

**DIAGNOSTICO DEL ESTADO ACTUAL DE LAS REDES ELECTRICAS DE SAN
ANDRES ISLAS Y SUS PERSPECTIVAS FUTURAS**

GERARDO WATSON CANTILLO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA
CARTAGENA
2005.**

**DIAGNOSTICO DEL ESTADO ACTUAL DE LAS REDES ELECTRICAS DE SAN
ANDRES ISLAS Y SUS PERSPECTIVAS FUTURAS**

GERARDO WATSON CANTILLO

Trabajo de grado, presentado para optar al título de Ingeniero Electricista

Directores

EDWARD JAY RUEDA

Ingeniero Electricista

ENRRIQUE VANEGAS CASADIEGO

Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA

CARTAGENA

2005.

AGRADECIMIENTOS

A mi querida madre Lilia Cantillo

Por su apoyo y paciencia.

Al Ingeniero Enrique Vanegas

Por su colaboración

CONTENIDO

	Pág.
1 INTRODUCCION Y RESUMEN.....	1
1.1 OBJETIVO.....	1
1.2 INTRODUCCION.....	1
1.3 RESUMEN DE TRABAJOS EFECTUADOS.....	2
1.3.1 Recopilación de Información	2
1.3.2 Diagnostico del estado de carga de transformadores.	3
1.3.3 Plan departamento de perdidas.....	3
1.3.4 Diseño circuitos.	3
1.3.5 Informe pruebas en transformadores tipo pedestal.	3
2 DIAGNOSTICO DEL ESTADO DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES	4
3 PLAN DE INVERSIONES DEPARTAMENTO DE PERDIDAS.	12
4 PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO.....	45
4.1 SARIE BAY	45
4.1.1 JUSTIFICACIÓN	45

4.2	PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO COCAL.....	48
4.2.1	JUSTIFICACIÓN	48
4.3	PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO 20 DE JULIO	52
4.3.1	JUSTIFICACIÓN	52
4.4	PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO JUAN XXIII	55
4.4.1	JUSTIFICACIÓN	55
4.5	TRANSFORMADORES.	59
4.6	SISTEMAS DE SECCIONAMIENTO.	60
4.6.1	RECLOSERS TIPO SF6.	60
4.6.2	AISLADEROS. (SISTEMA DE CORTACIRCUITOS). CAJAS PRIMARIAS.....	60
4.6.3	SISTEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES.....	61
4.6.4	FUSIBLES PARA CAJAS PRIMARIAS.....	61
4.7	MEJORAMIENTO REDES DE DISTRIBUCION.....	62
4.7.1	MEJORAMIENTO REDES DE MEDIA TENSION (13,2KV).....	62
4.7.2	MEJORAMIENTO DE REDES DE BAJA TENSION (220V).....	62
4.8	MEJORAMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO.	63
4.9	PREPARACIÓN PARA ASUMIR NUEVOS RETOS	63
4.10	CONCLUSIONES.....	64
4.11	PARAMETROS DE DISEÑO 20 DE JULIO	65

4.11.1	GENERALIDADES.....	65
4.11.2	SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE.....	66
4.11.3	REDES ELECTRICAS.....	68
4.11.4	CARACTERISTICAS DEL SERVICIO.....	69
4.11.5	CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DEL PROYECTO	70
4.11.5.1	Parámetros Generales (Memorias de Calculo)	70
4.11.5.1.1	Tensiones de Servicio	70
4.11.6	Disposición de tipo	70
4.11.6.1	Estructura de redes aéreas.	70
4.11.6.2	Limites de regulación de tensión	72
4.11.6.3	Constantes para calculo de regulación	72
4.11.7	MATERIALES	74
4.12	MEMORIAS DE DISEÑO 20 JULIO.....	79
4.12.1	RESUMEN DEL PROYECTO.....	79
4.12.2	tMEMORIA DE CÁLCULO GENERAL.....	83
4.12.3	PARÁMETROS DE DISEÑO.....	86
5	INFORME DE PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE TIPO PEDESTAL	88
5.1	INTRODUCCIÓN	88
5.2	EQUIPOS DE MEDIDA UTILIZADOS	88

5.3	LOGISTICA DE LOS TRABAJOS	89
5.3.1	Desarrollo de las Pruebas	89
5.4	RESULTADOS.....	90
5.5	RECOMENDACIONES.....	91
5.5.1	RESULTADO DE PRUEBAS A	91
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	110
7	GRAFICOS Y PLANOS	116

1 INTRODUCCION Y RESUMEN

1.1 OBJETIVO.

El objetivo del presente es el de Formular un diagnostico del estado actual de las redes eléctricas de la Isla de San Andrés y providencia sus perspectivas y soluciones estratégicas, de tal forma que sea una herramienta para el mejoramiento de la empresa.

1.2 INTRODUCCION.

La tendencia de los sistemas de distribución actualmente, es la de tener programas de reducción de perdidas, mantenimiento, software, y hardware, capaces de ayudar a técnicos e ingenieros a diagnosticar el estado de estos en tiempo real, por tal razón la empresa de energía eléctrica de San Andrés (APL.) a tenido la idea de realizar un estudio del estado actual de sus redes para poder dar un diagnostico de estas y en un futuro hacer las correcciones necesarias, contar con un servicio excelente y poder reducir las perdidas técnicas y no técnicas al 10% en un periodo de 3 años.

Como sabemos las redes de distribución de san Andrés no cuenta con las condiciones técnicas mas adecuadas para su perfecto funcionamiento, con circuitos en media y baja tensión muy largos, completa necesidad en programas de mantenimiento, constante salidas de circuitos causada por protecciones descoordinadas, la necesidad de protecciones y equipos de switcheos para la duración de las fallas, gran cantidad de estructuras desaplomadas, conductores con dimensiones inadecuadas para la carga que manejan, gran número de servicios conectados sin medición, grandes distancias de acometidas con alambre

#10 alimentando servicios, alumbrado publico trabajando las 24 horas del día, produciendo en el sistema eléctrico pérdidas superiores al 23%, a esto se le complementa el alto nivel friático que afecta la red subterránea existente en la isla, y el alto nivel salino haciendo que la red de distribución se encuentre en condiciones criticas.

Por tal razón fue de vital importancia por parte de la empresa hacer un estudio del estado actual de sus redes y poder dar un diagnostico para futuras expansiones del sistema en corto y mediano plazo; para esto la empresa necesitara de los siguientes requerimientos:

Implementar una sección de medición o un laboratorio de medición, capacitación del personal en técnicas para trabajo en caliente, estandarización de los servicios de acometidas con el propósito de establecer requerimientos en la conexión de usuarios, hacer un programa de mantenimiento preventivo y correctivo para asegurar la confiabilidad del sistema, y tomar las acciones necesarias para reducir gradualmente las pérdidas técnicas y no técnicas al 10%.

1.3 RESUMEN DE TRABAJOS EFECTUADOS.

A continuación se resumen los trabajos y se presentan los trabajos efectuados para los diferentes ítems.

1.3.1 Recopilación de Información

Además de la información que pude encontrar en APL, obtuve información en Planeación departamental, instituto geográfico Agustín Codazzi, corporación de turismo.

1.3.2 Diagnostico del estado de carga de transformadores.

En el capitulo 2 se hace una descripción del estado del sistema eléctrico existente, de la carga de transformadores en poste por circuito y se anexan los datos obtenidos en horas pico de la carga de los transformadores.

1.3.3 Plan departamento de perdidas

En el capitulo 3 del proyecto se sita un plan que su finalidad es la de disminuir el indicador de las perdidas.

1.3.4 Diseño circuitos.

El rediseño de los circuitos mas críticos y de mayo antigüedad es expuesto con sus memorias de cálculos en el capitulo 4.

1.3.5 Informe pruebas en transformadores tipo pedestal.

En este capitulo se presentan las labores realizadas en el campo y la forma como se realizaron las pruebas a los trafos de tipo pedestal que actualmente se encuentran en vacío y serán próximamente conectados a los abonados, esto con el fin de retirar la red aérea existente.

2 DIAGNOSTICO DEL ESTADO DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

El sistema de transformadores que posee la red de la Isla, requiere de sistemas de protección para su funcionamiento, para este hecho se usa el sistema convencional de Cajas primarias o Cortacircuitos, en combinación con los Pararrayos para proteger de descargas Atmosféricas frecuentes en esta región del Caribe. Estos elementos deben ser mantenidos en perfectas condiciones de operación con el fin proteger tanto el patrimonio de la empresa (Transformadores), como a los Usuarios.

Este sistema también opera como seccionador en caso de que se desee realizar labores al mismo transformador o a la red que alimenta a este, pero con la desventaja de tener que ser operados con una suspensión previa del Circuito, o en casos del seccionador que alimenta que es lo Técnicamente Ideal.

En el sector se cuenta con transformadores de 100, 112.5, 200, y 250 KVA, mientras que en el sector rural oscilan entre 30 y 75 KVA debido a que la carga esta muy dispersa.

Muchos de estos transformadores se encuentran trabajando en vacío y va hacer necesario realizar las reubicaciones pertinentes al caso para que estos puedan trabajar de forma mas optima y poder tener un mejor balance de cargas, de esta manera se podrá reducir el índice de perdidas técnicas y se prestara un mejor servicio de energía por parte de la empresa. Esto es debido a que las pérdidas técnicas se incrementan cuando un transformador trabaja por debajo del 70 % de su capacidad, como es el caso de muchos de los que trabajan en poste.

Otro caso también a tener en cuenta es el proceso contrario al anterior, cuando el transformador se encuentra sobrecargado, ya que esto también contribuye al incremento de las pérdidas técnicas y sumado a todo esto se ocasiona el envejecimiento de este tipo de máquina estática ya que en este momento cuando se encuentra sobrecargado los esfuerzos tanto mecánicos como eléctricos (físicos, químicos) provocando en el transformador un acelerado envejecimiento en los aislamientos y pérdidas dieléctricas.

Las tablas a continuación muestran los datos tomados (por circuito) de los transformadores de distribución con los cuales se pudo llegar a observar el estado en el cual se encuentran estos.

CIRCUITO JUAN 23													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
112.5	P41	123	124	125	204	209	216	212	133	116	96	50,164637	9:25P
112.5	P4	122	126	123	219	210	218	238	100	210	152	61,338188	8:36P
112.5	P74	124	126	128	220	220	219	210	190	209	124	69,430263	8:57P
112.5		121	126	124	114	205	220	180	134	200	21	47,928958	9:20P
112.5	P28	124	127	122	223	222	223	215	190	152	34	64,369148	6:48P
75	P15	110	111	114	222	206	204	17	17,5	50	30,8	9,238892	6:30P
112.5	P32	115	122	114	203	209	194	123	124	117	17	38,161032	6:53P
112.5	P20	127	113	120	216	210	215	110	241	276	31	69,529911	6:42P
112.5	P57	121	120	125	203	205	204	342	308	166	66	86,394816	7:25P
112.5	P58	120	114	116	206	199	195	629	654	854	190	221,8206	07:30
112.5	P68	123	123	214	218	202	201	209	338	290	47	89,921421	7:11P
112.5	P62	104	125	126	203	203	201	170	200	118	63	51,245368	7:00P
75		110	126	124	221	219	220	0,97	0,39	1,3	0	0,3037188	6:45P
112.5	P38	125	125	119	218	216	207	265	320	117	158	77,846886	8:48P
112.5	P76	117	116	116	205	202	205	227	300	222	11	79,3011240	09:04P

CIRCUITO COLOMBIA													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
225		128	128	128	223	224	224	127	175	113	25	48,174445	6:10P
75	P8	124	125	125	219	220	220	335	293	294	34	105,114454	6:30P
112.5		129	128	129	224	226	224	141	179	136	39	53,170512	6:15P

CIRCUITO FRAGATA													
-------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

CIRCUITO FRAGATA													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
75	P79	118	120	119	209	207	210	108	89	94	26	31,514718	10:54A
225	P75	125	127	126	221	219	222	330	188	320	57	95,972788	10:48A
112.5	P83	124	125	125	217	218	219	308	209	207	51	81,914808	11:13A
150	P82	120	118	119	208	210	207	125	226	222	23	61,955625	11:05A
150	P57	126	125	126	220	220	219	297	308	282	21	101,124209	10:57A
	P83	130	126	126	219	221	220	82	268	234	48	66,68112	11:55A
112.5	P75	124	126	124	219	218	220	378	234	357	52	110,137509	4:27P
112.5	P82	119	117	119	206	210	206	127	263	246	24	68,437416	4:50P
112.5		124	123	125	218	218	219	238	245	171	24	74,10801	4:56P
150	P57	125	125	122	218	216	216	255	233	190	20	76,2411	4:23P
75	P79	117	118	119	208	207	210	120	89	92	32	32,545625	4:35P
75	P16	126	126	126	182	175	194	13	74	50	46	13,059251	11:18A

CIRCUITO ALMENDROS													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
112.5	P77	130	130	131	228	229	228	84	97	54	15	27,848675	11:25A
112.5	P104	123	123	124	216	216	216	215	230	166	67	68,495544	11:45A
112.5	P89	126	125	127	221	220	222	70	59	35	58	18,810636	11:34A
75	P94	118	119	118	207	205	206	192	118	144	24	48,538956	11:40A
112.5	P39	125	126	125	218	219	220	159	175	53	67	43,986807	5:44P
75	P94	117	119	115	205	203	206	196	156	214	54	60,121652	5:55P
37.5	P63	119	116	0	216	0	0	96	45	0	42	13,7052	5:08P
112.5	P77	131	130	131	229	229	228	76	47	86	40	24,803702	5:33P
112.5	P104	122	123	123	214	215	215	231	130	177	60	59,939656	4:12P
75	P129	115	115	0	232	0	0	290	304	0	13	62,0136	10:58A
75	P5	116	105	0	225	0	0	128	144	0	22.1	27,54	10:45A
112.5	P136	118	114	108	209	215	214	118	191	150	47	50,661666	10:34A
112.5	P136	119	114	110	209	215	214	126	192	128	77	89,580438	4:03P
75		115	117	0	221	0	0	184	237	0	44	41,86845	11:00A
45		121	127	124	202	221	222	42	94	90	56	25,21821	11:10A
112.5	P117	123	125	129	221	223	222	263	217	254	31	84,570012	11:45A
112.5	P117	123	125	129	221	223	222	286	232	221	31	88,71786	5:20P
75		128	110	123	202	201	204	95	94	86	28	28,878025	12:00M
112.5		124	126	125	217	217	218	183	85	129	75	44,780012	11:36A
125		122	122	123	212	214	208	69	60	108	40	25,994634	11:27A

CIRCUITO NATANIA													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
37.5	P92	116	113	0	230	0	0	121	271	0	147	40,572	8:45P
112.5	P114	124	121	124	213	217	217	66	152	69	75	32,124197	7:37P
75	P94	120	131	126	226	220	219	284	205	311	118	92,036	8:36P
50		120	117	0	238	0	0	23	80	0	54	11,0313	9:23P

CIRCUITO NATANIA													
75	P115	124	128	123	223	214	215	64	75	29	26	18,949728	7:30P
45	P23	125	126	127	220	212	219	188	160	97	78	50,117235	9:29P
37.5		116	117	0	237	0	0	28	38	0	9	7,0389	8:00P
112.5	P104	127	122	120	215	220	221	260	209	178	61	73,426736	8:12P
75	P96	127	128	127	223	221	224	158	155	165	15	55,239592	8:30P
50	P84	116	115	0	233	0	0	200	284	0	72	50,7474	8:57P
50	P88	115	116	0	232	0	0	298	235	0	74	55,6452	9:05P
50		118	118	0	237	0	0	78	68	0	14	15,5709	8:07P
112.5	P124	128	127	127	221	223	224	240	278	253	33	89,099844	8:22P
50	P73	117	117	0	236	0	0	86	210	0	122	31,4352	8:50P
	P84	116	116	0	235	0	0	72	195	0	106	28,23525	9:00P
50	P90	116	116	0	234	0	0	175	280	0	96	47,9115	9:11P
75	P23	126	126	126	221	221	220	275	239	117	90	72,265906	9:32P
50	P113	118	118	0	232	0	0	50	43	0	8	9,7092	7:45P
75	P16	121	122	121	213	212	213	157	95	34	80	31,566964	8:05P
	P6	117	118	0	238	0	0	120	88	0	31	22,2768	7:50P
75	P18	117	118	0	235	0	0	224	230	0	0	48,0105	8:12P
50	P5	117	117	0	236	0	0	136	176	0	7	33,1344	7:45P
112.5	P141	120	119	119	212	210	211	314	265	278	59	93,849213	7:30P
112.5	P12	118	121	120	212	209	211	327	100	274	204	76,644536	7:56P
50		116	115	0	233	0	0	324	329	0	1	68,46705	7:34P
112.5	P9	121	123	120	213	212	213	198	180	264	97	70,860108	8:18P
50	P150	118	117	0	237	0	0	112	188	0	72	31,995	7:38P
112.5	P138	120	131	127	227	225	225	227	150	113	85	57,38929	8:35P
75	P54	117	119	0	236	0	0	267	188	0	87	48,321	8:40P
50	P19	111	113	0	238	0	0	118	115	0	5	24,9543	8:25P
112.5	P58	126	126	127	222	224	227	302	222	180	118	81,966016	8:44P
50	P63	117	115	0	234	0	0	113	261	0	147	39,3822	8:50P
	P64	118	123	120	226	224	224	193	104	210	74	59,117214	8:56P
50	P127	117	112	0	233	0	0	163	107	0	55	28,3095	9:07P
112.5	P26	126	127	123	224	224	220	242	175	49	162	53,852824	9:15P
112.5	P49	117	120	124	210	210	217	127	337	374	218	92,348438	9:20P
112.5	P24	124	126	124	218	218	219	148	123	110	65	43,173015	9:10P
50	P31	116	116	0	234	0	0	210	206	0	6	43,8048	7:55P
112.5		124	124	125	216	218	215	162	112	122	47	44,461692	7:20P
112.5	P32	120	122	120	210	211	211	202	194	184	25	63,41488	7:35P

CIRCUITO LOMA													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
50	P166	115	115	0	231	0	0	82	125	0	36	21,51765	8:45P
75	P97	121	122	0	237	0	0	219	162	0	54	40,63365	6:30P
50	P24	110	115	0	222	0	0	94	121	0	29	21,4785	6:40P
75	P200	124	121	120	203	209	193	217	179	206	18	63,00833	6:50P
75	P205	116	114	0	231	0	0	130	294	0	154	44,0748	6:58P
112.5	P70	124	121	120	218	217	220	431	224	280	144	105,949525	8:10P

CIRCUITO LOMA													
112.5	P63	125	124	123	212	208	218	34	256	280	205	62,91318	7:40P
112.5	P48	125	122	126	217	212	217	221	310	103	185	70,854572	7:05P
112.5	P80	113	122	121	212	218	213	307	334	280	92	102,451119	7:20P
45	P139	121	123	122	214	212	215	107	116	68	38	32,269863	8:28P
75	P124	122	124	120	214	212	210	195	110	75	100	41,81064	8:14P
112.5		116	120	120	210	212	211	138	149	222	95	55,740081	19:10P
75	P208	104	110	0	230	0	0	215	152	0	54	37,9845	7:05P
50	P178	117	116	0	234	0	0	82	131	0	49	22,4289	8:54P
50		114	119	0	238	0	0	40	23	0	8	6,7473	7:24P
50	P235	114	115	0	230	0	0	79	85	0	8	16,974	7:18P
75	P115	114	113	0	229	0	0	193	348	0	70	55,75005	7:40P
75	P114	114	113	0	228	0	0	234	239	0	72	48,5298	7:47P
37.5	P122	117	116	0	235	0	0	173	197	0	23	39,1275	8:07P
75	P133	114	114	0	228	0	0	260	256	0	3	52,9416	8:22P
37.5	P157	114	113	0	230	0	0	126	154	0	26	28,98	8:35P
	P60	116	116	0	234	0	0	130	123	0	18	26,6409	7:30P
50	P55	113	114	0	231	0	0	167	293	0	126	47,817	7:20P
50	P66	113	113	0	226	0	0	238	200	0	31	44,5446	8:00P

CIRCUITO BULEVAR													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
75		120	122	120	211	210	210	228	159	150	81	58,620531	9:09P
75	P78	126	130	128	227	221	226	193	127	102	46	49,206044	9:00P
112.5	P77	117	119	122	227	223	228	0,48	0,66	0,25	33	0,16303866	8:55P
112.5	P89	128	123	127	222	224	220	267	248	187	53	80,883036	9:14P
112.5	P79	128	128	128	225	226	225	0,72	126	112	0,3	27,91782656	9:21P
112.5	P71	130	131	130	230	226	230	0,53	111	0,38	0,42	13,28125498	9:30P
75	P64	127	127	127	222	225	224	114	139	106	19	41,673797	8:47P
75	P19	118	116	111	230	225	226	112	201	302	120	72,454995	7:36P
112.5	P31	120	16	120	214	220	216	60	110	60	36	25,8635	7:50P
112.5	P30	130	120	113	230	226	226	118	260	269	100	76,336942	7:59P

CIRCUITO BULEVAR													
200	P85	114	127	133	225	230	229	241	103	242	36	69,342552	8:36P
50	P40	120	110	0	241	0	0	0,70	0,72	0	0	0,153999	8:28P

CIRCUITO SWAMP GROUND													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
45	P7	126	126	126	221	222	221	59	57	39	10	17,80516	7:10P
75	P4	125	127	128	217	218	224	77	88	90	17	29,071785	7:05P

CIRCUITO BACK ROAD													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
75		116	117	0	234	0	0	371	384	0	16	79,5015	8:15P
50	P8	117	118	0	237	0	0	155	134	0	79	30,82185	8:30P
50	P19	117	118	0	237	0	0	157	151	0	16	32,8482	8:43P
50	P23	117	118	0	236	0	0	112	159	0	20	28,7802	8:35P
75	P22	117	118	0	237	0	0	162	260	0	74	45,0063	8:38P
75	P9	126	125	127	221	221	221	107	154	100	43	41,406339	8:58P
75	P6	117	118	0	237	0	0	174	178	0	4.5	37,5408	9:00P
112.5		127	127	126	222	221	223	99	164	146	78	47,124162	9:10P
75		117	118	0	236	0	0	230	324	0	80	58,8348	9:13P
112.5		127	126	127	222	221	221	148	99	191	67	50,313936	9:22P

CIRCUITO CIRCUNVALAR													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
45	P242	135	132	136	235	238	230	27	90	0	70	37,01295	8:24P
50	P24	121	122	0	245	0	0	173	160	0	20	36,71325	7:51P
50	P207	121	120	0	238	0	0	4,7	8,6	0	2,9	1,42443	8:47P
37.5	P87	118	120	0	227	0	0	98	60	0	37	16,1397	7:58P
50	P45	122	117	0	245	0	0	159	194	0	40	38,91825	8:15P
50	P195	114	111	0	226	0	0	137	149	0	12	29,0862	9:01P
75	P178	122	123	122	218	222	213	139	215	113	78	52,756523	9:14P
75	P76	137	130	137	231	231	231	101	73	92	13	31,890474	8:37P
37.5	P217	117	119	0	232	0	0	82,5	82,2	0	4,4	17,19468	7:56p
50	P150	117	120	0	242	0	0	84,3	41,3	0	41,3	13,67784	8:38P
50	P191	121	121	0	244	0	0	117	109	0	0	24,84774	8:31P
37.5	P87	125	123	0	249	0	0	85,4	70,4	0	16,6	17,45739	9:00P
50	P109	114	114	0	232	0	0	34,3	53,5	0	11,8	9,16632	8:03P
37.5	P163	114	121	0	243	0	0	11,7	50,1	0	40,6	6,75783	8:11P
50	P176	125	125	0	254	0	0	151	273	0	113	48,4632	8:20P
37.5	P99	110	112	0	236	0	0	105,8	131	0	25	25,14816	8:50P

CIRCUITO 20 DE JULIO													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
112.5	P63	114	113	112	205	200	205	176	199	104	37	50,54887	12:09M
112.5	P74	123	124	123	260	214	217	186	176	120	18	57,619726	11:22A
75	P81	116	112	118	203	208	211	147	232	173	26	59,398512	11:00A
75	P80	123	119	119	213	190	209	159	238	160	83	58,972932	11:11A
112.5	P73	116	116	117	220	204	204	312	305	267	36	96,041296	11:35A
75	P85	112	119	118	208	211	207	171	289	172	47	68,444336	11:48A
112.5	P86	123	120	121	212	214	210	228	138	132	45	54,793944	11:55A
112.5		125	126	126	219	222	220	124	140	82	14	39,566138	12:12M
112.5	P55	125	120	124	218	217	217	223	203	148	64	64,744904	6:00P
75	P48	127	126	125	221	220	220	64	132	83	82	31,904487	5:50P

CIRCUITO 20 DE JULIO													
112.5	P43	127	128	125	221	221	222	295	330	380	41	115,44636	5:44P
112.5	P42	117	118	117	205	205	205	270	273	168	108	75,646845	11:43A
112.5	P37	125	120	119	212	210	211	325	495	429	96	136,776741	11:40A
112.5	P34	118	114	113	201	203	197	218	400	315	97	97,006809	11:30A
112.5	P30	114	117	118	207	208	205	73	101	115	33	30,99814	11:20A
112.5	P24	124	124	116	218	218	221	209	123	156	76	55,466568	5:10P
75	P48	113	113	0	229	0	0	121	155	0	90	28,4418	11:55A

CIRCUITO SAN LUIS													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
75	P66	126	119	125	220	220	212	57	44	28	11	14,550684	7:48P
75	P37	121	121	126	211	218	218	145	162	104	61	46,003641	7:58P
112.5	P81	121	121	123	215	219	220	284	162	289	123	83,15937	8:03P
112.5	P10	125	126	127	219	220	219	296	214	76	161	66,706724	4:41P
75	P32	116	116	116	207	207	207	103	82	104	54	31,048137	5:06P
75	P21	120	123	122	216	216	213	167	235	97	89	55,680915	7:38P
112.5	P135	120	124	125	216	216	219	401	325	206	148	104,964636	8:18P
75	P140	120	122	123	214	211	214	358	233	106	192	77,051259	8:48P
75	P142	124	123	123	217	217	213	143	80	59	50	31,564542	8:52P
112.5	P126	116	115	118	205	205	205	227	283	84	187	63,19863	7:30P
75	P236	122	124	123	216	214	214	155	56	109	99	35,65184	7:40P
112.5	P231	124	124	125	215	218	219	209	212	175	31	67,226416	7:50P
75	P106	122	123	127	217	218	222	241	177	125	100	61,717923	7:02P
75	P60	123	126	121	218	212	216	294	245	259	17	89,182884	6:48P
75	P230	113	112	0	227	0	0	98	142	0	45	24,516	8:00P
50	P86	113	112	0	226	0	0	240	264	0	12	51,2568	6:58P
50	P27	113	172	0	229	0	0	182	313	0	123	51,00975	6:38P
50	P95	114	113	0	229	0	0	46	109	0	62	15,97275	8:19P
	P97	115	110	0	224	0	0	242	384	0	153	63,1008	8:30P
50	P102	112	111	0	225	0	0	193	314	0	114	51,33375	8:40P
50	P17	113	110	0	220	0	0	272	446	0	118	71,082	6:56P
25	P2	111	108	0	214	0	0	51,7	51,7	0,0	0	9,95742	6:27P
50	P8	113	114	0	231	0	0	92,2	257	0	0	36,29934	6:30P
37.5		114	114	0	218	0	0	21	7,3	0	12,7	2,77623	8:28P
50	P174	113	112	0	227	0	0	99	112	0	24	21,55365	9:24P
75	P227	114	113	0	229	0	0	102	192	0	81	30,2967	8:38P
37.5	P113	115	114	0	232	0	0	53	48	0	12	10,5444	7:12P
50	P121	115	114	0	232	0	0	61	80	0	23	14,7204	7:20P
50	P151	111	114	0	228	0	0	154	147	0	14	30,8826	9:04P
25	P162	114	112	0	218	0	0	23	19	0	0	4,1202	9:18P
50	P149	111	111	0	224	0	0	206	259	0	42	46,872	9:00P

CIRCUITO SARIE BAY

CIRCUITO SARIE BAY													
T(KVA)	Poste	V1n(V)	V2n(v)	V3n(v)	V12(v)	V13(v)	V23(v)	I1(A)	I2(A)	I3(A)	In(A)	Carga (Kw)	Hora
200	P250	132	131	131	230	231	228	115	150	97	0,33	43,149314	8:22P
112.5		129	129	128	223	226	223	101	92	65	25	29,994048	8:36P
112.5	P5	129	129	128	225	225	226	266	240	217	100	84,553404	6:34P
112.5	P219	130	129	128	227	226	225	139	163	160	29	54,189828	8:31P
112.5	P242	130	131	129	228	227	226	203	165	161	43	62,323077	8:46P
112.5	P236	123	121	122	216	212	216	118	253	234	80	67,40426	9:02P
75		130	128	130	226	228	225	103	113	46	29	30,776354	9:18p
112.5	P171	132	132	131	230	230	231	105	131	140	0,3	44,948168	7:44P
112.5		131	129	130	230	230	225	248	246	180	0,25	79,87237	8:59P
45	P137	131	128	130	227	227	224	0,45	101	0,97	0	12,01325148	9:05P
112.5	P207	123	123	123	210	216	215	145	116	121	0,4	42,361126	7:38P
75	P203	124	122	124	216	217	216	0,6	122	0,9	0,32	13,8662095	7:52P
50	P234	119	119	0	240	240	0	86	75	0	10	34,776	9:40P
50	298	117	112	0	238	238	0	193	184	0	0,13	80,7534	9:10P
75	P175	120	121	0	242	0	0	131	120	0	0,17	27,3339	9:15P
25	P184	120	118	0	239	0	0	156	110	0	0,5	28,6083	8:10P
50	P200	120	120	0	231	0	0	69	74	0	0,04	14,86485	8:26P
50	186	110	110	0	240	0	0	150	0,98	0	0,47	16,30584	8:40P
50	P157	122	122	0	244	0	0	215	151	0	0,56	40,1868	9:27P
37.5	P177	120	120	0	232	0	0	0,67	0,56	0	0,17	0,128412	8:04P
50	P197	122	124	0	246	0	0	207	166	0	0,33	41,2911	8:18P
50	P189	118	117	0	236	0	0	252	374	0	115	66,4812	8:35P
37.5	P122	120	119	0	242	0	0	118	104	0	0,26	24,1758	8:50P
37.5	P147	119	117	0	234	0	0	0,74	0,95	0	0,23	0,177957	9:14P
37.5	P149	120	120	0	238	0	0	0,4	0,56	0	0,1	0,102816	9:20P
37.5	P40	123	121	0	246	0	0	84	55	0	33	15,3873	7:45P
37.5	P70	122	122	0	244	0	0	66	99	0	30	18,117	8:05P
50	P87	118	118	0	237	0	0	287	466	0	167	80,30745	8:20P
50	P56	122	122	0	246	0	0	66	123	0	48	20,9223	7:55P
50	P82	120	120	0	240	0	0	237	237	0	21	51,192	8:10P
50	P89	120	120	0	241	0	0	227	238	0	17	50,42925	8:30P
50	P166	121	121	0	243	0	0	47	47	0	10	10,2789	9:25P
37.5	P107	120	120	0	241	0	0	152	180	0	28	36,0054	8:45P
50	P100	121	121	0	243	0	0	27	167	0	38	21,2139	8:40P
75	P114	121	120	0	242	0	0	192	90	0	28	30,7098	8:55P

3 PLAN DE INVERSIONES DEPARTAMENTO DE PERDIDAS.

Uno de los factores de mayor influencia en la operatividad balanceada de una Empresa de Distribución y Comercialización de Energía es el control sobre las perdidas no técnicas comúnmente denominadas perdidas negras.

Este factor en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina representa en acumulado con las perdidas Técnicas un global de 31,5 %.

Bajo un consumo promedio mensual de 12'500.000 Kwh representa perdidas por un total de 45'360.000 Kwh al año.

Bajo esta premisa es innegable que A.P.L. debe acometer un Plan agresivo y coordinado con la finalidad de disminuir este indicador que de fondo ataca la posibilidad de adquirir un equilibrio real en el mercado.

Este debe ser consistente con el Plan de inversión de Distribución y Redes a fin de que la cobertura y la relación costo beneficio permitan alcanzar el equilibrio ideal de la Empresa.

A continuación se resume de manera puntual los objetivos, beneficios y aplicación del Plan de Inversiones ajustado a partir del año 2002, con proyección a diez (10) años (2011).

Nota: Todas las cifras se expresan en millones de pesos.

PLAN DE INVERSION DEPARTAMENTO DE PERDIDAS A.P.L. 2004-2014.

- AÑO 1 (2005).

Cifra total de inversión: 612

Equipo portátil prueba de medidores: 60

Herramientas y equipos: 30

Cuadrilla adicional: 22

Equipos antifraude: 20

Instalación de Medidores: 300

Legalización de usuarios: 150

Capacitación del personal: 10

SPARD: 20

Evolución perdidas : (-) 31.5/28.5%. (Incluye Plan Dist. Y Redes).

Resumen.

Equipos portátiles de prueba de medidores. (60).

Objetivo.

Contar con un equipo de verificación en campo de calibración y perfecto funcionamiento de los medidores de tipo electromecánico (de Inducción) y de tipo electrónico, de clase 1, 1.5 y 2.

Como se podrá observar el poder verificar el correcto estado de medición de los equipos instalados con un elemento patrón homologado le permitirá a la empresa determinar variaciones significativas que con elementos de medición portátiles que parametrizan errores hasta de mas o menos 15%, no pueden detectar, con la consiguiente perdida de energía que perjudica la empresa.

Como ejemplo un usuario comercial con un consumo promedio de 20.000 Kwh/m con una desviación negativa de 10%, afectaría mensualmente a la empresa en 2000 Kwh y produciría un acumulado de 24.000 Kw, que representan a la tarifa actual de \$ 216,49 por Kw un valor anual de \$ 5'195.760, en pérdidas imperceptibles para las herramientas tradicionales.

Beneficios.

Los beneficios serán del tipo inmediato debido a que la adquisición de estos equipos permitirá acceder a un control multiactivo de la medición reduciendo el impacto de las desviaciones inferiores al 15%, y de igual forma ejecutar un control certificado de pérdidas y acción de multas y sanciones soportadas por un elemento certificado.

Por tal razón los procesos sancionatorios tendrán un sustento fortalecido por la certificación, acelerando y realzando la efectividad de estos.

Equipos y Herramientas. (30).

Objetivo.

El refuerzo de las actividades efectivas del Departamento de Pérdidas se verán fortificadas por la adición de herramientas específicas para trabajo de recuperación de pérdidas como Pinzas para medición y grabación de datos de Potencia PWS, Pinzas voltiamperimétricas Trae RMS, con archivo de Picos, Cámaras fotográficas digital para formato jpg o gif, y una cámara de video.

El valor efectivo más grande de este factor del proyecto es la adquisición de un equipo de detección de redes subterráneas, y derivaciones como también de fallas en cables.

Beneficios.

Con estos elementos se refuerzan las labores de verificación de elementos de medición y viviendas como establecimientos comerciales e industriales, de igual

forma el poseer registros visuales y fílmicos soporta de manera importante los procesos que se inicien por fraude.

El elemento de mayor importancia es el detector de derivación de acometidas y líneas subterráneas que también tiene la facilidad de detectar falla en cables subterráneos, con lo cual una de las formas mas utilizadas de fraude actualmente seria combatida con alta tecnología, permitiendo disminuir los efectos por este concepto.

Cuadrilla Adicional. (20).

Es innegable que uno de los factores de mayor influencia en la prevención y corrección de perdidas negras es la presencia del personal permanentemente en el campo, por tanto es efectiva la tarea de posición activa de la empresa con el usuario logrando un efecto inmediato en la corrección de fraudes.

Esta cuadrilla se encargara de revisar usuarios por consumo, por valor de factura, por tipo de uso (prioridad Industrial y Comercial) y los reportes recibidos por parte facturación.

Esta se alternara para efectuar revisiones nocturnas y en fines de semana a diferentes predios que presentes posibles tipos de fraude controlado.

Beneficios.

El beneficio directo de esta cuadrilla es extender el control y reducción de las perdidas negras en combinación con los elementos y equipos de punta, atacando directamente los factores de crecimiento y realizando una depuración o desagregación en la zona de mayor consumo.

Equipos Antifraude. (20).

Dentro del proceso de reducción de pérdidas se deben combinar tecnologías que permitan proteger las instalaciones y conexiones de los usuarios, de posibles manipulaciones y alteraciones.

Para este fin el uso de Cajas para medidor antifraude, sellos de triple enganche, tortillería de conexión antifraude, cable antifraude y demás tecnologías que permitan gradualmente aumentar la seguridad del sistema.

Beneficios.

El principal beneficio es el aumento de seguridad en las instalaciones con elementos diseñados para tal fin, que no solo dificultan la manipulación de los instrumentos de medida

Instalación de Medidores. (300).

Objetivo.

Es notable el efecto negativo de que la medición no se efectuó mediante los medios y herramientas adecuados, permitiendo que el usuario, despilfarre la energía a sabiendas de que cancela un valor único y constante, por tanto la conducta de control y racionamiento no son llevadas a cabo.

Con esto el indicador de aproximadamente el 25% de los usuarios sin elementos adecuados de medición se desarrolla en un proceso gradual que debe acometerse a corto plazo (máximo 2 años), a fin de establecer márgenes de medición de más del 95%.

Este objetivo abarca dos áreas específicas, control de pérdidas y verificación de consumos, a nivel de control de pérdidas disminuye aquellas debidas al no control del uso de la energía por usuarios directos y de igual forma una adecuada medición permite realizar un estudio permanente de los promedios de consumo con lo cual la labor de prevención de desviaciones se basa en datos mucho más acertados con sus consiguientes beneficios en el área de Pérdidas y de Facturación.

Beneficios.

El principal beneficio de este proyecto es el de permitir la reducción de pérdidas que se denominan (operativas), al garantizar la medición REAL, de los consumos de los usuarios así la sobre utilización por parte de los usuarios directos se reduce a un nivel mínimo, que corresponde a los procesos normales de legalización de usuarios.

Legalización de usuarios. (150).

Objetivo.

San Andrés Providencia y Santa Catalina, suman un área acumulada de aproximadamente 90 Km. cuadrados, con una población de más de 90.000 habitantes genera un promedio (estimado) de 1000 habitantes por Km. cuadrado.

Bajo esta premisa el sector de mayor atención es San Andrés, que concentra aproximadamente el 95% de la Población total con un área equivalente a 52 Km. cuadrados.

Hoy San Andrés requiere un control muy pormenorizado de población que deriva en que bajo estudios preliminares (el estudio inventario de usuarios estará listo en mayo), se tengan detectados 25 zonas subnormales con un potencial de más de 1200 usuarios, que requieren ser legalizados.

Este proceso deberá ser coordinado de manera muy cuidadosa por A.P.L., respetando las normas legales por parte de la Gobernación y los entes de control Ambiental, además de ser reforzado por normas legales del orden de la Resolución CREG 120 de 2001.

Este proceso requiere por parte de la empresa invertir recursos en instalaciones, medidores, acometidas, equipos antifraude, redes de Distribución y gastos administrativos.

Beneficios.

Reducción de Perdidas no técnicas, aumento de cobertura, que en conjunto permiten desarrollar el equilibrio real de la empresa, con el consiguiente beneficio operativo y comercial.

Capacitación del personal en control de perdidas. (10).

Objetivo.

San Andrés Isla, debido a su crítica situación se está convirtiendo en un terreno perfecto para la proliferación de todo tipo de fraudes y anomalías en contra de la correcta medición, Por tal razón se explica que progresivamente con la caída del comercio y la economía local, el indicador de perdidas se ha comportado bajo un formula inversamente proporcional.

Estas son algunos de los fraudes mas comunes:

Derivación en la acometida.

Alteración de acometida subterránea.

Acometida subterránea paralela.

Puente en el medidor.

Conexión de señal aislada. (o pintada).

TC's y TP's alterados.

Inversión de señales.

Medidor ladeado.

Medidor con imán.

Medidor adulterado.

Medidor con disco doblado.

Medidor con bobina aislada.

Medidor con aguja.

Como se puede ver hoy no solo se trata con anomalías comunes, sino con alteraciones altamente tecnificadas, que requieren de capacitar al personal en su detección, de igual forma reforzando el conocimiento legal que permita que los procesos sean efectivos y adecuados.

Beneficios.

Reducción en el indicador de perdidas no técnicas, con el consiguiente efecto económico en la Empresa, reducción en la falla de casos por tecnicismos.

SPARD. (20).

Beneficios.

El sistema de simulación SPARD, es la herramienta base de análisis en el proceso de recuperación de perdidas, por tanto su funcionamiento es vital para que todo el Plan de Inversión se desarrolle adecuadamente bajo la premisa de la desagregación efectiva de perdidas técnicas y no técnicas.

Este requiere de la adquisición de equipos o PC's adecuados a las necesidades del software, como de materiales varios para el manejo de información.

Uno de los procesos de mayor importancia para el SPARD, es la recolección de información e ingreso al software, la cual en Media Tensión y Baja Tensión deberá concluirse en una primera etapa en Julio y en su etapa final en Diciembre.

Beneficios.

El principal beneficio es el conocer las perdidas realmente con indicadores claros y concisos, diferenciados por técnicas y no técnicas, de manera que se fijan metas claras y reales, como de igual forma se pueden manejar indicadores de gestión efectivos.

AÑO 2 (2006)

Cifra total de inversión: 674.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 60.

Cuadrilla adicional: 22.

Equipos antifraude: 70.

Instalación de medidores: 300.

Legalización de usuarios: 200.

Capacitación personal: 5.

SPARD: 15.

Resumen.

Equipo Portátil de prueba de medidores. (2).

Objetivo.

Realizar mantenimiento y certificación anual del estado de equipo, reposición de accesorios.

Beneficios.

Conservar una herramienta vital en el control de pérdidas, dado que al ser la única herramienta certificada es la base de la revisión de medidores.

Equipos y Herramientas. (60).

Objetivo.

En complemento a los equipos adquiridos en el año 1 del Plan de Inversión, se requiere la compra de equipos especiales, que permitan efectuar seguimiento a los usuarios y sus consumos.

El Analizador de redes permitirá, realizar seguimiento de los consumos de los usuarios, sus curvas de carga y curvas de consumo a fin de definir un parámetro de comparación con los consumos medidos y posibles alteraciones.

La compra de transformadores de corriente con núcleo abierto permite la utilización de medidores paralelos que no dependan de los equipos instalados por los usuarios por tanto es innegable el desarrollo de este proceso conllevara a efectos positivos.

Beneficios.

Control de perdidas tecnificado y efectivo, con posibilidad de seguimiento en tiempo real y con equipos adecuados a la infraestructura del usuario, como de la red.

Cuadrilla adicional. (22).

Objetivo.

En continuación al trabajo iniciado en el año 1, la cuadrilla continuara atendiendo la realización de labores de control de perdidas, revisiones, instalación de medición paralela y demás actividades destinadas a la reducción de las perdidas negras.

En este año del Plan de inversión su cobertura y resultados mejoraran por el soporte generado tras los proyectos y adquisición de equipos del año 1.

Beneficios.

Una presencia cada vez mas notoria de la empresa ante los usuarios y los consiguientes efectos en la reducción de perdidas con un refuerzo técnico adecuado y en crecimiento que combatirá directamente las anomalías.

Equipos Antifraude. (70).

Objetivos.

El programa bandera de este proyecto es la continua adquisición de medidores y equipos para Macro medición, estos instalados en los transformadores de la

empresa como en aquellos particulares que así lo requieran, permitirán ejercer un control permanente sobre las pérdidas, así la variación sobre los consumos deberá sustentarse en una macro variación que determinara un efecto real de cumplimiento.

Beneficios.

Mediante los equipos de medición y el software adecuado se realizara interfaz entre el Sistema de Información Comercial de la empresa y la macro medición para determinar las zonas de desviaciones significativas y así concentrar esfuerzos en variaciones reales.

Instalación de Medidores. (300).

Objetivo.

Es notable el efecto negativo de que la medición no se efectuó mediante los medios y herramientas adecuados, permitiendo que el usuario, despilfarre la energía a sabiendas de que cancela un valor único y constante, por tanto la conducta de control y racionamiento no son llevadas a cabo.

Con esto el indicador de aproximadamente el 25%, reducido en el año 1, se atacara en intención de alcanzar la cifra tope de 95%.

Este objetivo abarca dos áreas específicas, control de pérdidas y verificación de consumos, a nivel de control de pérdidas disminuye aquellas debidas al no control del uso de la energía por usuarios directos y de igual forma una adecuada medición permite realizar un estudio permanente de los promedios de consumo con lo cual la labor de prevención de desviaciones se basa en datos mucho mas acertados con sus consiguientes beneficios en el área de Pérdidas y de Facturación.

Beneficios.

El principal beneficio de este proyecto es el de permitir la reducción de pérdidas que se denominan (operativas), al garantizar la medición REAL, de los consumos de los usuarios así la sobre utilización por parte de los usuarios directos se reduce a un nivel mínimo, que corresponde a los procesos normales de legalización de usuarios.

Legalización de usuarios. (200).

Objetivo.

Bajo un plan iniciado en el año 1 (2002), A.P.L., continuará con el proceso de legalización, con base a normas específicas y la reglamentación del nuevo POT.

Este proceso deberá ser coordinado de manera muy cuidadosa por A.P.L., respetando las normas legales por parte de la Gobernación y los entes de control Ambiental, además de ser reforzado por normas legales del orden de la Resolución CREG 120 de 2001.

Este proceso requiere por parte de la empresa invertir recursos en instalaciones, medidores, acometidas, equipos antifraude, redes de Distribución y gastos administrativos.

Beneficios.

Reducción de Pérdidas no técnicas, aumento de cobertura, que en conjunto permiten desarrollar el equilibrio real de la empresa, con el consiguiente beneficio operativo y comercial.

Capacitación del personal en control de pérdidas. (5).

Objetivo.

San Andrés Isla, debido a su crítica situación se esta convirtiendo en un terreno perfecto para la proliferación de todo tipo de fraudes y anomalías en contra de la correcta medición, Por tal razón se explica que progresivamente con la caída del

comercio y la economía local, el indicador de perdidas se ha comportado bajo un formula inversamente proporcional.

Por tanto el personal constantemente deberá ser actualizado con las ultimas tecnologías en la detección y control de fraudes.

Beneficios.

Reducción en el indicador de perdidas no técnicas, con el consiguiente efecto económico en la Empresa, reducción en la falla de casos por tecnicismos. Actualización permanente en control de fraudes.

SPARD. (15).

Beneficios.

Como se estableció en el año 1 el sistema de simulación SPARD, es la herramienta base de análisis en el proceso de recuperación de perdidas, por tanto su funcionamiento es vital para que todo el Plan de Inversión se desarrolle adecuadamente bajo la premisa de la desagregación efectiva de perdidas técnicas y no técnicas.

Este requiere de la actualización de equipos o PC's adecuados a las necesidades del software, como de materiales varios para el manejo de información.

Beneficios.

El principal beneficio es el conocer las perdidas realmente con indicadores claros y concisos, diferenciados por técnicas y no técnicas, de manera que se fijan metas claras y reales, como de igual forma se pueden manejar indicadores de gestión efectivos.

AÑO 3 (2004)

Cifra total de inversión: 559.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 60.

Cuadrilla adicional: 22.

Equipos antifraude: 60.

Instalación de medidores: 250.

Legalización de usuarios: 150.

Capacitación personal: 5.

SPARD: 10.

Resumen.

Equipo Portátil de prueba de medidores. (2).

Objetivo.

Realizar actualización, mantenimiento y certificación anual del estado de equipo, reposición de accesorios.

Beneficios.

Conservar una herramienta vital en el control de perdidas, dado que al ser la única herramienta certificada es la base de la revisión de medidores.

Equipos y Herramientas. (60).

Objetivo.

En complemento a los equipos adquiridos en el año 1 y 2 del Plan de Inversión, se requiere la compra de equipos especiales, que permitan efectuar seguimiento a los usuarios y sus consumos.

Medidores remotos, centrales de revisión, y el laboratorio de perdidas son los objetivos del año 3.

Beneficios.

Control de perdidas tecnificado y efectivo, con posibilidad de seguimiento en tiempo real y con equipos adecuados a la infraestructura del usuario, como de la red.

Cuadrilla adicional. (22).

Objetivo.

En continuación al trabajo iniciado en el año 1 y 2, la cuadrilla continuara atendiendo la realización de labores de control de perdidas, revisiones, instalación de medición paralela y demás actividades destinadas a la reducción de las perdidas negras.

Para este año se adelantara el plan CONECTATE, que involucrara al los usuarios residenciales, y permitirá actualizar sus instalaciones, con la oportunidad de adecuarlas a las normas técnicas exigidas.

Beneficios.

Una presencia cada vez mas notoria de la empresa ante los usuarios y los consiguientes efectos en la reducción de perdidas con un refuerzo técnico adecuado y en crecimiento que combatirá directamente las anomalías.

Equipos Antifraude. (60).

Objetivos.

El programa bandera iniciado continuara y deberá contemplar su operatividad permanente hasta que la tecnología brinde herramientas con mayor grado de

efectividad y economía. Este proyecto cobija la continua adquisición de medidores y equipos para Macro medición, estos instalados en los transformadores de la empresa como en aquellos particulares que así lo requieran, permitirán ejercer un control permanente sobre las perdidas, así la variación sobre los consumos deberá sustentarse en una macro variación que determinara un efecto real de cumplimiento.

Beneficios.

Mediante los equipos de medición y el software adecuado se realizara interfaz entre el Sistema de Información Comercial de la empresa y la macro medición para determinar las zonas de desviaciones significativas y así concentrar esfuerzos en variaciones reales.

Instalación de Medidores. (250).

Objetivo.

En su tercer año A.P.L. iniciara la reposición de medidores que superen la vida útil ideal para el ambiente propio de las Islas, adecuando las ultimas tecnologías con la elevación de los valores de calidad y la disminución en perdidas técnicas.

Medición electrónica será el programa bandera, con la inclusión de la medición y desconexión/conexión remota.

Beneficios.

El principal beneficio de este proyecto es el de permitir la reducción de perdidas que se denominan (operativas), al garantizar la medición REAL, de los consumos de los usuarios así la sobre utilización por parte de los usuarios directos se reduce a un nivel mínimo, que corresponde a los procesos normales de legalización de usuarios.

Legalización de usuarios. (150).

Objetivo.

Bajo un plan iniciado en el año 1 y 2, A.P.L., continuará con el proceso de legalización, con base a normas específicas y la reglamentación del POT.

La atención de disminución y el control inmediato serán las prioridades de A.P.L.

Beneficios.

Reducción de Perdidas no técnicas, aumento de cobertura, que en conjunto permiten desarrollar el equilibrio real de la empresa, con el consiguiente beneficio operativo y comercial.

Capacitación del personal en control de perdidas. (5).

Objetivo.

San Andrés Isla, debido a su crítica situación se esta convirtiendo en un terreno perfecto para la proliferación de todo tipo de fraudes y anomalías en contra de la correcta medición, Por tal razón se explica que progresivamente con la caída del comercio y la economía local, el indicador de perdidas se ha comportado bajo un formula inversamente proporcional.

Por tanto el personal constantemente deberá ser actualizado con las ultimas tecnologías en la detección y control de fraudes.

Beneficios.

Reducción en el indicador de perdidas no técnicas, con el consiguiente efecto económico en la Empresa, reducción en la falla de casos por tecnicismos. Actualización permanente en control de fraudes.

SPARD. (10).

Beneficios.

Como se estableció en el año 1 el sistema de simulación SPARD, es la herramienta base de análisis en el proceso de recuperación de perdidas, por tanto su funcionamiento es vital para que todo el Plan de Inversión se desarrolle

adecuadamente bajo la premisa de la desagregación efectiva de pérdidas técnicas y no técnicas.

Este requiere de la actualización de equipos o PC's adecuados a las necesidades del software, como de materiales varios para el manejo de información.

Beneficios.

El principal beneficio es el conocer las pérdidas realmente con indicadores claros y concisos, diferenciados por técnicas y no técnicas, de manera que se fijan metas claras y reales, como de igual forma se pueden manejar indicadores de gestión efectivos.

AÑO 4 (2008)

Cifra total de inversión: 370.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 8.

Cuadrilla adicional: 22.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 170.

Legalización de usuarios: 150.

Capacitación personal: 3.

SPARD: 5.

Resumen.

Equipo Portátil de prueba de medidores. (2).

Objetivo.

Realizar actualización, mantenimiento y certificación anual del estado de equipo, reposición de accesorios.

Beneficios.

Conservar una herramienta vital en el control de perdidas, dado que al ser la única herramienta certificada es la base de la revisión de medidores.

Equipos y Herramientas. (8).

Objetivo.

Se realizará, el mantenimiento y calibración de equipos, como la adquisición de accesorios y su actualización.

Beneficios.

Actualización de las ultimas tecnologías, con equipos flexibles y de facil manejo.

Control de perdidas tecnificado y efectivo, con posibilidad de seguimiento en tiempo real y con equipos adecuados a la infraestructura del usuario, como de la red.

Cuadrilla adicional. (22).

Objetivo.

En continuación al trabajo iniciado en el año 1,2 y 3, la cuadrilla continuara atendiendo la realización de labores de control de perdidas, revisiones, instalación de medición paralela y demás actividades destinadas a la reducción de las perdidas negras.

Beneficios.

Una presencia cada vez mas notoria de la empresa ante los usuarios y los consiguientes efectos en la reducción de perdidas con un refuerzo técnico adecuado y en crecimiento que combatirá directamente las anomalías.

Equipos Antifraude. (10).

Objetivos.

El programa bandera iniciado en el año 2 continuara y deberá contemplar su operatividad permanente hasta que la tecnología brinde herramientas con mayor grado de efectividad y economía. Se realizara reposición de equipos e instalación de nuevos. Este proyecto cobija la continua adquisición de medidores y equipos para Macro medición, estos instalados en los transformadores de la empresa como en aquellos particulares que así lo requieran, permitirán ejercer un control permanente sobre las perdidas, así la variación sobre los consumos deberá sustentarse en una macro variación que determinara un efecto real de cumplimiento.

Beneficios.

Mediante los equipos de medición y el software adecuado se realizara interfaz entre el Sistema de Información Comercial de la empresa y la macro medición para determinar las zonas de desviaciones significativas y así concentrar esfuerzos en variaciones reales.

Instalación de Medidores. (170).

Objetivo.

En su tercer año A.P.L. iniciara la reposición de medidores que superen la vida útil ideal para el ambiente propio de las Islas, adecuando las ultimas tecnologías con la elevación de los valores de calidad y la disminución en perdidas técnicas.

Medición electrónica será el programa bandera, con la inclusión de la medición y desconexión/conexión remota.

Beneficios.

El principal beneficio de este proyecto es el de permitir la reducción de perdidas que se denominan (operativas), al garantizar la medición REAL, de los consumos de los usuarios así la sobre utilización por parte de los usuarios directos se reduce

a un nivel mínimo, que corresponde a los procesos normales de legalización de usuarios.

Legalización de usuarios. (150).

Objetivo.

Este proyecto cobijara en su año 4 no solo la legalización sino también la normalización de aquellos usuarios que cumplan con los requerimientos.

La atención de disminución y el control inmediato serán las prioridades de A.P.L.

Beneficios.

Reducción de Perdas no técnicas, aumento de cobertura, que en conjunto permiten desarrollar el equilibrio real de la empresa, con el consiguiente beneficio operativo y comercial.

Capacitación del personal en control de perdas. (3).

Objetivo.

San Andrés Isla, debido a su crítica situación se está convirtiendo en un terreno perfecto para la proliferación de todo tipo de fraudes y anomalías en contra de la correcta medición, Por tal razón se explica que progresivamente con la caída del comercio y la economía local, el indicador de perdas se ha comportado bajo un fórmula inversamente proporcional.

Por tanto el personal constantemente deberá ser actualizado con las últimas tecnologías en la detección y control de fraudes.

Beneficios.

Reducción en el indicador de perdas no técnicas, con el consiguiente efecto económico en la Empresa, reducción en la falla de casos por tecnicismos. Actualización permanente en control de fraudes.

SPARD. (5).

Beneficios.

Como se estableció en el año 1 el sistema de simulación SPARD, es la herramienta base de análisis en el proceso de recuperación de perdidas, por tanto su funcionamiento es vital para que todo el Plan de Inversión se desarrolle adecuadamente bajo la premisa de la desagregación efectiva de perdidas técnicas y no técnicas.

Este requiere de la actualización de equipos o PC's adecuados a las necesidades del software, como de materiales varios para el manejo de información.

Beneficios.

El principal beneficio es el conocer las perdidas realmente con indicadores claros y concisos, diferenciados por técnicas y no técnicas, de manera que se fijan metas claras y reales, como de igual forma se pueden manejar indicadores de gestión efectivos.

AÑO 5 (2009)

Cifra total de inversión: 271.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 60.

Equipos y Herramientas: 8.

Cuadrilla adicional: 22.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 63.

Legalización de usuarios: 75.

Capacitación personal: 3.

SPARD: 5.

Resumen.

Equipo Portátil de prueba de medidores. (60).

Objetivo.

Contempla la adquisición de un nuevo equipo de verificación de medidores en campo, que se amolde a la nueva generación de medidores electrónicos, y permita su verificación con interfase a los programas de perdidas.

Beneficios.

Actualizar una herramienta vital en el control de perdidas, dado que al ser la única herramienta certificada es la base de la revisión de medidores.

Equipos y Herramientas. (8).

Objetivo.

Se realizará, el mantenimiento y calibración de equipos, como la adquisición de accesorios y su actualización.

Beneficios.

Actualización de las ultimas tecnologías, con equipos flexibles y de facil manejo.

Control de perdidas tecnificado y efectivo, con posibilidad de seguimiento en tiempo real y con equipos adecuados a la infraestructura del usuario, como de la red.

Cuadrilla adicional. (22).

Objetivo.

En continuación al trabajo iniciado en el año 1,2,3 y 4, la cuadrilla continuara atendiendo la realización de labores de control de perdidas, revisiones, instalación

de medición paralela y demás actividades destinadas a la reducción de las perdidas negras.

Beneficios.

Una presencia cada vez mas notoria de la empresa ante los usuarios y los consiguientes efectos en la reducción de perdidas con un refuerzo técnico adecuado y en crecimiento que combatirá directamente las anomalías.

Equipos Antifraude. (10).

Objetivos.

El programa bandera iniciado en el año 2 continuara y deberá contemplar su operatividad permanente hasta que la tecnología brinde herramientas con mayor grado de efectividad y economía. Se realizara reposición de equipos e instalación de nuevos. Este proyecto cobija la continua adquisición de medidores y equipos para Macro medición, estos instalados en los transformadores de la empresa como en aquellos particulares que así lo requieran, permitirán ejercer un control permanente sobre las perdidas, así la variación sobre los consumos deberá sustentarse en una macro variación que determinara un efecto real de cumplimiento.

Beneficios.

Mediante los equipos de medición y el software adecuado se realizara interfaz entre el Sistema de Información Comercial de la empresa y la macro medición para determinar las zonas de desviaciones significativas y así concentrar esfuerzos en variaciones reales.

Instalación de Medidores. (63).

Objetivo.

En su tercer año A.P.L. iniciara la reposición de medidores que superen la vida útil ideal para el ambiente propio de las Islas, adecuando las ultimas tecnologías con la elevación de los valores de calidad y la disminución en perdidas técnicas.

Medición electrónica será el programa bandera, con la inclusión de la medición y desconexión/conexión remota.

Beneficios.

El principal beneficio de este proyecto es el de permitir la reducción de perdidas que se denominan (operativas), al garantizar la medición REAL, de los consumos de los usuarios así la sobre utilización por parte de los usuarios directos se reduce a un nivel mínimo, que corresponde a los procesos normales de legalización de usuarios.

Legalización de usuarios. (100).

Objetivo.

Este proyecto cobijara en su año 5 no solo la legalización sino también la normalización de aquellos usuarios que cumplan con los requerimientos.

La atención de disminución y el control inmediato serán las prioridades de A.P.L.

Beneficios.

Reducción de Perdidas no técnicas, aumento de cobertura, que en conjunto permiten desarrollar el equilibrio real de la empresa, con el consiguiente beneficio operativo y comercial.

Capacitación del personal en control de perdidas. (3).

Objetivo.

San Andrés Isla, debido a su critica situación se esta convirtiendo en un terreno perfecto para la proliferación de todo tipo de fraudes y anomalías en contra de la correcta medición, Por tal razón se explica que progresivamente con la caída del

comercio y la economía local, el indicador de perdidas se ha comportado bajo un formula inversamente proporcional.

Por tanto el personal constantemente deberá ser actualizado con las ultimas tecnologías en la detección y control de fraudes.

Beneficios.

Reducción en el indicador de perdidas no técnicas, con el consiguiente efecto económico en la Empresa, reducción en la falla de casos por tecnicismos. Actualización permanente en control de fraudes.

SPARD. (5).

Beneficios.

Como se estableció en el año 1 el sistema de simulación SPARD, es la herramienta base de análisis en el proceso de recuperación de perdidas, por tanto su funcionamiento es vital para que todo el Plan de Inversión se desarrolle adecuadamente bajo la premisa de la desagregación efectiva de perdidas técnicas y no técnicas.

Este requiere de la actualización de equipos o PC's adecuados a las necesidades del software, como de materiales varios para el manejo de información.

Beneficios.

El principal beneficio es el conocer las perdidas realmente con indicadores claros y concisos, diferenciados por técnicas y no técnicas, de manera que se fijan metas claras y reales, como de igual forma se pueden manejar indicadores de gestión efectivos.

AÑO 6 (20010)

Cifra total de inversión: 171.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 5.

Equipos y Herramientas: 25.

Cuadrilla adicional: 11.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 30.

Legalización de usuarios: 20.

Capacitación personal: 10.

SPARD: 5.

Resumen.

Equipo Portátil de prueba de medidores. (5).

Objetivo.

Contempla la compra de accesorios para los dos (2), equipos de calibración portátil.

Beneficios.

Actualizar una herramienta vital en el control de perdidas, dado que al ser la única herramienta certificada es la base de la revisión de medidores.

Equipos y Herramientas. (25).

Objetivo.

Se hará adquisición de los últimos equipos en detección de fraudes, como de medición portátil de potencia y registro.

Beneficios.

Actualización de las últimas tecnologías.

Control de pérdidas tecnificado y efectivo, con posibilidad de seguimiento en tiempo real y con equipos adecuados a la infraestructura del usuario, como de la red.

Cuadrilla adicional. (11).

Objetivo.

En relación al índice de pérdidas estimado (2%), se requerirá de una cuadrilla adicional que apoyara en control de pérdidas.

Beneficios.

Una presencia notoria de la empresa ante los usuarios y los consiguientes efectos en la reducción de pérdidas con un refuerzo técnico adecuado y en crecimiento que combatirá directamente las anomalías.

Equipos Antifraude. (10).

Objetivos.

El programa bandera iniciado en el año 2 continuara y deberá contemplar su operatividad permanente hasta que la tecnología brinde herramientas con mayor grado de efectividad y economía. Se realizara reposición de equipos e instalación de nuevos. Este proyecto cubre la continua adquisición de medidores y equipos para Macro medición, estos instalados en los transformadores de la empresa como en aquellos particulares que así lo requieran, permitirán ejercer un control permanente sobre las pérdidas, así la variación sobre los consumos deberá sustentarse en una macro variación que determinara un efecto real de cumplimiento.

Beneficios.

Mediante los equipos de medición y el software adecuado se realizara interfaz entre el Sistema de Información Comercial de la empresa y la macro medición para determinar las zonas de desviaciones significativas y así concentrar esfuerzos en variaciones reales.

Instalación de Medidores. (30).

Objetivo.

A.P.L. continuara con la reposición de medidores que superen la vida útil ideal para el ambiente propio de las Islas, adecuando las ultimas tecnologías con la elevación de los valores de calidad y la disminución en perdidas técnicas.

Medición electrónica será el programa bandera, con la inclusión de la medición y desconexión/conexión remota.

Beneficios.

El principal beneficio de este proyecto es el de permitir la reducción de perdidas que se denominan (operativas), al garantizar la medición REAL, de los consumos de los usuarios así la sobre utilización por parte de los usuarios directos se reduce a un nivel mínimo, que corresponde a los procesos normales de legalización de usuarios.

Legalización de usuarios. (75).

Objetivo.

El destino especifico abarcara el control de nuevos asentamientos y usuarios no legales.

Beneficios.

Reducción de Perdidas no técnicas, aumento de cobertura, que en conjunto permiten desarrollar el equilibrio real de la empresa, con el consiguiente beneficio operativo y comercial.

Capacitación del personal en control de perdidas. (10).

Objetivo.

Se ejecutara una actualización completa del personal en la parte técnica y legal, con las ultimas tecnologías y normas que permitan continuar efectivamente con los programas.

Beneficios.

Reducción en el indicador de perdidas no técnicas, con el consiguiente efecto económico en la Empresa, reducción en la falla de casos por tecnicismos. Actualización permanente en control de fraudes.

SPARD. (5).

Beneficios.

Como se estableció en el año 1 el sistema de simulación SPARD, es la herramienta base de análisis en el proceso de recuperación de perdidas, por tanto su funcionamiento es vital para que todo el Plan de Inversión se desarrolle adecuadamente bajo la premisa de la desagregación efectiva de perdidas técnicas y no técnicas.

Este requiere de la actualización de equipos o PC's adecuados a las necesidades del software, como de materiales varios para el manejo de información.

Beneficios.

El principal beneficio es el conocer las perdidas realmente con indicadores claros y concisos, diferenciados por técnicas y no técnicas, de manera que se fijan metas claras y reales, como de igual forma se pueden manejar indicadores de gestión efectivos.

AÑO 7 (20011)

Cifra total de inversión: 77.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 10.

Cuadrilla adicional: 0.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 25.

Legalización de usuarios: 20.

Capacitación personal: 5.

SPARD: 5.

AÑO 8 (2012)

Cifra total de inversión: 53.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 8.

Cuadrilla adicional: 0.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 15.

Legalización de usuarios: 10.

Capacitación personal: 3.

SPARD: 5.

AÑO 9 (2013)

Cifra total de inversión: 48.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 8.

Cuadrilla adicional: 0.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 10.

Legalización de usuarios: 10.

Capacitación personal: 3.

SPARD: 5.

AÑO 10 (2014)

Cifra total de inversión: 48.

Equipo Portátil de prueba de medidores: 2.

Equipos y Herramientas: 8.

Cuadrilla adicional: 0.

Equipos antifraude: 10.

Instalación de medidores: 10.

Legalización de usuarios: 10.

Capacitación personal: 3.

SPARD: 5.

Nota: Los valores establecidos a partir del año 7 corresponden al control de los niveles alcanzados por tanto el valor de cuadrillas adicionales alcanza el valor de 0, y los planes se determinan bajo estas cifras.

La función de crecimiento de perdidas generara variaciones en el Plan de Inversión de acuerdo a la capacidad de la empresa, cobertura del sistema, crecimiento poblacional y demás aspectos sociales del Archipiélago.

4 PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO

4.1 SARIE BAY

4.1.1 JUSTIFICACIÓN

El Circuito Sarie Bay corresponde a la zona comprendida en la margen Oeste de la Isla y los sectores, Evans Point, Morris Landing, Villa Helen, Rocosa, Bob Ground, Red Ground, Cabañas Altamar y Sarie Bay.

Se caracteriza por ser una zona predominantemente residencial, predominan los estratos medios altos.

Este Circuito cuenta con mas de 15 años de operación y se destaca por ser un Circuito extenso (más de 10 Km). Por efecto del Deterioro típico del uso, pero en especial del efecto de la gran concentración de Humedad y Sales marinas en el ambiente, se ha convertido en uno de los Circuitos con mayor índice de fallas y salidas de línea, afectando gravemente la prestación a zonas de gran importancia, pero en especial el efecto que genera sobre la no correcta prestación de servicio a los usuarios. De igual forma se destaca la alta concentración de efectos causados por las brisas dada la cercanía del sector a la costa (menos de 5 metros), en especial el aspecto de que la zona no cuenta con barrera arrecifal.

El estado actual, no permite que labores de mantenimiento preventivo y correctivo sean eficientes, en especial por el aspecto determinado por la alta contaminación ambiental y oxidación generada.

De igual forma los seccionamientos del circuito usados actualmente no permiten la operación con carga , requiriendo la aplicación de tecnologías acordes a las características de la zona.

Asimismo en el aspecto arquitectónico y ambiental un rediseño de las Redes en Media y Baja Tensión permitirá mejorar el aspecto actual del Sector y contribuirán en el proceso de recuperación económica que tanto necesita la Isla en lo relacionado con el Turismo.

Una vez establecidos estos parámetros, se aplicarán las más modernas Tecnologías en lo relacionado al control de fraudes, con la aplicación de la Red Trenzada (AAAC), y la combinación con los planes de reubicación y revisión de Medidores, establecerán parámetros técnicos y de operación que han demostrado su éxito en el control de pérdidas en otras zonas del País.

En lo concerniente al deterioro del control de perdidas se establece bajo la combinación de varios factores entre los cuales se citan los más relevantes:

Red desnuda en distribución secundaria.

Acometidas subterráneas y con conexiones no técnicas.

Imposibilidad de aplicar controles de medición frontera.

Redes en mal estado, causantes de altas perdidas Técnicas.

Bajo estos aspectos el deterioro de las condiciones propias de la prestación del servicio han incidido de manera directa en los indicadores actuales y en la dificultad de reducir estos a los niveles establecidos en las Resoluciones 073 y 074 de 1998.

Como se especifico al principio uno de los factores de mayor incidencia, ha sido el descenso en los niveles de calidad y confiabilidad del servicio en el Circuito, si se hace énfasis en que el Circuito abarca 629 usuarios (Septiembre 2001), los efectos sobre el numero total de usuarios son altos (cercano al 8% del numero total de usuarios totales de San Andrés), por tal balance A.P.L es consciente de la necesidad de elevar los estándares de calidad de servicio prestado.

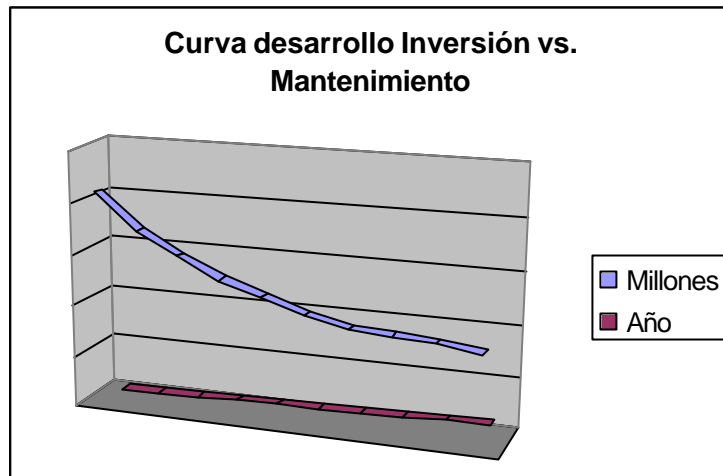
Evaluación calidad servicio prestado Circuito SARIE BAY.

La evaluación presentada a continuación, contiene los indicadores de calidad de servicio, estipulados en la Resolución CREG 070, estipulados de acuerdo a su origen y duración.

Cabe resaltar que el tiempo en el cual el Circuito se encuentra fuera de servicio, no solo corresponde al efecto creado sobre el Usuario, sino el efecto creado sobre la Energía no Comercializada por A.P.L.

CIRCUITO SARIE BAY										
RED AGREGADA 1										
CIRCUITO 9 usua. 629										
MES										
DISPAROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	TOTAL
INST	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
TRANSITORIA	0	2	0	1	2	1	1	3	1	11
TEMPORAL	13	3	11	18	6	34	1	5	18	109
MINUTOS										121
INST	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
TRANSITORIA	0	28	0	3	6	4	4	14	5	64
TEMPORAL	631	94	514	715	171	2686	29	321	634	5795
TOTALES										5860
DISPAROS	121									
DURACIÓN (HORAS)	97,667									

Tabla DES Y FES Circuito Sarie Bay



Descripción General del sistema Sistema Circuito Sarie Bay

4.2 PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO COCAL

4.2.1 JUSTIFICACIÓN

El Circuito Cocal, corresponde a la zona determinada por los Sectores, Cocal, Swamp Ground, Modelo 1ra y 2da etapa, Rock Hole, School House, y parte baja de Back Road.

Corresponde a un sector de características populares, con sectores puntuales dedicados al comercio.

Este Circuito cuenta con mas de 15 años de operación y se destaca por ser un Circuito extenso (más de 8 Km). Por efecto del Deterioro típico del uso, pero en especial del efecto de la gran concentración de Humedad y Sales marinas en el ambiente, se ha convertido en uno de los Circuitos con mayor índice de fallas y salidas de línea, afectando gravemente la prestación a zonas de gran importancia, pero en especial el efecto que genera sobre la no correcta prestación de servicio a

los usuarios. De igual forma se destaca la alta concentración de efectos causados por las brisas y el estado deplorable de la red, constituyen un riesgo constante para el sistema.

El estado actual, no permite que labores de mantenimiento preventivo y correctivo sean eficientes, en especial por el aspecto determinado por la alta contaminación ambiental y oxidación generada.

De igual forma los seccionamientos del circuito usados actualmente no permiten la operación con carga, requiriendo la aplicación de tecnologías acordes a las características de la zona.

Asimismo en el aspecto arquitectónico y ambiental un rediseño de las Redes en Media y Baja Tensión permitirá mejorar el aspecto actual del Sector y contribuirán en el proceso de recuperación económica que tanto necesita la Isla en lo relacionado con el Turismo.

Una vez establecidos estos parámetros, se aplicarán las más modernas Tecnologías en lo referente a control de fraudes, con la aplicación de la Red Trenzada (AAAC), y la combinación con los planes de reubicación y revisión de Medidores, establecerán parámetros técnicos y de operación que han demostrado su éxito en el control de pérdidas en otras zonas del País.

En lo concerniente al deterioro del control de pérdidas se establece bajo la combinación de varios factores entre los cuales se citan los más relevantes:

Red desnuda en distribución secundaria.

Acometidas subterráneas y con conexiones no técnicas.

Imposibilidad de aplicar controles de medición frontera.

Redes en mal estado, causantes de altas pérdidas Técnicas.

Bajo estos aspectos el deterioro de las condiciones propias de la prestación del servicio han incidido de manera directa en los indicadores actuales y en la dificultad de reducir estos a los niveles establecidos en las Resoluciones 073 y 074 de 1998.

Como se especifico al principio uno de los factores de mayor incidencia, ha sido el descenso en los niveles de calidad y confiabilidad del servicio en el Circuito, si se hace énfasis en que el Circuito abarca 2714 usuarios (Septiembre 2001), los efectos sobre el número total de usuarios son altos (cerca al 17% del número total de usuarios totales de San Andrés), por tal balance A.P.L es consciente de la necesidad de elevar los estándares de calidad de servicio prestado.

Evaluación calidad servicio prestado Circuito COCAL.

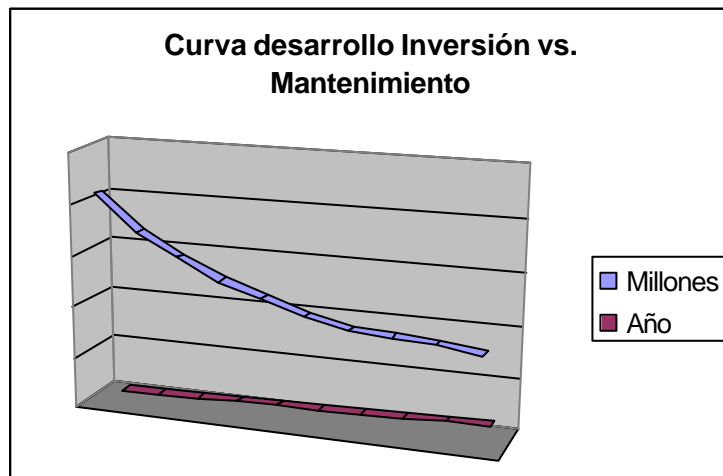
La evaluación presentada a continuación, contiene los indicadores de calidad de servicio, estipulados en la Resolución CREG 070, estipulados de acuerdo a su origen y duración.

Cabe resaltar que el tiempo en el cual el Circuito se encuentra fuera de servicio, no solo corresponde al efecto creado sobre el Usuario, sino el efecto creado sobre la Energía no Comercializada por A.P.L.

CIRCUITO COCAL		
RED AGREGADA 1		
1	usua.	2714

	MES									
DISPAROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	TOTAL
INST	0	0	1	0	0	1	0	0	0	2
TRANSITORIA	2	1	2	1	0	2	0	0	0	8
TEMPORAL	13	1	9	14	3	15	5	5	1	66
MINUTOS										76
INST	0	0	1	0	0	1	0	0	0	2
TRANSITORIA	10	2	10	5	0	4	0	0	0	31
TEMPORAL	834	301	210	558	136	2400	173	261	12	4885
TOTALES										4918
DISPAROS	76									
DURACIÓN (HORAS)	81,967									

Tabla DES Y FES Circuito Cocal



Descripción General del sistema. Circuito Cocal

4.3 PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO 20 DE JULIO

4.3.1 JUSTIFICACIÓN

El Circuito 20 de Julio, actualmente cubre en su distribución desde Centro de Control el Bight, y recorre la Av. 20 de Julio en su extensión, principalmente en la zona Comercial, de la cual alimenta la Av. Duarte Blum y los Hoteles Green Moon, Verde Mar, Tiuna, Cacique Toné, Bahía Sardina, Calipso Beach, Malibú, Natania y El Isleño.

Este Circuito cuenta con más de 20 años de operación y se destaca por ser el primer circuito de Distribución de la Isla. Por efecto del Deterioro típico del uso, pero en especial del efecto de la gran concentración de Humedad y Sales marinas en el ambiente, se ha convertido en uno de los Circuitos con mayor índice de fallas y salidas de línea, afectando gravemente la prestación a zonas de gran importancia como la zona Comercial, pero en especial el efecto que genera sobre la no correcta prestación de servicio a los usuarios.

El estado actual, no permite que labores de mantenimiento preventivo y correctivo sean eficientes, dado que los costos de estos procesos, en comparación con los resultados en mejora de confiabilidad, regulación y prestación.

De igual forma sobre el trazado del circuito se encuentran instalados cuatro (4), equipos de seccionamiento tipo sumergido en Aceite, que completan más de 20 años de operación y cuyos repuestos se encuentran discontinuados en el mercado obligando a la utilización de accesorios y repuestos de segunda mano o adaptados.

Asimismo en el aspecto arquitectónico y ambiental un rediseño de las Redes en Media y Baja Tensión permitirá mejorar el aspecto actual del Sector y contribuirán en el proceso de recuperación económica que tanto necesita la Isla en lo relacionado con el Turismo.

Una vez establecidos estos parámetros, se aplicarán las más modernas Tecnologías en lo referente a control de fraudes, con la aplicación de la Red Trenzada (AAAC), y la combinación con los planes de reubicación y revisión de Medidores, establecerán parámetros técnicos y de operación que han demostrado su éxito en el control de perdidas en otras zonas del País.

En lo concerniente al deterioro del control de perdidas se establece bajo la combinación de varios factores entre los cuales se citan los más relevantes:

Red desnuda en distribución secundaria.

Acometidas subterráneas y con conexiones no técnicas.

Imposibilidad de aplicar controles de medición frontera.

Redes en mal estado, causantes de altas perdidas Técnicas.

Bajo estos aspectos el deterioro de las condiciones propias de la prestación del servicio han incidido de manera directa en los indicadores actuales y en la dificultad de reducir estos a los niveles establecidos en las Resoluciones 073 y 074 de 1998.

Como se especifico al principio uno de los factores de mayor incidencia, ha sido el descenso en los niveles de calidad y confiabilidad del servicio en el Circuito, si se hace énfasis en que el Circuito abarca 1189 usuarios (Septiembre 2001), los efectos sobre el numero total de usuarios son altos (cercano al 10% del numero

total de usuarios totales de San Andrés), por tal balance A.P.L es consciente de la necesidad de elevar los estándares de calidad de servicio prestado.

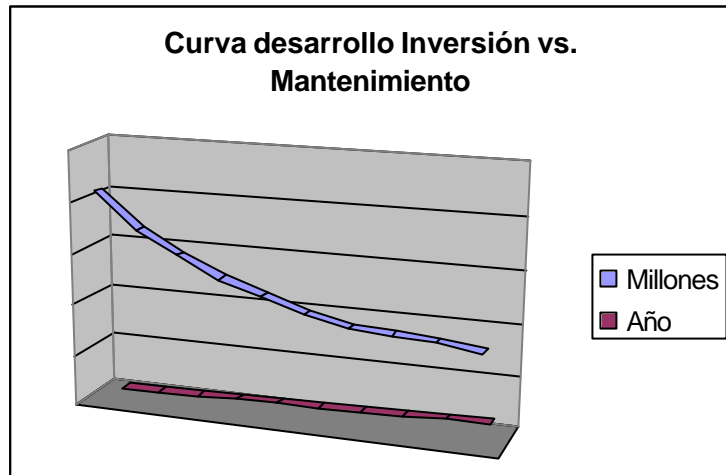
Evaluación calidad servicio prestado Circuito 20 de JULIO.

La evaluación presentada a continuación, contiene los indicadores de calidad de servicio, estipulados en la Resolución CREG 070, estipulados de acuerdo a su origen y duración.

Cabe resaltar que el tiempo en el cual el Circuito se encuentra fuera de servicio, no solo corresponde al efecto creado sobre el Usuario, sino el efecto creado sobre la Energía no Comercializada por A.P.L.

CIRCUITO 20 DE JULIO RED AGREGADA 1 CIRCUITO 4 usua. 1189		MES									
DISPAROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	TOTAL	
INST	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	
TRANSITORIA	1	1	0	0	2	0	2	0	3	9	
TEMPORAL	1	9	4	3	4	26	3	10	24	84	
MINUTOS										94	
INST	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	
TRANSITORIA	4	4	0	0	6	0	7	0	11	32	
TEMPORAL	92	1890	402	67	98	5032	144	274	1146	9145	
TOTALES										9179	
DISPAROS	55										
DURACIÓN (HORAS)	109.2										

Tabla DES Y FES Circuito 20 de Julio



Descripción General del sistema Circuito 20 de Julio

4.4 PROYECTO REMODELACIÓN CIRCUITO JUAN XXIII

4.4.1 JUSTIFICACIÓN

El Circuito Juan XXIII, corresponde a la zona determinada por los Sectores, Av. Juan XXIII, Cliff, Santana, Aeropuerto, Villa Deportiva, FAC, Boulevard, IDEAM, Zona Carretera y parte de Sarie Bay en doble circuito para el Hospital Departamental.

Corresponde a un sector de características populares, con sectores puntuales dedicados al comercio.

Este Circuito cuenta con mas de 16 años de operación y se destaca por ser un Circuito extenso (más de 10 Km). Por efecto del Deterioro típico del uso, pero en especial del efecto de la gran concentración de Humedad y Sales marinas en el

ambiente, se ha convertido en uno de los Circuitos con mayor índice de fallas y salidas de línea, afectando gravemente la prestación a zonas de gran importancia, pero en especial el efecto que genera sobre la no correcta prestación de servicio a los usuarios. De igual forma se destaca la alta concentración de efectos causados por las brisas y el estado deplorable de la red, constituyen un riesgo constante para el sistema.

El estado actual, no permite que labores de mantenimiento preventivo y correctivo sean eficientes, en especial por el aspecto determinado por la alta contaminación ambiental y oxidación generada.

De igual forma los seccionamientos del circuito usados actualmente no permiten la operación con carga, requiriendo la aplicación de tecnologías acorde a las características de la zona.

Asimismo en el aspecto arquitectónico y ambiental un rediseño de las Redes en Media y Baja Tensión permitirá mejorar el aspecto actual del Sector y contribuirán en el proceso de recuperación económica que tanto necesita la Isla en lo relacionado con el Turismo.

Una vez establecidos estos parámetros, se aplicarán las más modernas Tecnologías en lo referente a control de fraudes, con la aplicación de la Red Trenzada (AAAC), y la combinación con los planes de reubicación y revisión de Medidores, establecerán parámetros técnicos y de operación que han demostrado su éxito en el control de pérdidas en otras zonas del País.

En lo concerniente al deterioro del control de pérdidas se establece bajo la combinación de varios factores entre los cuales se citan los más relevantes:

Red desnuda en distribución secundaria.

Acometidas subterráneas y con conexiones no técnicas.

Imposibilidad de aplicar controles de medición frontera.

Redes en mal estado, causantes de altas pérdidas Técnicas.

Bajo estos aspectos el deterioro de las condiciones propias de la prestación del servicio han incidido de manera directa en los indicadores actuales y en la dificultad de reducir estos a los niveles establecidos en las Resoluciones 073 y 074 de 1998.

Como se especifico al principio uno de los factores de mayor incidencia, ha sido el descenso en los niveles de calidad y confiabilidad del servicio en el Circuito, si se hace énfasis en que el Circuito abarca 1277 usuarios (Septiembre 2001), los efectos sobre el numero total de usuarios son altos (cercano al 10% del numero total de usuarios totales de San Andrés), por tal balance A.P.L es consciente de la necesidad de elevar los estándares de calidad de servicio prestado.

Evaluación calidad servicio prestado Circuito JUAN XXIII.

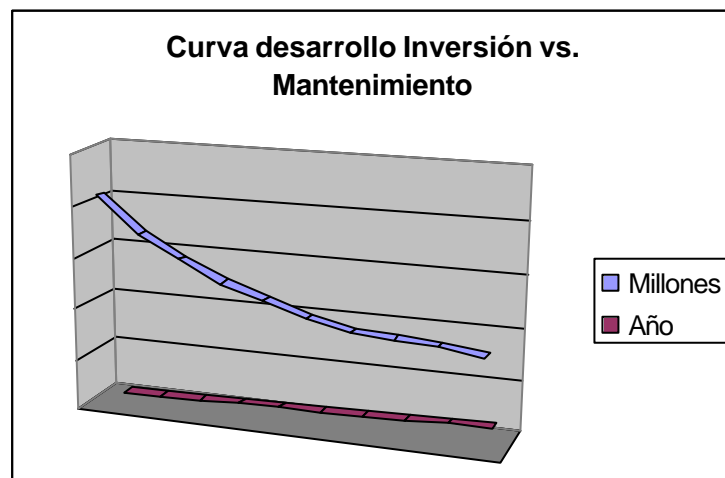
La evaluación presentada a continuación, contiene los indicadores de calidad de servicio, estipulados en la Resolución CREG 070, estipulados de acuerdo a su origen y duración.

Cabe resaltar que el tiempo en el cual el Circuito se encuentra fuera de servicio, no solo corresponde al efecto creado sobre el Usuario, sino el efecto creado sobre la Energía no Comercializada por A.P.L.

CIRCUITO JUAN XXIII
RED AGREGADA 1
CIRCUITO 3 Usua. 2714

	MES									
DISPAROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	TOTAL
INST	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
TRANSITORIA	1	1	0	0	2	0	2	0	3	9
TEMPORAL	1	9	4	3	4	26	3	10	24	84
MINUTOS										94
INST	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
TRANSITORIA	4	4	0	0	6	0	7	0	11	32
TEMPORAL	92	1890	402	67	98	5032	144	274	1146	9145
TOTALES										9179
DISPAROS	94									
DURACIÓN (HORAS)	152,98									

Tabla DES Y FES Circuito Juan XXIII



Descripción General del sistema. Circuito Juan XXIII

A continuación se describe el desarrollo e importancia, de los proyectos y sus perspectivas futuras, en la reducción de costos de Mantenimiento.

4.5 TRANSFORMADORES.

Dentro del sistema de distribución, en media tensión se cuenta con el uso de transformadores, los cuales permiten el servicio de distribución de baja tensión de los usuarios, estos al ser puntos de vital importancia dentro del sistema deben contar con un sistema de reposición de carácter inmediato, para evitar afectar al usuario en la menor cantidad de tiempo posible.

Estudio de reposición.

Para las condiciones de operación de la Isla de San Andrés, se han tenido en cuenta los factores de tipo climático, y de operación que determinan en valor importante la duración de estos equipos.

En un periodo comprendido de un año, para un total de (n) transformadores, se realiza una reposición de equipos equivalente al 20% por las fallas que se describen a continuación y que equivalen a los siguientes porcentajes:

Descripción de fallas:

Por sobre tensión 40% (descargas Atmosféricas).

Por sobrecarga 38%.

Por mal estado físico 13%.

Otros 9%.

La reposición por mal estado físico se estipula en el ámbito de operación normal de laboratorio a 10 años, pero en vista a nuestras condiciones atmosféricas propias de la región, (humedad relativa por encima del 70%, temperatura promedio 30°C, salinidad excesiva en el ambiente), conllevan a que este valor se vea reducido a valores inferiores a los 5 años, especialmente en aquellas zonas que se encuentran cerca del mar. (Información proyectada sobre datos históricos.)

4.6 SISTEMAS DE SECCIONAMIENTO.

4.6.1 RECLOSERS TIPO SF6.

Con la implementación de estos proyectos, se contará con la nueva tecnología de seccionamiento por RECLOSER tipo SF6, este sistema ha sido diseñado con el fin de poder operar circuitos con carga de manera de poder evitar la suspensión de todo un circuito con el fin de aislar una zona específica, reduciendo al mínimo las interrupciones al usuario.

Este sistema permite la operación con carga al usar el gas SF6 como extintor del arco, brindando alta seguridad y confiabilidad a los operadores, además al realizar una apertura tripolar se evita que el usuario en determinado momento sufra anomalías que conlleven a daños en su sistema interno, con sistemas de tipo convencional (aisladeros), estas operaciones no pueden ser realizadas al no poseer ningún extintor de arco con gran riesgo para aquel que en situación de emergencia deba operarlos. De esta manera se debe solicitar una interrupción del circuito para seccionar tramos de Red. Además se realiza interrupción monopolar que conlleva a que en determinados instantes el usuario experimente irregularidades en el servicio que pueden acarrear daños en sus instalaciones.

4.6.2 AISLADEROS. (SISTEMA DE CORTACIRCUITOS). CAJAS PRIMARIAS.

En la actualidad se encuentran ubicados en determinados sitios del sistema, una serie de sistemas de interrupción cuya finalidad es permitir la manipulación de los circuitos en función de afectar en la menor proporción al usuario con interrupciones del servicio.

Se cuenta con sistemas tipo AISLADERO y SECCIONADORES.

En los sistemas tipo Aisladero se manipula el sistema por medio de cortacircuitos convencionales de operación sin carga. (Solo se deben operar en caliente en

casos de emergencia debido al alto riesgo que representan al no tener sistema de extinción de arco). Estos requieren de los elementos en Stock permanente.

Para los sistemas de seccionador tipo sumergido en aceite, cuya tecnología es de dos décadas atrás se requiere mantener en stock aquellos sistemas de vital importancia para su funcionamiento ya que su servicio representa a nivel de red un punto neurálgico.

Es de acotar que estos sistemas deben ser reemplazados por seccionadores de tecnología actual, tipo vacío, sumergidos en aceite o tipo SF6, ya que los actuales han cumplido a cabalidad su ciclo de trabajo en el sistema.

4.6.3 SISTEMAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES.

El sistema de transformadores que posee la red de la Isla, requiere de sistemas de protección para su funcionamiento, para este hecho se usa el sistema convencional de Cajas primarias o Cortacircuitos, en combinación con los Pararrayos para proteger de descargas Atmosféricas frecuentes en esta región del Caribe. Estos elementos deben ser mantenidos en perfectas condiciones de operación con el fin proteger tanto el patrimonio de la empresa (Transformadores), como a los Usuarios.

Este sistema también opera como seccionador en caso de que se desee realizar labores al mismo transformador o a la red que alimenta a este, pero con la desventaja de tener que ser operados con una suspensión previa del Circuito, o en casos del seccionador que alimenta que es lo Técnicamente Ideal.

4.6.4 FUSIBLES PARA CAJAS PRIMARIAS.

Una parte vital dentro del nivel de protecciones para Transformadores son los fusibles, este elemento se debe tener en nivel primordial (todos los valores de

amperaje requeridos), con el fin de no alterar las especificaciones técnicas de los sistemas.

4.7 MEJORAMIENTO REDES DE DISTRIBUCION.

El Mejoramiento y remodelación contemplados en los proyectos 20 de Julio, Cocal, Loma, Sarie Bay y Juan XXIII, se considera el factor numero uno en importancia para el Departamento de Distribución y Redes, el lograr un porcentaje mínimo de fallas en base a un sistema de distribución en optimas condiciones no solo reduce los indicadores de calidad de servicio al presentarse un menor numero de fallas, sino que se reducen las perdidas técnicas de manera importante.

4.7.1 MEJORAMIENTO REDES DE MEDIA TENSION (13,2KV).

Uno de los aspectos de mayor importancia en el desarrollo de los proyectos es la posibilidad de implementar nuevas Tecnologías en los sistemas de Distribución en Media Tensión, características que permitirán fortalecer la Red y evitar que las inclemencias climáticas propias del Archipiélago , efectúen sus conocidos estragos.

4.7.2 MEJORAMIENTO DE REDES DE BAJA TENSION (220V).

Dentro del sistema de Distribución las redes de baja tensión se convierten en el puente entre el usuario y la empresa, estas por lo tanto deben ser protegidas mediante nuevas Tecnologías como el cable Trenzado, que permite al brindar un servicio de menor efecto sobre contactos fortuitos, el desarrollo directo de planes de control de perdidas.

4.8 MEJORAMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO.

Para el usuario final del servicio de energía es una necesidad de gran importancia, el contar con un servicio de alumbrado publico confiable y de buena calidad. Por esta razón la empresa debe estar en condiciones de enfrentar este reto con agilidad asimilando nuevas tecnologías y descartando aquellas que han sido desplazadas.

Hoy en día las luminarias de Sodio son la respuesta a ese cambio, vienen a reemplazar las viejas luminarias de mercurio con un mayor rendimiento en lúmenes a un menor consumo, es fácil comparar que una luminaria de 125W de mercurio en nivel lumínico se encuentra en igual nivel que una de sodio de 70W.

Estos ahorros que parecen pequeños se convierten en cantidades importantes cuando consideramos que en la isla se encuentran instaladas más de 1000 luminarias de diversos tipos.

4.9 PREPARACIÓN PARA ASUMIR NUEVOS RETOS

Dentro de las nuevas normas que están siendo implementadas por la CREG, se destaca el hecho del control de los indicadores de calidad de servicio FES y DES, haciendo notar que la empresa deberá compensar al usuario cuando estos indicadores superen los limites establecidos por la CREG, causando perdidas a la empresa. El Departamento de Distribución y Redes debe implementar un plan con el fin de que estos indicadores puedan ser controlados de manera eficiente con el consiguiente beneficio para la empresa.

Este plan estará dirigido a la implementación de nuevas Tecnologías y un plan de Remodelación agresivo, que en resumen permitirá adecuar los estándares de servicio estipulados por la Resolución CREG 070.

4.10 CONCLUSIONES.

Estos proyectos hoy se convierten en la piedra angular de la Isla, dada la necesidad de reactivar el Turismo y la Economía, la energía se convierte en la base de todo este Plan, y A.P.L. no es ajena a esto, además se destacan los siguientes puntos en la aplicación de los proyectos:

Disminución de Perdidas (Técnicas y no Técnicas).

Mejora del servicio.

Disminución en costos de Mantenimiento.

Mejoras en regulación.

Fortalecimiento del Sistema.

Mejora de alumbrado Público.

Nuevas Tecnologías.

A.P.L. se encuentra orientado a establecer mejores parámetros de servicio y calidad, por tal razón el desarrollo de estos proyectos se convierte en la base de este trabajo.

4.11 PARAMETROS DE DISEÑO 20 DE JULIO



Sub estacion School House

4.11.1 GENERALIDADES

La empresa Distribuidora y Comercializadora de Energía Archipelago's Power & Light Co. S.A. E.S.P de San Andrés y Providencia Islas ha visto la necesidad apremiante de obtener recursos del orden Nacional para la modernización de su sistema de redes eléctricas, por lo cual realizaron los estudios necesarios, análisis y diseño con base en las necesidades actuales y futuras partiendo de que fueran concordantes en lo referente a redes de distribución de media y baja tensión,

construcción de canalizaciones subterráneas y diseños de líneas de 34.5 Kv. de la isla de San Andrés y Providencia dentro de su plan de desarrollo de inversiones.

Este documento presenta los criterio básicos de diseño, los parámetros mas importantes para el calculo de las redes de distribución, los esquemas de montajes de redes y esquemas en vista de planta de las redes diseñadas para la remodelación de las redes de media y baja tensión del circuito eléctrico de 20 DE JULIO.

4.11.2 SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE.

El sistema eléctrico de San Andrés cuenta con 16 grupos electrógenos que trabajan con sistema diesel marino, con una generación tope contractual de 41,5 MW, y con una demanda tope de 28 MW combinada de los 14 circuitos de distribución existentes.

Actualmente el Circuito de Distribución 20 DE JULIO se encuentra alimentado desde la S/E (subestación) El Bigth que a su vez se encuentra alimentada 34,5 Kv desde la central Generadora de Punta Evans.

El actual sistema de generación del circuito de 20 DE JULIO, comprende un grupo electrógeno con las siguientes características:

MOTOR

MARCA: BLACKSTONE

GENERADOR

Potencia: 9,6 MW

Factor de Potencia: 0.8

No. Fases: 3

Voltios: 13.800

RPM: 514

Frecuencia: 60 Hz.

MOTOR

MARCA: EMD

GENERADOR

Potencia: 2,6 MW

Factor de Potencia: 0.8

No. Fases: 3

Voltios: 13.800

RPM: 1.200

Frecuencia: 60 Hz.

Los grupos electrógenos actualmente se encuentran en operación y en buen estado, con una capacidad instalada operativa contractual de 41,5 MW.

4.11.3 REDES ELECTRICAS

Las redes existentes del circuito de La Loma en San Andrés Isla, llevan mas de 23 años de servicio por lo cual su configuración y trazado no cubre adecuadamente los núcleos urbanos con lo cual la calidad del servicio decrece en relación directa con las cargas no uniformes, de igual forma han sido afectadas por la alta salinidad del ambiente de la isla por lo cual la mayor parte de estas redes se encuentran en precarias condiciones para prestar un servicio de buena calidad y eficiente.

La postería que conforma el sistema eléctrico en su mayor parte presenta agrietamiento, fisuras y descascaramiento por las cargas derivadas por cúmulos de redes no aptas, las cuales someten a esfuerzos mecánicos no idóneos a las estructuras, esto provoca riesgos por posibles accidentes causados por el desplome de postes que podrían generar una caída en cadena de la línea eléctrica, generando cuantiosos daños lamentables en la población.

Las redes domiciliarias no son técnicamente adecuadas para el control de perdidas, permitiendo que sena adulteradas y manipuladas fácilmente, que en suma de no contar con redes secundarias antifraude (AAAC), causan un efecto de perdidas que en estos sectores alcanza el 29%, y que no deben superar las establecidas por la norma, las cuales no deben ser superiores al 14% del total, además generan una gran contaminación visual para una de las zonas mas turísticas de Colombia.

4.11.4 CARACTERISTICAS DEL SERVICIO

El servicio de energía eléctrica que actualmente se ofrece a los habitantes de 20 DE JULIO es vulnerable, presenta una telescopia mal aplicada, con lo cual los nuevos núcleos urbanos generan cargas no puntuales y puntuales que generan altas pérdidas técnicas y fallas en los puntos de seccionamiento.

Como se ha explicado anteriormente, a medida que se han desarrollado núcleos urbanos raizales en su mayoría, las condiciones eléctricas de la red se han modificado de igual forma, con lo cual, la configuración actual de la red hace que aquellos usuarios con mayor distancia de la planta eléctrica reciben un servicio afectado de energía, probando esto que los calibres de los conductores ya no son técnicamente apropiados para la regulación de tensión y aumentan la pérdidas técnicas exigidas por las normas eléctricas, presentándose de esta forma deficiencias lumínicas. (Todo esto sin contar con las pérdidas negras causadas por usuarios conectados la circuito eléctrico que no son autorizados por la empresa de energía)

Las deficiencias antes señaladas causan que las demandas de potencia actuales no tengan los valores reales o esperados en la población, generando ineficiencia en el sistema y por ende, déficit en la empresa de energía de la Isla que a su vez provoca un alto costo del servicio de energía al usuario final.

En cuanto al horario de servicio se presta las 24 horas con interrupciones frecuentes causadas por las anotaciones anteriormente descritas, que dentro de un sistema operativo ideal reducirán los indicadores DES y FES.

4.11.5 CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DEL PROYECTO

4.11.5.1 Parámetros Generales (Memorias de Calculo)

4.11.5.1.1 Tensiones de Servicio

De acuerdo con lo estipulado en la norma ICONTEC 1340 “Tensiones normales en sistema de energía eléctrica a 60 Hz. en redes de servicio publico” y lo establecido por ELECTROCARIBE, se emplearan las siguientes tensiones normales:

Circuitos primario aéreos: trifásicos sin neutro 13.8 Kv.

Circuitos secundarios aéreos: trifásicos con neutro 220/127 V.

4.11.6 Disposición de tipo

4.11.6.1 Estructura de redes aéreas.

En redes primarias se utilizarán, estructuras de dispositivo horizontal trifásica o monofásica según el anexo 3, el siguiente listado:

DESCRIPCIÓN	TRIFASICO	MONOFASICO
Alineamiento (ángulo 0° a 5°)	523	510
Angulo entre 5° y 30°	533	512
Angulo entre 30° y 60° Retención	562	515
Angulo entre 60° y 90° Retención	580	516
Terminal	553	514
Derivación (Circuito inferior)	553D	514D

Para redes secundarias se trabajará con disposiciones verticales en perchas de 1 puesto mediante cable de aleación de aluminio AAAC trenzado aislado en XLPE, empleando las siguientes características:

De paso, para ángulo entre 3° y 60° sobre poste de baja o media, con collarín o perno SA21CS, SA21CP.

Terminal, sobre poste de baja o media, con collarín o perno SA31SC, SA31CP

Doble terminal o derivación sobre poste de baja o media , con collarín o perno SA41CS, SA41CP

Doble terminal con neutro corrido sobre poste de baja o media, con collarín o perno SA41ACS, SA41SCP.

Cruce aéreo puenteado, SAX.

Para montaje de transformadores, alumbrado público, cajas de abonados y conectores utilizarán las siguientes estructuras: (ver anexo 4)

DESCRIPCIÓN	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO
Seccionamiento	701	701M
Montaje de transformador monofásico		710
Montaje de transformador hasta 75 KVA	711	
Montaje de transformador trifásico en H hasta 150 KVA	712	

4.11.6.2 Límites de regulación de tensión

Los valores máximos aceptables de regulación de voltaje son:

Circuitos primarios 3%

Circuitos secundarios 5%

4.11.6.3 Constantes para cálculo de regulación

De acuerdo con las normas de ELECTROCARIBE, la norma de construcción exige la construcción de redes en media tensión en cable conductor de cobre desnudo temple duro calibre mínimo No. 2 AWG.

Para redes de baja tensión están diseñadas para cable conductor en aleación de aluminio AAAC trenzado aislado en XLPE con calibres 1/0, 2/0 y 4/0 AWG. Estas redes se consideran circuitos radiales con cargas concentradas en los nodos, la regulación se calcula empleando la fórmula:

$$(\%) = (\text{KVA} - \text{metro}) * (\text{Constante})$$

Donde, el momento se evalúa para cada nodo con base en la carga conectada y la distancia en metros hasta el nodo fuente. La constante, que depende del material, de le calibre de los conductores y de la disposición geométrica del circuito, se calcula de la formula:

$$K = \frac{R \text{ COS} + X \text{ SEN}}{10(\text{KV})^2}$$

Donde:

R = Resistencia de un conductor de fase (Ohmios/Km.).

X = Reactancia equivalente de un conductor de fase (Ohmios/Km.)

KV = Tensión de servicio

Cos = Factor de potencia

Los valores de resistencia y reactancia de los conductores se toman considerando temperatura ambiental de 50° C. Los valores de las constantes calculadas son suministrados por ELECTROCARIBE, según la siguiente tabla:

CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PERDIDAS CONDUCTO MULTIPLEX AAAC

CODIGO	CALIBRE AAAC	CALIBRE EQUIV. ACSR	RESIST. 50°C	REACT. INDUCT. (Xa+Xa) C/DUPLEX	CONSTANTE DE REGULACIÓN	CONSTANTE DE PERDIDAS
	Kcmil	AWG	Ω/Km	Ω/Km	%(KVA*m)	%(KVA*m)
Ames	77.47/7	2	0.94451	0.10965898	0.00182419	0.00242570
Azusa	123.3/7	1/0	0.59218	0.10506167	0.00119824	0.00152084
Anaheim	155.4/7	2/0	0.46977	0.10271960	0.00097965	0.00120647
Alliance Butte	246.9/7	4/0	0.29578	0.09973677	0.00066947	0.00075963
	312.8/19		0.23364	0.10092994	0.00056208	0.00060004
Canton	394.5/19		0.18579	0.09938782	0.00047570	0.00047715

Los factores de diversidad y demanda máxima diversificada para el sector residencial están determinados de acuerdo a un rango de consumo. Y se utilizan inicialmente en todos los distritos para el cálculo de las redes de distribución, de acuerdo al estrato de consumo del sector a diseñar. Los valores de demanda se deben considerar como valores mínimos a utilizar en los cálculos de los circuitos de baja tensión.

4.11.7 MATERIALES

A continuación se presenta un resumen de los materiales a utilizar.

POSTERIA

Se empleará posteria de concreto centrifugado, pretensado con las siguientes características:

	Longitud (m)	Carga de Ruptura (Kg.)
Redes primarias	12	750
Redes secundarias	8	750

Estos postes se localizaran en zona próxima al mar y serán recubiertos con pintura epóxica que impida el agrietamiento del concreto por efectos de la sal marina.

Debido a las características y la capacidad portante del terreno de San Andrés Isla, los postes serán hincados en una cimentación en concreto de 3000 psi.

CRUCETERIA

Se usará crucetearía de madera de 2 metros por 11x10 cm. de sección, inmunizadas con sales por medio del proceso vacío – presión de abarco, zapán, chanul, otobo, cargamanto, mocano o carieto.

Toda cruceta deberá llevar a todo lo largo un bonder en alambre de cobre desnudo No. 4 AWG para aterrizar los herrajes al poste.

CONDUCTORES

En las redes aéreas primarias se usará conductor de cobre desnudo calibre No. 2 AWG, para las redes secundarias se utilizará cable múltiplex en AAAC 6201 – T81

(all aluminium – alloy conductors) aislado en XLPE – 90°, 600 V para las fases y neutro mensajero en AAAC, aceptándose como calibre mínimo el Azusa de 123.3 kcmil (equivalente al calibre 1/0 ACSR); estos conductores deben cumplir con la norma ELECTROCARIBE, RS8 – 121 con las características físicas, mecánicas y eléctricas que a continuación se describen.

CODIGO AAAC	CALIBR E No. HILOS	CALIBR E EQUIV. ACSR	DIAM. CABLE C/duple x	PESO APROX. COND. + AISLAM C/druple x	CARGA DE ROTUR A NEUTR O	ESPES · AISLA M	(*) CAPAC. CORR. C/druplex
	Kcmil	AWG	mm	Kg/Km	Kg	Mm	mm
Azasa	12.3/7	1/0	29.94	972.62	2020	1.52	131
Anaheim	155.4/7	2/0	32.74	1191.70	2445	1.52	150
Alliance	246.9/7	4/0	39.37	1802.44	3883	1.52	205

(*) Capacidad de corriente para conductor con aislamiento XLPE hasta la temperatura máxima de 90° C. A temperatura ambiente de 30° C, además el factor de agrupamiento es de 0.93 y 0.87 para TRIPLEX Y CUÁDRUPLEX respectivamente.

El cable a instalar como acometida desde la red de baja tensión al medidor de energía eléctrica de los usuarios, será en sistema monofásico bifilar. Los cables de cobre aislado en XLPE con neutro concéntrico tendrán la siguiente denominación, cable de acometida 1x8+8 AWG en cobre con neutro concéntrico, aislado en XLPE – 90°, 600V, según norma ELECTROCARIBE, RS8-122.

Para asegurar la acometida en la fachada y en el poste, se emplearán tensores.

TRANSFORMADORES

Los transformadores de distribución serán trifásicos a 13.8 KV, con distancia de fuga mínima en los bujes primarios de 439 mm y espesor mínimo de pintura en el tanque de 150 micras. Además llevara fusible tipo H y bajantes en cobre blando (para el bajante secundario con aislamiento en XLP 90° C – 600V).

Para proteger los transformadores de distribución se emplearan para rayos tipo distribución de 10 KV –10 KA, de oxido de zinc, uno por cada fase aterrizado solamente.

CIMENTACIONES

La cimentación de la estructura se hará de acuerdo con los tipos, detalles y materiales indicados en las normas electrocosta.

HERRAJES.

Todos los herrajes y accesorios debelan ser galvanizados en caliente y cumplir con la capa de galvanizado que a continuación se establece.

Aplicación	Promedio		Mínimo	
	Gr/m2	µm	Gr/m2	µm
Acero o hierro fundido, laminado, forjado y prensado, abrazaderas, varillas de anclaje, etc.	880	128	800	116
Perno espárragos, tuercas, arandelas, etc.	500	73	450	66

AISLADORES

Para las crucetas de paso y retención, se utilizarán aisladores de pin clase ANSI 56 –3 para instalación en cruceta de madera.

Para la retención primaria se instalará una cadena de 3 aisladores de suspensión por cada fase tipo clevis, clase ANSI 52 – 4 de 10" de diámetro y 292 mm de distancia de fuga. Para aumentar dicha fuga debido a la alta contaminación salina de San Andrés Isla.

Para las estructuras de baja tensión se utilizarán los accesorios respectivos aprobados para redes trenzadas AAAC, con capacidad de aislamiento nominal.

Templetes

El cable para los templetes será de 3/8" de diámetro en acero de alta resistencia, galvanizado en caliente con capa de galvanizado grado C, según norma NTC 2145 (ASTM 475)

Cada templete deberá llevar un aislador tipo tensor ANSI 54 – 3 con distancia de fuga mínima de 57 mm y resistencia a la atracción de 2000 Psi. Además se remplazarán las grapas de ranuras paralelas de tres pernos por preformados en acero galvanizado.

4.12 MEMORIAS DE DISEÑO 20 JULIO



4.12.1 RESUMEN DEL PROYECTO

NOMBRE: AMPLIACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENS IÓN DEL CIRCUITO 20 DE JULIO - SAN ANDRES ISLA.

LOCALIZACIÓN: SECTOR 20 DE JULIO – TOWN

PROPIETARIOS: LA COMUNIDAD Y A.P.L.

NUMERO DE USUARIOS (AÑO 15) 1.089

NUMERO DE TRANSFORMADORES 12

CAPACIDAD DE TRAFOS: 75, 112.5 TRIFASICO

LONGITUD RED 3 HILOS M.T. 3.042 m (Cu desnudo No. 1/0)

LONGITUD RED B.T. 5202 m (Triplex-Cuadruplex)

TIPO DE POSTERIA CONCRETO DE 12 y 8 m

TIPO DE CRUCETERIA MADERA

KVA. INSTALADA POR VIV. (Ultimo año) 0.92 Se tiene en cuenta el factor de diversidad de 1.5

RATA DE CRECIMIENTO VIV. 2% ANUAL

NOMBRE DEL PROYECTO: **AMPLIACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DEL CIRCUITO 20 DE JULIO - SAN ANDRÉS ISLA**

MEMORIAS DE CÁLCULO.

El siguiente documento contiene la metodología y los resultados del diseño de la red de distribución y la escogencia de los transformadores para la remodelación del circuito de la Loma en el Archipiélago de San Andrés Isla. En cuanto a la selección de estructuras y conductor, se utilizaron las normas del ICEL y ELECTROCOSTA S.A. E.S.P. El número de viviendas a servir es de 1383 con una expectativa mínima de carga requerida.

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Para este proyecto se consideraron los conductores Múltiplex calibre AAAC No. 1/0 que son los diámetros autorizados por ELECTROCOSTA para las obras de electrificación en zonas costeras.

Características:

NOMBRE	UNIDAD	AZUSA	ANAHEIM	ALLAINCE
CALIBRE/No. HILOS	Kcmil	123.3/7	155.4/7	246.9/7
CALIBRE EQUI. ACSR		1/0	2/0	4/0
ESPESOR AISLAMIENTO	mm ²	1.52	1.52	1.52
DIÁMETRO	mm	29.94	32.74	39.37
PESO	Kg./Km.	972.62	1191.70	1802.44
RESISTENCIA	Ohm/Km.	0.105062	0.10272	0.09974
ROTURA	Kg.	2020	2445	3883

Capacidad Amperica:

CALIBRE	NOMBRE	I (Amperios)
4	ASUZA	131
2	ANAHEIM	150
1/0	ALLAINCE	205

REGULACION Y PERDIDAS

CONSIDERANDO:

Constante K:	AZUSA	ANAHEIM	ALLAINCE
Regulación	4.196E-07	3.6279E-07	2.8051E-07
Perdidas	3.77627E-07	2.99568E-07	1.88616E-07
Voltaje	240/127		
Coseno fi	0.8		

TASAS DE CRECIMIENTO

Como en el caso de los factores de diversidad y de los datos de demanda máxima diversificada se proponen valores de tasas de crecimiento de la demanda, obtenidos por similitud con proyectos desarrollados en zonas similares, así:

CONSUMO	TASA ANUAL %
RESIDENCIAL BAJO	2.20
RESIDENCIAL MEDIO	2.00
COMERCIAL	1.80

Para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda anual se utiliza la siguiente formula:

$$Pf \approx Po(1+r)^n$$

Donde:

Pf = Población futura

Po = Población inicial

r = Rata de crecimiento anual de viviendas

n = Numero de viviendas en el año deseado

Con base en las tasas de crecimiento anteriormente citadas, se calcula la demanda máxima.

4.12.2 tMEMORIA DE CÁLCULO GENERAL

DEMANDA O CARGA CONECTADA POR USUARIO

SALIDA	CANTIDAD	CARGA WATIOS UNIDAD	EN POR	CARGA TOTAL EN WATIOS
LAMPARAS COMUNES	3	100		300
TOMA ORDINARIO	CORRIENTE 2	100		200
PLANCHA	1	1000		1000
NEVERA	1	250		250
VENTILADOR	1	150		150
TELEVISOR	1	150		150
LICUADORA	0	500		0
TOTAL WATIOS				2.563

CALCULO DE LA DEMANDA TOTAL EN KW-H

Se calculará la demanda en Watios para 1857 usuarios (ultimo año del proyecto)

A) ALUMBRADO Y PEQUEÑOS APARATOS ELECTRICOS

año	nO USUARIOS	Demanda x Usuar. (Wattios/Usuar.)	total (wattios)
2004	803	2.563	2.057.688
2005	821	2.563	2.102.957
2006	839	2.563	2.149.222
2007	857	2.563	2.196.505
2008	876	2.563	2.244.828
2009	895	2.563	2.294.214
2010	915	2.563	2.344.687
2011	935	2.563	2.396.270
2012	956	2.563	2.448.988
2013	977	2.563	2.502.865
2014	998	2.563	2.557.928
2015	1020	2.563	2.614.203
2016	1043	2.563	2.671.715
2017	1066	2.563	2.730.493
2018	1089	2.563	2.790.564

Para este tipo de edificaciones y usando las normas Icontec para el factor de la demanda, con una demanda de 3'768.444 Wattios (Último año del proyecto) se tiene:

	Carga conectada (Wattios)	Factor de demanda	Total demanda (wattios)
Primeros	3.000	100%	3.000
Entre 3000 y 120000	117.000	35%	40.950
Sobre 120000	2.670.564	25%	677.641
Total Demanda			711.591

DEMANDA COCINAS

Asumiendo que cada usuario tendrá una parrilla de 1500 Watios cada una.

No. de estufas	Demanda x usuar. (wattios/estufa)	Factor demanda	de	Total demanda (wattios)
803	1.500	30%		361.350
821	1.500	30%		369.300
839	1.500	30%		377.424
857	1.500	30%		385.728
876	1.500	30%		394.214
895	1.500	30%		402.886
915	1.500	30%		411.750
935	1.500	30%		420.808
956	1.500	30%		430.066
977	1.500	30%		439.528
998	1.500	30%		449.197
1020	1.500	30%		459.080
1043	1.500	30%		469.179
1066	1.500	30%		479.501
1089	1.500	30%		490.050

A + B TOTAL DE DEMANDA CALCULADA EN KILOVATIOS =
1,201.64

Esta demanda se ve afectada por el factor de diversidad (fd) que es de 1.5 para el estrato de los habitantes del sector SARIE BAY.

4.12.3 PARÁMETROS DE DISEÑO

En este proyecto se consideran los siguientes parámetros de diseño:

Tensión de servicio

En media tensión	13.800 V
En baja tensión	220/127 V

Regulación máxima permitida

En media tensión	3%
En baja tensión	5%

Conductores

En media tensión	Cu. DESNUDO 1/0
En baja tensión	AAAC No. 1/0

ACOMETIDA

Carga básica (Kw.) Último año:	1.10
Tensión de servicio:	120 Voltios
I. máxima [Amp](Kw./(V*0.9)):	9.61
Protección (Breaker)	1x10A
Conductor (18 metros por usuario)	2# 10 AWG – THW, 75 °C, 600 V, Cobre
Ducto:	¾"

SELECCIÓN DE PROTECCIONES

A. Para los transformadores de 75 KVA

Capacidad transformador 75 KVA

Tensión de servicio 13200V

Factor de seguridad 1.4

I. Fusible $1.4 \times 75000 \text{ VA} = 7.61$
13800 V

Se requiere utilizar de 8A. Tipo Dual en cortacircuitos Monopolares de 15 KV

De igual forma 8 para los de mas transformadores.

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Se hizo uso de la formula para calculo de transformadores del "Manual de procedimiento para diseño" de las normas ICEL, así como para los factores de diversidad, "fd".

$$\text{KVA diseño} = (\text{No. Usuarios} * \text{Demanda por Usuario}) / \text{fd} + \text{Carga Alumbrado publico} + \text{CE}$$

Se utilizará cable de cobre con aislamiento THW, 75 °C, 600V, en calibre No 4 desde los bornes del transformador a la red de baja tensión; este conductor cumple con la capacidad de corriente, en conductores aislados al aire libre.

5 INFORME DE PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE TIPO PEDESTAL

5.1 INTRODUCCIÓN

Este documento contempla el resumen de las actividades realizadas en San Andrés durante las pruebas de los siguientes equipos:

Transformadores de distribución 13200/225-130v, tipo pedestal,

cantidad 7

Cables de potencia 15Kv, correspondientes a los circuitos que alimentan dichos transformadores.

5.2 EQUIPOS DE MEDIDA UTILIZADOS

Se emplearon los siguientes equipos:

Equipo	Especificaciones	Referencia/ Catalogo	Marcas	Serie	Cantidad	Prueba que ejecuta
Megger	Rangos 0 a 500GΩ, 500V; 0 a 100GΩ, 1000V; 0 a 250GΩ, 2500V y 0 a 500GΩ, 5000V	Series 1-500	AVO	No tiene	1	Resistencia de aislamiento a transformadores y cables

Equipo	Especificaciones	Referencia/ Catalogo	Marcas	Serie	Cantidad	Prueba que ejecuta
Medidor de rigidez dieléctrica hasta 100Kv	Ejecuta según normas IEC156,ASTM D877 y D1816, UNE21,BS5730a	OTS 100AF/2	Foster	476841008	1	Rigidez dieléctrica
Hit pot hasta 120Kv	Alimentación: 120V, 50/60Hz, Salida: 5mA, 5min; 2mA, continuos	220123	Hipotronics	21436	1	Inyección de voltaje hasta 100Kv DC
Colorímetro	Especificación Hasta 12 gamas de color	No	Gerin	No	1	Medidor color de aceites dieléctricos

5.3 LOGISTICA DE LOS TRABAJOS

Los trabajos fueron desarrollados con la asesoría de la División Técnica de (Archipiélago Power & Light) APL, junto con los cuales se coordinó las libranzas para la desenergización de los circuitos a probar. Además se les explico a sus operadores el objeto, procedimiento, finalidades y resultados esperados de las pruebas.

5.3.1 Desarrollo de las Pruebas

Transformadores.

Las pruebas que se efectuaron a los transformadores fueron aislamiento entre devanados y contra tierra y prueba de color al aceite.

Cables de potencia.

Se les efectuó prueba aislamiento e inyección de alto voltaje

5.4 RESULTADOS

En el anexo 1 se muestra en forma grafica y tabular las pruebas realizadas a los transformadores. Los valores arrojados indican valores satisfactorios, siendo superior al limite permitido: $410M\Omega$ para 13.2KV y $32M\Omega$ para 225-130V.

En el anexo 2 se muestran los resultados de aislamiento e inyección de voltaje realizados a los cables de potencia. Esta prueba se hizo rigurosamente, debido a que se temía que los cables hubiesen presentado deterioro por el alto nivel freático o vandalismo. Por ello, se les hizo la mayor exigencia sometiéndolos a un voltaje DC equivalente al que estaría sometido estando en servicio. Esto es, se les aplico hasta 30KV DC Instantáneos, que serian equivalentes a una tensión fase-fase de 13.2KV. No hubo perforación de chaqueta, ni disparo del equipo de prueba en ningún caso.

La corriente de fuga en todos los casos fue del orden de los μA .

En el cable denominado "LARGO", el cual abarca 4 circuitos para un total de 800mts, se pudo aplicar hasta 18KV, sin que hubiese falla en el circuito.

5.5 RECOMENDACIONES

Se observo deterioro de las laminas de alforjas en un 20% de las tapas de las cajas de inspección por lo que es necesario pintarlas por lo menos una vez al año con pintura de base epóxica, esto debido a la alta corrosión que es producido en el entorno salino de la isla.

se aconseja inspeccionar cada seis meses los transformadores con el objeto de efectuar limpieza interna en los cubículos, verificar el estado del aceite y verificar el estado en el cual se encuentran los transformadores para posibles daños.

Transformador T8 serie 185217, se detecto que presentaba error en la relación con mas de un 50%, lo cual impide la energización del mismo. Este transformador fue golpeado y se envió a los talleres de Jorge León Bedoya en Barranquilla. Las pruebas en taller dan resultados correctos, lo cual indica que durante el transporte o el montaje posterior, pudo suceder el daño.

5.5.1 RESULTADO DE PRUEBAS A

TRANSFORMADORES

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS		
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia		
Subestación: San Andrés	Equipo: T9	Serie: 185211
V. Primario: 13.2kV	V. Secundario: 225-130V	Marca: SIEMENS
Potencia: 150kVA	Conexión: Dyn5	Año: 2000
Temp.Amb: 34.C	HR: 88%	Fecha: 15- Mar-2004
Temp.Aceite: 32.C	Tipo: cFOUM 383-96s/15	

Lecturas Leídas (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	10,100.0	11,900.0	510.0
00:30	10,500.0	12,100.0	680.0
00:45	10,800.0	12,600.0	700.0
01:00	11,100.0	13,600.0	725.0
02:00	12,000.0	14,200.0	793.0
03:00	14,900.0	15,200.0	810.0
04:00	15,600.0	15,700.0	880.0
05:00	14,700.0	16,000.0	880.0
06:00	16,000.0	16,000.0	880.0
07:00	16,000.0	16,000.0	880.0
08:00	16,000.0	16,000.0	880.0
09:00	16,000.0	16,000.0	880.0
10:00	16,000.0	16,000.0	880.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	21,008.0	24,752.0	1,060.8
00:30	21,840.0	25,168.0	1,414.4
00:45	22,464.0	26,208.0	1,456.0
01:00	23,088.0	28,288.0	1,508.0
02:00	24,960.0	29,536.0	1,649.4
03:00	30,992.0	31,616.0	1,684.4
04:00	32,448.0	32,656.0	1,830.4
05:00	33,576.0	33,280.0	1,830.4
06:00	33,280.0	33,280.0	1,830.4
07:00	33,280.0	33,280.0	1,830.4
08:00	33,280.0	33,280.0	1,830.4

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
09:00	33,280.0	33,280.0	1,830.4
10:00	33,280.0	33,280.0	1,830.4

Índice de absorción:

10'/1'	1.44	1.18	1.21
1'/30'	1.10	1.14	1.42

Mínimo (MΩ) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00Ω

225-130V 32.00Ω

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: Andrés	San	Equipo: T10	Serie: 185212
V. 13.2kV	Primario:	V. Secundario: 225-130V	Marca: SIEMENS
Potencia: 150kVA		Conexión: Dyn5	Año: 1998
Temp.Amb: 32.C		HR: 88%	Fecha: 15-Mar-2004
Temp.Aceite: 30.C		Tipo: cFOUM 383-96s/15	

Lecturas Leídas (MΩ)

Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	9,600.0	10,100.0	98.1
00:30	10,600.0	11,000.0	106.0
00:45	11,100.0	11,300.0	116.0
01:00	11,400.0	11,500.0	127.0
02:00	11,300.0	11,800.0	154.0
03:00	12,900.0	11,400.0	138.0
04:00	13,600.0	11,000.0	126.0
05:00	14,100.0	11,700.0	128.0
06:00	14,100.0	11,700.0	128.0
07:00	14,100.0	11,700.0	128.0
08:00	14,100.0	11,700.0	128.0
09:00	14,100.0	11,700.0	128.0
10:00	14,100.0	11,700.0	128.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	17,280.0	18,180.0	176.6
00:30	19,080.0	19,800.0	190.8
00:45	19,980.0	20,340.0	208.8
01:00	20,520.0	20,700.0	228.6
02:00	20,340.0	21,240.0	277.2
03:00	23,220.0	20,520.0	248.4
04:00	24,480.0	19,800.0	226.8
05:00	25,380.0	21,060.0	230.4
06:00	25,380.0	21,060.0	230.4
07:00	25,380.0	21,060.0	230.4
08:00	25,380.0	21,060.0	230.4
09:00	25,380.0	21,060.0	230.4
10:00	25,380.0	21,060.0	230.4

Índice de absorción:

10'/1'	1.24	1.02	1.01
1'/30"	1.19	1.14	1.29

Mínimo ($M\Omega$) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00 $M\Omega$

225-130V 32.00 $M\Omega$

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: Andrés	San	Equipo: T11	Serie: 185212
V. 13.2kV	Primario:	V. Secundario: 130V	225- Marca: SIEMENS
Potencia: 150kVA		Conexión: Dyn5	Año: 1998
Temp.Amb: 32.C		HR: 88%	Fecha: 18-Mar- 2004
Temp.Aceite: 30.C		Tipo: cFOUM 383- 96s/15	

Lecturas Leídas ($M\Omega$)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	18,900.0	25,000.0	72.0
00:30	21,600.0	30,200.0	76.0
00:45	24,600.0	30,400.0	80.0
01:00	25,100.0	31,200.0	85.0

Lecturas Leídas (M Ω)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
02:00	27,400.0	30,900.0	107.0
03:00	29,700.0	33,500.0	138.0
04:00	30,700.0	33,400.0	107.0
05:00	31,200.0	32,800.0	92.0
06:00	31,200.0	32,800.0	92.0
07:00	31,200.0	32,800.0	92.0
08:00	31,200.0	32,800.0	92.0
09:00	31,200.0	32,800.0	92.0
10:00	31,200.0	32,800.0	92.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (M Ω)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	34,020.0	18,180.0	129.6
00:30	38,880.0	19,800.0	136.8
00:45	44,280.0	20,340.0	144.0
01:00	45,180.0	20,700.0	153.0
02:00	49,320.0	21,240.0	192.6
03:00	53,460.0	20,520.0	248.4
04:00	55,260.0	19,800.0	192.6
05:00	56,160.0	59,040.0	165.6
06:00	56,160.0	59,040.0	165.6
07:00	56,160.0	59,040.0	165.6
08:00	56,160.0	59,040.0	165.6
09:00	56,160.0	59,040.0	165.6
10:00	56,160.0	59,040.0	165.6

Índice de absorción:

10'/1'	1.24	1.05	1.08
1'/30''	1.33	1.25	1.18

Mínimo ($M\Omega$) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00 $M\Omega$

225-130V 32.00 $M\Omega$

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: Andrés	San	Equipo: T4	Serie: 185213
V. 13.2kV	Primario:	V. Secundario: 130V	225- Marca: SIEMENS
Potencia: 150kVA	Conexión: Dyn5		Año: 2000
Temp.Amb: 34.C	HR: 88%		Fecha: 28-Mar- 2004
Temp.Aceite: 30.C	Tipo: cFOUM 383- 96s/15		

Lecturas Leídas ($M\Omega$)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	17,600.0	39,800.0	230.0
00:30	24,600.0	46,200.0	261.0
00:45	28,600.0	52,700.0	281.0
01:00	31,900.0	53,400.0	282.0

Lecturas Leídas (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
02:00	39,300.0	61,900.0	279.0
03:00	45,100.0	63,100.0	362.0
04:00	50,500.0	57,600.0	363.0
05:00	44,800.0	57,600.0	433.0
06:00	44,800.0	57,600.0	433.0
07:00	44,800.0	57,600.0	433.0
08:00	44,800.0	57,600.0	433.0
09:00	44,800.0	57,600.0	433.0
10:00	44,800.0	57,600.0	433.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	31,680.0	71,640.0	414.0
00:30	44,280.0	83,160.0	469.8
00:45	51,480.0	94,860.0	505.8
01:00	57,420.0	96,120.0	507.6
02:00	70,740.0	111,420.0	502.2
03:00	81,180.0	113,580.0	651.6
04:00	90,900.0	103,680.0	653.4
05:00	80,640.0	103,680.0	779.4
06:00	80,640.0	103,680.0	779.4
07:00	80,640.0	103,680.0	779.4
08:00	80,640.0	103,680.0	779.4

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
09:00	80,640.0	103,680.0	779.4
10:00	80,640.0	103,680.0	779.4

Índice de absorción:

10'/1'	1.40	1.08	1.54
1'/30"	1.81	1.34	1.23

Mínimo (MΩ) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00MΩ

225-130V 32.00MΩ

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: Andrés	San	Equipo: T6	Serie: 185215
V. 13.2kV	Primario:	V. Secundario: 130V	225- Marca: SIEMENS
Potencia: 150kVA	Conexión: Dyn5		Año: 2000
Temp.Amb: 34.C	HR: 88%		Fecha: 28-Mar-2004
Temp.Aceite: 32.C	Tipo: cFOUM 383- 96s/15		

Lecturas Leídas (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	4,490.0	6,490.0	342.0
00:30	5,650.0	8,150.0	383.0
00:45	6,550.0	9,060.0	400.0
01:00	7,160.0	9,630.0	420.0
02:00	8,710.0	11,000.0	443.0
03:00	9,590.0	11,600.0	439.0
04:00	10,200.0	12,000.0	452.0
05:00	10,700.0	12,300.0	472.0
06:00	10,700.0	12,300.0	472.0
07:00	10,700.0	12,300.0	472.0
08:00	10,700.0	12,300.0	472.0
09:00	10,700.0	12,300.0	472.0
10:00	10,700.0	12,300.0	472.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	9,339.2	13,499.2	711.4
00:30	11,752.0	16,952.0	796.6
00:45	13,624.0	18,844.8	832.0
01:00	14,892.8	20,030.4	873.6
02:00	18,116.8	22,880.0	921.4
03:00	19,947.2	24,128.0	913.1
04:00	22,256.0	24,960.0	940.2
05:00	22,256.0	25,584.0	981.8
06:00	22,256.0	25,584.0	981.8
07:00	22,256.0	25,584.0	981.8
08:00	22,256.0	25,584.0	981.8

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
09:00	22,256.0	25,584.0	981.8
10:00	22,256.0	25,584.0	981.8

Índice de absorción:

10'/1'	1.49	1.28	1.12
1'/30"	1.59	1.48	1.23

Mínimo (MΩ) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00MΩ

225-130V 32.00MΩ

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: San Andrés	Equipo: T7	Serie: 185216	
V. Primario: 13.2kV	V. Secundario: 130V	225-	Marca: SIEMENS
Potencia: 225kVA	Conexión: Dyn5	Año: 2000	
Temp.Amb: 34.C	HR: 88%	Fecha: 28-Mar-2004	
Temp.Aceite: 32.C	Tipo: cFOUM 383-96s/15		

Lecturas Leídas (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	4540.0	4000.0	1130.0
00:30	6760.0	4860.0	1290.0
00:45	6940.0	4500.0	1350.0
01:00	7340.0	6050.0	1410.0
02:00	8680.0	7140.0	1470.0
03:00	9250.0	7900.0	1550.0
04:00	10800.0	8400.0	1640.0
05:00	10800.0	9160.0	1740.0
06:00	10800.0	9160.0	1740.0
07:00	10800.0	9160.0	1740.0
08:00	10800.0	9160.0	1740.0
09:00	10800.0	9160.0	1740.0
10:00	10800.0	9160.0	1740.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	9443.2	8320.0	2350.4
00:30	14060.8	10108.8	2683.2
00:45	14435.2	9360.0	2808.0
01:00	15267.2	12584.0	2932.8
02:00	18054.4	14851.2	3057.6
03:00	19240.0	16432.0	3224.0
04:00	22464.0	17472.0	3411.2
05:00	22464.0	19052.8	3619.2
06:00	22464.0	19052.8	3619.2
07:00	22464.0	19052.8	3619.2

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
08:00	22464.0	19052.8	3619.2
09:00	22464.0	19052.8	3619.2
10:00	22464.0	19052.8	3619.2

Índice de absorción:

10'/1'	1.47	1.51	1.23
1'/30"	1.62	1.51	1.25

Mínimo (MΩ) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00MΩ

225-130V 32.00MΩ

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: San Andrés	Equipo: T8	Serie: 185217	
V. Primario: 13.2kV	V. Secundario: 130V	225-	Marca: SIEMENS
Potencia: 225kVA	Conexión: Dyn5	Año: 2000	
Temp.Amb: 34.C	HR: 88%	Fecha: 1-Abr-2004	
Temp.Aceite: 32.C	Tipo: cFOUM 383-96s/15		

Lecturas Leídas (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	8150.0	8350.0	870.0
00:30	10300.0	11700.0	1000.0
00:45	11900.0	12500.0	1000.0
01:00	13200.0	13400.0	1120.0
02:00	14900.0	14300.0	1180.0
03:00	16100.0	14400.0	1220.0
04:00	16700.0	14700.0	1200.0
05:00	17600.0	15000.0	1200.0
06:00	17600.0	15000.0	1200.0
07:00	17600.0	15000.0	1200.0
08:00	17600.0	15000.0	1200.0
09:00	17600.0	15000.0	1200.0
10:00	17600.0	15000.0	1200.0

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	16952	17368	1809
00:30	21424	24336	2080
00:45	24752	26000	2080
01:00	27456	27872	2329
02:00	30992	29744	2454
03:00	33488	29952	2537
04:00	34736	30576	2496
05:00	36608	31200	2496
06:00	36608	31200	2496

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
07:00	36608	31200	2496
08:00	36608	31200	2496
09:00	36608	31200	2496
10:00	36608	31200	2496

Índice de absorción:

10'/1'	1.33	1.12	1.07
1'/30"	1.62	1.60	1.29

Mínimo (MΩ) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00MΩ

225-130V 32.00MΩ

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS			
Resistencia de aislamiento de Transformadores de potencia			
Subestación: Andrés	San	Equipo: T5	Serie: 189734
V. 13.2kV	Primario:	V. Secundario: 130V	225- Marca: SIEMENS
Potencia: 150kVA		Conexión: Dy5	Año: 2000
Temp.Amb: 34.C		HR: 88%	Fecha: 1-Abr-2004
Temp.Aceite: 32.C		Tipo: cFOUM 383-96s/15	

Lecturas Leídas (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	22100	16400	1040
00:30	27100	22400	1140
00:45	29200	22700	1160
01:00	29100	2400	1200
02:00	34400	24400	1320
03:00	35400	26400	1290
04:00	39200	25000	1280
05:00	42100	27500	1500
06:00	42100	27500	1500
07:00	42100	27500	1500
08:00	42100	27500	1500
09:00	42100	27500	1500
10:00	42100	27500	1500

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
00:15	45968	34112	2163
00:30	56368	46592	2371
00:45	60736	47216	2412
01:00	60528	4992	2496
02:00	71552	50336	2745
03:00	73632	54912	2683
04:00	81536	52000	2662
05:00	87568	57200	3120
06:00	87568	57200	3120
07:00	87568	57200	3120

Lecturas Corregidas por Temperatura (MΩ)			
Tiempo (mm:ss)	Alta/Baja	Alta/Tierra	Baja/Tierra
08:00	87568	57200	3120
09:00	87568	57200	3120
10:00	87568	57200	3120

Índice de absorción:

10'/1'	1.45	1.46	1.25
1'/30"	1.32	0.15	1.15

Mínimo (MΩ) permitido entre fases para:

Mínimo permitido para: 13.20 kV 410.00MΩ

225-130V 32.00MΩ

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS

Prueba de Rigidez dieléctrica y Color a aceites de transformador

Identificación del Transformador	Color	Promedio	Rigidez dieléctrica				
185212-T10	1	24,2	23,9	15,9	20,2	31,4	29,7
165211-T9	0,5	27,2	26,2	30,8	33,4	24,3	21,1
185217-T8	1,5	29,4	25,4	25,4	27,9	40	28,5
185215-T6	1	35,4	23,9	35,7	40	40,3	37,1
185216-T7	0,5	36,6	29,7	26,5	45,4	39,4	41,9
189734-T5	0,5	57,2	49,1	62,7	60	56,8	57,4
185213-T4	0,5	58,6	51,5	55,7	69,2	56,1	60,3

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS					
Pruebas a cables de potencia					
Subestación:	San Andrés	Tramo:	T3C	Fecha:	Sap15-Mar-2004
Voltaje:	13.2Kv	Ambiente	Soleado		

Observación: Los cables están marcados con cintas rojas, azul y amarilla, nomenclatura que se empleara en los formatos de prueba.

prueba de Megger

Tiempo	AMA-AZU	ROJ-AZU	ROJ-AZU	AMA-GND	AZU-GND	ROJ-GND
0.15	62,500	59,100	66,000	23,400	33,200	23,400
0:30	90,100	73,900	85,200	30,100	46,000	30,100
0:45	106,000	83,200	91,600	31,900	51,300	31,900
1:00	111,000	92,000	101,000	33,500	54,000	33,500

Prueba de Hitpot

Voltaje DC	AMA-GND	AZU-GND	ROJ-GND
5000	1	0.7	1
10000	0.9	1.2	0.2
20000	1	0.2	0.4
25000	2	3.3	2

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta los análisis y consideraciones presentados en este documento, se concluye lo siguiente en relación con el sistema eléctrico y el suministro de energía en las islas de San Andrés y Providencia:

Las islas de San Andrés y Providencia, cuentan con sistemas confiables de generación, donde todas las unidades y demás instalaciones de la central de Punta Evans, se encuentra adecuadamente mantenida y en buen estado de funcionamiento.

A pesar de estar excedida la capacidad generadora de San Andrés, no se considera conveniente la propuesta de trasladar algunas unidades a otro lugar, ya que dada la actual situación de la isla, la disponibilidad de capacidad generadora adicional puede ser uno de los motores que impulse el desarrollo turístico futuro, siendo por lo demás bastante cuestionables los beneficios económicos que arrojaría dicho traslado.

En materia de subtransmisión, se considera indispensable poner en operación tan pronto como sea posible el anillo a 34,5kV entre las subestaciones Punta Evans, El Bight y School House.

En lo referente a distribución, es necesario reconstruir y reponer los circuitos primarios y secundarios existentes, y poner en operación las redes aéreas y

subterráneas construidas dentro del proyecto PLANIEP. Igualmente se considera necesario instalar reclosers en los circuitos primarios para flexibilizar su operación y realizar mantenimiento en caliente para reducir los tiempos de interrupción a los usuarios.

En materia de pérdidas, es indispensable acometer de inmediato un plan para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas a los estándares aceptados por la CREG en el corto plazo.

Las redes de Providencia se encuentran operando satisfactoriamente desde que se terminó su construcción por parte del PLANIEP desde hace cerca de tres años. Las redes no han tenido ningún mantenimiento, por lo cual es urgente realizarlo a la mayor brevedad. Igualmente se considera importante la construcción de la red de alumbrado público que no hizo parte del proyecto PLANIEP.

En relación con el estado de las redes de San Andrés, la apreciación en generales que se encuentran en mal estado por el alto grado de contaminación salina, y el deficiente mantenimiento que han tenido a lo largo de su vida útil. Sin embargo, se considera que algunos de los materiales y transformadores pueden reutilizarse dentro de un proceso de reconstrucción de las redes.

Se estimó el valor de reposición de los activos con base en los valores máximos de la resolución CREG 155/97 y en cantidades de obra aproximadas, basadas en información de las empresas y una apreciación general de la parte administrativa. Dicho valor debe refinarse con base en inventarios detallados de dichos activos. El valor estimado de la infraestructura eléctrica de APL es de \$11.102 millones, y el correspondiente al proyecto PLANIEP de \$10.146 millones.

Se elaboró un plan de inversiones tendiente a mejorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico en las islas de San Andrés y Providencia. El plan contempla la reconstrucción de buena parte de los circuitos de San Andrés y la puesta en servicio del sistema de 34,5kV (cierre del anillo y conexión de todos los circuitos de la subestación School House) mediante financiación del FNR; la reposición urgente de los circuitos mientras se desarrolla el proceso de reconstrucción; la energización y conexión de los usuarios a la red subterránea del centro de la ciudad construida dentro del proyecto PLANIEP; la construcción de redes en barrios subnormales que se considera un complemento indispensable para la normalización de los usuarios ilegales existentes en el sistema de APL; la adquisición de vehículos y herramientas para mantenimiento en frío y en caliente de las redes, y partidas para el mantenimiento normal de las redes aéreas y subterráneas.

El valor total del plan de inversiones asciende a la suma de \$19 mil millones durante el período de 10 años considerado. Teniendo en cuenta que los proyectos a ser financiados por el FNR aún requieren revisión, este valor debe considerarse como un tope máximo que posiblemente tenga una reducción significativa una vez se afinen los diseños de los proyectos mencionados.

Como complemento indispensable para la recuperación financiera de la empresa, se propone también desarrollar en forma paralela un plan de control y reducción de pérdidas que incluye la mejora de capacidad de gestión de la empresa, la adquisición de medidores y equipos antifraude, la adquisición de un laboratorio de calibración y prueba de medidores; la legalización de usuarios, para lo cual es indispensable la terminación del inventario de usuarios que actualmente adelanta la empresa con la colaboración del SENA, entre otras medidas.

En caso de existir restricciones financieras para la ejecución de los planes anteriores se considera que los proyectos de mayor prioridad son los siguientes:

La ejecución de la totalidad del plan de reducción de pérdidas, el cual se dirige especialmente al control y reducción de pérdidas no técnicas que son las que producen la mayor rentabilidad a la empresa. En lo posible debe tratarse de incluir este plan dentro de la financiación FNR.

La ejecución del proyecto de red subterránea a 34,5kV, teniendo en cuenta las observaciones y salvedades del consultor consignadas en el capítulo 5, para reducir los costos de este proyecto.

La reconstrucción de las redes de los circuitos Sarie Bay, 20 de Julio, Back Road, y Cocal teniendo en cuenta la reutilización de materiales de las redes existentes, la limitación del uso de cables trenzados en redes secundarias a los barrios con mayor riesgo de fraudes.

La conexión de los usuarios a la red subterránea del centro de la ciudad construida por el proyecto PLANIEP, cuyo valor también debe ser objeto de revisión después de un levantamiento detallado de las acometidas que es necesario construir.

La reposición de los demás circuitos para mantener la continuidad del servicio.

La construcción de las redes en los barrios subnormales para la legalización de los usuarios.

En materia de marco regulatorio, se considera necesaria la elaboración de una reglamentación específica para San Andrés, en lo referente a criterios de planeamiento de la expansión de los sistemas de generación y distribución, diseño de las instalaciones, criterios operativos, estándares de calidad y continuidad del servicio, comercialización y servicios de atención al cliente y niveles de pérdidas permisibles, así como la revisión y propuestas alternativas para la fórmula tarifaria vigente a largo y mediano plazo.

El estado actual del sistema eléctrico tiene una serie de carencias y hace que se encuentre en condiciones muy irregulares, por tal razón deberá acometerse inmediatamente a un plan de remodelación y nuevas construcciones para satisfacer los requerimientos de la demanda con el cual crece la Isla.

Es necesario disponer normas de construcción y diseño de los diferentes componentes del sistema eléctrico a fin de garantizar no solo uniformidad de las remodelaciones y construcciones nuevas sino también la facilidad en las reparaciones, mantenimientos, adquisición de materiales, almacenamiento de repuestos, etc.

En el centro de la ciudad es necesario la energización de sistemas subterráneos, mientras que en el resto de la isla puede hacerse con sistemas aéreos (red trezada).

Se recomienda la implementación de equipos preformados para sustituir las cajas de maniobras sumergidas en aceite, ya que estas llegaron al cumplimiento de su vida útil y por ende es necesario el cambio, así como también el reemplazo de las subestaciones de caseta por subestaciones de pedestal. Para usuarios particulares es necesario el uso de subestaciones unitarias.

Es necesario estudiar la posibilidad de disminuir la longitud de los circuitos primarios, con el fin de disminuir las pérdidas de energía y la caída de tensión.

La consecución y conformación de las cuadrillas de construcción, mantenimiento y corte y reconexión con todos sus elementos y equipos de suma importancia, lo mismo que es necesario e importante la idea de implementar un banco de calibración de contadores.

La estandarización en la utilización de materiales y equipos es de fundamental importancia (transformadores, postes, crucetas, etc.) ya que esto permite tener un mínimo de stock en los almacenes.

7 GRAFICOS Y PLANOS

BIBLIOGRAFIA

- CORELCA, MINISTERIO DE MINAS, PROGRAMA NACIONAL DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Procedimientos de diseño eléctrico en sistemas de subtransmisión y distribución. Mayo 1989. Vol 2.
- DONALD G. FINK. Manual de ingeniería eléctrica. Decimotercera Edición. México. Editorial, McGraw Hill. 1997. Tomos 2 y 3.
- Guía para la elaboración de proyectos de grado. CUTB, 1994.
- ICFES.1999.
- INTERVENTORIAS Y DISEÑOS LTDA. Estudio de ampliación del sistema de distribución de San Andrés islas. Enero 1973.
- SALGADO MELÉNDEZ & ASOCIADOS. *Estudio de factibilidad en san Andrés islas*. Abril 1983.
- STEVENSON W. *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, McGraw Hill.
- TAMAYO Y TAMAYO. *Serie aprender a investigar*. Santa Fe de Bogotá, DC.
- <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros.htm>
- <http://www.abcdatos.com/tutoriales>

ANEXOS

7.1 METODOLOGIAS Y TECNICAS UTILIZADAS PARA CALCULO DE PERDIDAS

7.2

7.3 PROYECTO MEDICION TOTAL

A continuación se describen las técnicas y metodologías que se emplearan para poder estimar las perdidas totales en la isla de San Andrés, este proyecto ha sido denominado Proyecto Medición Total, con tal proyecto se espera poder saber con precisión el porcentaje de perdidas y actuales y futuras con el fin de no tener estimativas y poder hablar con valores exactos.

El proyecto Medición Total, nace como la necesidad de aumentar la cobertura de medición, de los usuarios en San Andrés, la cual según estimativas tiene una cobertura del 53% en Total, y en los Usuarios tipo estrato 1 y 2 de solo el 30%.

A fin de reducir estos indicadores, A.P.L. requiere realizar estos estudios para que pueda ser una empresa viable y no tenga la dura etapa de la finalización de las labores como ha sucedido con antiguas empresas destinadas a la labor que actualmente realiza A.P.L.

- **MEDICION TIPO I.**

Esta medición corresponde a los usuarios Industriales y Comerciales, los cuales deben ser medidos en su totalidad dados sus consumos, además

de verificar el buen funcionamiento de su medición.

Uno de los aspectos que mayor importancia debe tener para el Area Comercial es el de mantener a estos usuarios bajo un estricto control dado que en el caso específico de San Andrés 117 usuarios representan el 35 % del consumo total, destacándose 12 Usuarios con consumos mayores a 100.000 Kwh/mes.

Estableciendo estos parámetros el controlar efectivamente estos usuarios tendrá el siguiente efecto sobre las perdidas totales:

Perdidas Totales: 31,6 %.

Perdidas no Técnicas estimadas promedio: 16 %.

Consumo total promedio: 12'300.000 Kwh/mes.

Consumo usuarios comerciales e Industriales: 35 % (4'305.000 Kwh/mes).

Nivel de perdidas totales final (meta): 10 % (res. CREG 073/98).

Recuperación del 31,6 al 10 %: 929.800 Kwh/mes

Costo a precio de compra (\$ 160.9 Kwh): 149'617.692.

Como se puede observar, el establecimiento de parámetros de control en esta población estará soportado por la ventaja de contar con un gran volumen de consumo (35 %), en una población pequeña, con la cual se pueden establecer trabajos de manera concentrada y de igual forma se pueden verificar resultados de manera rápida y eficiente.

A través de la base de datos se exporta la información necesaria y se atacan los consumos tipo CPI, CAA, CPE o Cero, realizando la instalación de medidores con una meta de medición de más del 95%.

En este punto vale establecer la fortaleza que permite la aplicación de la ley 142, y el aprovechamiento de un fondo rotatorio de medidores, que con inversión limitada permitirá el desarrollo de planes efectivos de instalación de medición.

De igual forma establecer programas continuos con empresas calificadas en certificación de medición a fin de verificar periódicamente el estado de los medidores de los grandes consumidores.

Una vez concluido el proceso los costos serán mínimos, dado que solo representarán el mantener los niveles de medición en lo estipulado, con lo cual se extenderán los esfuerzos hacia el sector residencial en pirámide de aplicación, estratos 6,5,4 y 3 respectivamente.

- **MEDICIÓN TIPO II.**

Corresponde a los usuarios de zonas subnormales y estratos 1 y 2, a los cuales se les legaliza por medio de programas de censo, instalando medidores en aquellos donde las características de consumo y vivienda exijan la verificación de este.

De igual forma A.P.L., está comprometida en el hecho de que dada la nueva normatividad resolución 120/01 a nivel nacional (Sistema Interconectado), sobre las zonas subnormales, no debe escatimar esfuerzos en el desarrollo de

planes de medición en estas zonas.

Uno de los programas de mayor importancia es el estímulo de la medición comunitaria, que involucrará a los usuarios dentro del proceso de control y verificación del consumo como del cuidado de las redes y equipos.

Permitiendo así efectuar control de pérdidas en acuerdo con la comunidad evitando choques y estimulando la participación ciudadana.

Cabe resaltar que estos procesos tendrán una vida útil de hasta dos (2) años, con lo cual A.P.L. deberá combinar este trabajo con planes masivos de normalización o de instalación de medición y servicios provisionales en estas zonas.

- **CONSIDERACIONES GENERALES.**

Una de las características más importantes de todas las labores adelantadas actualmente en A.P.L., es su desarrollo modular que permite vincular los proyectos de Redes, pérdidas, Area comercial y demás dentro de un conjunto con objetivos definidos.

Por tal razón el proyecto de Medición Total se combina de manera perfecta con el plan de recuperación de pérdidas PRP, y con los planes de remodelación y mejoramiento que no solo combinan la mejora del aspecto Técnico sino la aplicación de nuevas Tecnologías en el control de pérdidas.

De igual forma el establecer estos programas de medición en combinación con la **Macromedición** o medición Integradora permiten desarrollar un control efectivo de los consumos por bloque o transformador, con lo cual sistemas de operación como el Spard o el S.I.C. pueden supervisar los consumos con un comparativo real de ejecución.

Otro de los aspectos de mayor relevancia en el desarrollo del proyecto medición Total es la posibilidad de reducción de usuarios por crítica, establecidos en los métodos alternativos de calculo de consumo, que no permiten de ninguna forma ser una solución efectiva a los problemas de control de consumo.

Cabe resaltar que este programa no debe ser destinado a un periodo de tiempo específico,

sino que debe ser fundamentado permanentemente, de acuerdo a la necesidad por el efecto nocivo del ambiente de ejecutar procesos de reposición de medidores de manera constante, dado que la vida útil se reduce hasta en un 50%.

CENSO DE USUARIOS EN SAN ANDRÉS ISLA.

Este proyecto se encuentra en ejecución actualmente y contempla el inventario de todos los usuarios de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, en un proceso de actualización de información para el sistema de información comercial S.I.C. y el SPARD, en los aspectos técnicos como, tipo de medidor, tipo de acometida, calibre material, etc.

Este censo es la base de todos los programas futuros de A.P.L. y se empalmará de manera total con los proyectos actualmente en diseño u obtención de recursos, ya que permitirá establecer procesos específicos y de igual forma actualizar los procesos de cobro y facturación.

El censo ha sido diseñado en conjunto de todas las dependencias implicadas (Facturación, Cartera, Reclamos, Perdidas, Matriculas y Redes), a fin de que la información sea de utilidad para todas y cada una, y así lograr para el año 2006 un S.I.C. con el 95% de confiabilidad real.

SISTEMA DE SIMULACIÓN SPARD

El sistema de simulación SPARD, nace como la alternativa, mas efectiva a la necesidad de desagregar las perdidas Técnicas y no Técnicas en A.P.L., se recurre a una plataforma confiable de simulación, que cuenta hoy con 2 circuitos inventariados en Media Tensión, y el tercero y cuarto en proceso.

Este proceso se realizará en combinación con los proyectos de recuperación de perdidas y remodelación de Redes ya que durante la ejecución de estos la información obtenida se trasladara directamente al programa.

De igual forma este sistema será el soporte del proceso de macromedicion o medidores integradores, dado que durante el proceso de instalación los usuarios serán amarrados a su trafo respectivo y a través del Spard se verificaran los consumos con la información extraída del S.I.C.

Anexo 1

CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR ELEMENTOS EN EL SDL

El cálculo de pérdidas de energía en los diferentes elementos de un sistema de Distribución se puede dividir en forma general en pérdidas en elementos serie y pérdidas en elementos shunt. Las pérdidas en elementos serie dependen de la corriente de carga y por esta razón hay que tener en cuenta la forma de la curva de carga, lo cual se consigue al tomar el factor de carga y el factor de pérdidas del elemento correspondiente.

Todos los elementos considerados tienen componente serie y dos elementos tienen componente shunt: el transformador de distribución (pérdidas en el hierro) y el medidor de energía (bobina de potencial). Para el cálculo de las pérdidas de energía en el elemento shunt simplemente se multiplica las pérdidas de potencia en vacío por el período de tiempo a considerar. Para los niveles de contaminación de la región no se consideran pérdidas en pararrayos y en aisladores.

8 PÉRDIDAS EN ELEMENTOS SERIE

Las pérdidas de energía en elementos tipo serie o de elementos donde parte de sus pérdidas están involucradas en ramas serie que tienen componente resistiva. Estas pérdidas están asociadas con el efecto Joule o de disipación por calor en el elemento.

Estas pérdidas dependen de si se carga o no el dispositivo, es decir que dependen directamente de la demanda y de la forma de la curva de la misma ya que estas varían en forma cuadrática con la carga, es decir que si la carga se reduce a la mitad las pérdidas se reducen a la cuarta parte.

$$P = V \times I \times \cos \phi \text{ ---- } \rightarrow I = \frac{P}{V \times \cos \phi} \quad (1)$$

$$Perd = \int I^2 \cdot R \cdot dt = \sum_{i=1}^n I^2 \cdot R \cdot \Delta t = \frac{R \cdot \Delta t}{V^2 \cos^2 \phi} \times \sum_{i=1}^n P_i^2 \quad (2)$$

donde,

R es la resistencia total del elemento (Ohmios)

Pi es la potencia transferida en el periodo de tiempo i

Las pérdidas calculadas de la manera anterior se obtendría como la sumatoria de las perdidas en cada periodo de tiempo.

Las pérdidas dependen de manera general de las características del dispositivo y de la curva de carga. Una manera práctica de manejar el problema es separarlo en dos: características del dispositivo y de las características de la curva de carga.

Si la carga fuera constante la expresión de pérdidas sería:

$$Perd = \frac{R \times T}{V^2 \cos^2 f} \times P^2 \quad (3)$$

Las pérdidas a potencia máxima sería:

$$Perd, \text{máx} = \frac{R \cdot T}{V^2 \cos^2 f} \times P_{\text{máx}}^2 \quad (4)$$

La relación entre las pérdidas reales y las pérdidas hipotéticas calculadas a una potencia máxima se define como factor de pérdidas:

$$Fp = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^2}{n P_{\text{máx}}^2} \quad (5)$$

De esta manera las pérdidas se calcularían como:

$$Perd = Perd, \text{máx} \times Fp \quad (6)$$

Si las pérdidas no se calculan directamente a potencia transferida máxima se pueden referir a dicha potencia:

$$Perd = Perd, \text{nom} \times \left(\frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{nom}}} \right)^2 Fp \quad (7)$$

Si se tiene caracterizado el Factor de Carga y recordando su definición:

$$Fc = \frac{P_{\text{prom}}}{P_{\text{máx}}} \quad (8)$$

$$Perd = Perd, nom \times \left(\frac{Pprom/Fc}{Pnom} \right)^2 \times Fp = Perd, nom \times \left(\frac{Pprom}{Fc \times Pnom} \times \frac{T}{T} \right)^2 \times Fp \quad (9)$$

$$Perd = Perd, nom \times \left(\frac{Energía}{Energía, nom} \right)^2 \times \frac{Fp}{Fc^2} \quad (10)$$

La expresión anterior es práctica ya que la relación Fp/Fc^2 tiene tendencia a estar dentro de un margen de valores con una desviación estándar pequeña para cada nivel de tensión.

Las pérdidas resistivas en elementos serie expresadas de manera porcentual con respecto a la energía que circula por el sería:

$$Perd(\%) = Perd, nom \times \frac{Energía}{Energía, nom^2} \times \frac{Fp}{Fc^2} \times 100 \% \quad (11)$$

La expresión anterior indica que las pérdidas en forma porcentual en dispositivos serie varía en forma lineal con respecto a la demanda y si las pérdidas se expresan en unidades de energía, varían en forma cuadrática con respecto a la demanda.

A partir de la expresión 11 se puede llegar a una expresión más genérica:

$$Perd(\%) = \left(\frac{Fp}{Fc^2} \right) \times \left(\frac{Perd, nom}{Snominal} \right) \times \left(\frac{Energía}{Energía, nom} \right) \times 100 \% \quad (12)$$

Cada uno de los factores en adelante se denominarán K_1 , K_2 y K_3 , de manera que el índice de pérdidas en elementos serie será:

$$Perd(\%) = K_1 \times K_2 \times K_3 \times 100 \% \quad (13)$$

Las pérdidas de energía se evalúan como:

$$Perd(Energía) = K_1 \times K_2 \times K_3 \times Energía \quad (14)$$

La expresión 13 es importante porque cada componente refleja una característica distinta del sistema al cual se le evalúa las pérdidas.

$$K_1 = \frac{Fp}{Fc^2} \quad (15)$$

$$K_2 = \frac{Pérdidas nominales}{KVA nominales} \quad (16)$$

$$K_3 = \frac{Energía}{Energía nominal} = Fc \times \frac{Imáxima}{Inominal} = Fc \times \frac{KVAmáx}{KVAnominales} \quad (17)$$

La expresión 12 sería la base de cálculo para los elementos serie ya que tiene en cuenta directamente la energía que fluye por el elemento.

Anexo 2

9 COMPONENTES DE PERDIDAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICO

9.1 ANÁLISIS DESARROLLADO PARA EL CONTROL, DETECCIÓN Y DESAGREGACIÓN DE LAS PERDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS EN SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA

PERDIDAS TÉCNICAS.

La estimación de las pérdidas técnicas se hace a partir de los elementos que conforman el sistema de distribución en las redes primarias y secundarias, las cuales se encuentran discriminadas así:

- Pérdidas en circuitos primarios.
- Pérdidas en el hierro y en el cobre para los transformadores de distribución.
- Pérdidas en la red secundaria y acometidas asociadas con los transformadores de distribución.
- Pérdidas en el cobre de los barrajes.
- Pérdidas en los motores conectados al sistema de distribución.

TRANSFORMADORES.

Máquinas utilizadas para elevar o reducir tensiones o corrientes eléctricas o algunas características de las corrientes alternas. Deben ser refrigeradas por aire, por resinas coladas y/o aceite.

Su vida útil es superior a veinte (20) años pero su obsolescencia se marca con los

cambios tecnológicos constantes, los cuales generalmente se traducen en disminución de pérdidas, las cuales deben ser constantemente analizadas para determinar si el transformador debe cambiarse por uno que genere menores pérdidas.

Son utilizados para generación, distribución, transmisión y medida eléctrica. Los transformadores de uso más común en Colombia son los de tipo sumergido o seco.

9.1.1 TIPO SUMERGIDO

Es el de mayor uso en nuestro país debido a su relativa facilidad de construcción. El aislante y refrigerante normalmente es aceite con características eléctricas especiales. Se distinguen dos tipos: **ONAN**, con ventilación natural, y **ONAF** con ventilación forzada. Su principal uso es para instalación a la intemperie. Presentan ventajas sobre el tipo seco por el precio, y por mejor respuesta a sobrecargas. Tienen desventajas como un costo relativamente alto en mantenimiento y revisión, mayor área en su instalación, y porque no se pueden guardar sin estar conectados a la red con lo cual el usuario debe cancelar el consumo de energía correspondiente a las pérdidas en vacío. Las pólizas de seguros contra incendio y explosión son más onerosas. Presentan riesgo de incendio.

1.1.1.2 TIPO SECO

Pueden ser secos propiamente dichos o embebidos en resinas. El riesgo de accidentes

ocurridos con los transformadores sumergidos en aceite impulsó su desarrollo tecnológico. Sus grandes desventajas frente a los de tipo sumergido son su alto costo, que en algunos casos es de hasta 2.5 veces sobre el del tradicional sumergido en aceite, y su respuesta relativamente inferior a sobrecargas con lo cual su dimensionamiento y selección debe ser cuidadosamente efectuada. Presenta sus grandes ventajas, entre otras, en su instalación en sitios reducidos y de difícil ventilación en especial en interiores, y en que no representan riesgo de incendio y/o explosión con lo cual las pólizas respectivas pueden representar un ahorro. Su mantenimiento es muy económico o casi ninguno frente al de transformadores sumergidos. Se pueden almacenar desenergizados sin ningún costo.

Para el uso racional de energía se pueden identificar algunos tópicos a tener en cuenta en los transformadores tanto de potencia como de distribución.

- PERDIDAS DE ENERGIA.
- CAIDAS DE TENSION.
- DESBALANCE DE FASES.
- SOBRECARGAS.
- FALTA DE MANTENIMIENTO.
- CONTROL DE TEMPERATURA.

El transformador es la máquina fundamental de los sistemas eléctricos y en donde se presentan pérdidas moderadas o mínimas. Estas se pueden eliminar, corregir y minimizar mediante estudios, cálculos, y algunas inversiones recuperables en tiempos relativamente muy cortos, frente al valor del consumo en kWh que representan.

9.1.2 PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS TRANSFORMADORES. EFICIENCIA

La Potencia Nominal de los transformadores está calculada para una Altura Sobre el Nivel del Mar (ASNМ) de 1.000 metros, una temperatura ambiente máxima de

40° C, y una temperatura diaria promedio de 30° C del aire. Al aumentar la ASNM para instalar un transformador, se reducen la densidad y rigidez dieléctrica del aire, incrementándose en consecuencia el calentamiento del transformador al haber una menor masa de aire, y por lo tanto menor enfriamiento natural. Para un funcionamiento en alturas superiores a 1.000 metros, el transformador suministrará su Potencia Nominal siempre que la temperatura promedio no exceda los valores siguientes:

ASNM	T° PROM MAX °C
1.000	30
2.000	28
3.000	25
4.000	23

Si el transformador opera en altitudes superiores a 1.000 metros, y a temperatura normalizada, el límite de aumento de temperatura en el devanado de 65°C se conservará siempre que la carga alimentada se reduzca en relación con la nominal en un porcentaje igual al 0.4% por cada 100 metros por encima de 1.000 metros.

Los transformadores se construyen de acuerdo con las necesidades de los usuarios, y desde sus métodos de construcción presentan pérdidas. Unas son las

Pérdidas en Vacío (P_o), causadas por los materiales utilizados y que por la histéresis y las corrientes de Foucault, existen mientras el transformador se encuentre energizado. Las otras pérdidas presentes en el transformador son las denominadas Pérdidas en el Cobre (P_{cu}) debido a que el alambre utilizado generalmente es de cobre aunque a veces por costos se utiliza el aluminio; Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado del índice de Carga, C . El fabricante suministra las Pérdidas a Plena Carga, P_{cc} . La suma de las dos se denomina Pérdidas Totales, P_t .

$$P_t = P_o + P_{cu} = P_o + C^2 \cdot P_{cc}$$

En Colombia el ICONTEC ha reglamentado las pérdidas mediante las NTC 818 para transformadores Monofásicos, NTC 819 para Transformadores Trifásicos y la NTC 380 para Tolerancias. Las NTC 818/819, en 2ª y 3ª revisión 1979 y 1987, permitían un 15% adicional a los valores reglamentados para las P_o y P_{cu} , así como un 10% adicional para las pérdidas totales, P_t , Norma NTC 380; Para la 4ª revisión, 1995, eliminó esta tolerancia. Se tienen en Colombia transformadores con menores pérdidas y muy ajustadas a las de otros países. Para los transformadores secos rige la norma NTC 3445. En el Anexo 1 se tiene el nivel de pérdidas para los diferentes tipos de transformadores Trifásicos.

La reducción en las pérdidas permite hacer cálculos sobre la posibilidad de cambiar los transformadores antiguos por transformadores de nueva tecnología

con el consiguiente ahorro de la facturación mensual de energía.

El Índice de Carga recomendado para operar los transformadores refrigerados por aceite es de alrededor de 0.8. Con esta medida las temperaturas internas no son tan elevadas permitiendo una duración mayor de los aislamientos, papel y aceite.

El rendimiento de los Transformadores (η) es la relación entre la Potencia de Salida (P_s) sobre la Potencia de Entrada (P_e), o sobre la Potencia de Salida (P_s) más las Pérdidas Totales (P_t), expresada en porcentaje.

$$\eta = \frac{P_s \cdot 100}{P_s + P_t} (\%)$$

Otros elementos influyentes en pérdidas de energía son: el desbalance entre fases, conexiones flojas, caídas de tensión debido a fallas en la carga, y la falta de mantenimiento para los transformadores refrigerados por aceite.

CALENTAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores están diseñados para trabajar a unas temperaturas máximas las cuales no se deben sobrepasar para evitar la destrucción de los aislantes, y varían de acuerdo con los materiales utilizados para su construcción y uso. En el Anexo 2 se tienen los diferentes tipos de aislamientos utilizados y las temperaturas máximas permisibles para trabajar el transformador; en caso de sobrepasarlas se presentan pérdidas adicionales por calentamiento y envejecimiento, deterioro acelerado en los materiales usados como aislamiento, que traen consigo la disminución de la vida útil de los aislantes y por lo tanto del transformador. Estas temperaturas máximas no se alcanzarán si el transformador se trabaja por debajo de su potencia nominal $C \leq 1$.

El calentamiento de los transformadores presenta pérdidas adicionales a las normales, y como consecuencia un mayor consumo de energía, y la disminución de la vida útil o en el peor de los casos el daño del transformador. El control permanente de las temperaturas de los transformadores y de la carga conectada es muy importante para lograr tenerlos en niveles aceptables de carga y conseguir la prolongación de su vida útil. La historia del transformador y las medidas permanentes de carga conectada son muy importantes.

SOBRECARGA EN LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores deben estar diseñados para soportar sobrecargas durante su tiempo de operación. En el Anexo 3 se muestran las sobrecargas máximas que pueden aguantar tomando como base la carga precedente en la cual estaban operando antes de presentarse dicha sobrecarga. Estos porcentajes de sobrecarga pueden permanecer por el tiempo indicado si perjuicio de deterioro o avería en los aislamientos utilizados o disminución de la vida útil de ellos o del mismo transformador. Durante los períodos de sobrecarga se presentan pérdidas adicionales a las mencionadas anteriormente.

Generalmente las sobrecargas provienen de una mala programación del sistema eléctrico y de efectos del arranque de motores los cuales durante breves períodos provocan sobrecargas en los transformadores si estos se trabajan muy próximos a su capacidad nominal.

Es muy importante que las sobrecargas en los transformadores no ocurran, y, para evitarlo el transformador se debe tener trabajando por debajo de su capacidad nominal ($C=0.8$) con lo cual no habrá pérdidas adicionales de energía. Como generalmente las sobrecargas instantáneas son causadas por mala programación o por escogencia errónea de la capacidad del transformador, o por aumento desordenado de la carga, es muy importante verificar permanentemente, mediante registros históricos, el comportamiento de la demanda de energía.

DIAGNOSTICO Y MANTENIMIENTO EN GENERAL DE LOS TRANSFORMADORES.

Cabe manifestar que la Electrificadora de San Andrés debido a las políticas de privatización redujo su personal de planta lo cual generó que en el Departamento de Distribución y Redes se dejara de realizar el mantenimiento a los distintos transformadores que por cualquier razón eran retirados de operación, y se optó solo efectuar el proceso de cambio de transformador. Las actividades a realizar cuando existe un programa de mantenimiento, son como mínimo, las siguientes:

INSPECCION VISUAL

Revisar el estado de los bujes de alta y baja tensión; el sistema de tierra (cables, pararrayos, conexiones); presencia de fugas de aceite; ángulo de inclinación; presencia de óxidos;

vegetación cercana; inspección de empaques; estado de los instrumentos de medición del transformador (Imagen Térmica, Nivel de Aceite, Válvula de Sobrepresión, Relé Buchholz, Deshumectador de Aire o Silicagel, Etc.); detección de vibraciones en los empalmes; presencia de corrosión galvánica; y el estado general del tanque y del tablero. Pueden haber otras actividades adicionales.

MEDIDAS ELECTRICAS

Se hace referencia a: la resistencia de aislamiento; relación de transformación; pérdidas; factor de potencia del aceite; resistencia de los devanados y la corriente de excitación entre otras medidas;

MEDIDAS EN EL ACEITE

Esto solo es para los transformadores sumergidos en aceite; Cromatografía de gases disueltos en el aceite, análisis de furanos, grado de polimerización, análisis fisicoquímico.

LIMPIEZA

Para los transformadores Tipo Seco debe realizarse una inspección visual permanente y limpiar cuidadosamente los principios y finales de las bobinas, evitar la acumulación de polvo en bobinas y aisladores para evitar saltos eléctricos y bloqueo de la ventilación. La frecuencia recomendada para realizar las revisiones es de al menos una cada seis (6) meses o más frecuente en sitios muy contaminados. Para efectuar la limpieza debe utilizarse una aspiradora y un compresor con aire seco a no más de 25 psi para evitar daños en el aislamiento. Los aisladores y otras superficies pueden limpiarse con trapo limpio que no suelte pelusa o con una brocha que no raye. Nunca deben utilizarse limpiadores químicos porque estos pueden dañar el aislamiento y los barnices.

TERMOGRAFIA

Mediante el uso de Termógrafos Portátiles o Vídeo Cámaras sistematizadas con lo cual pueden detectarse áreas o zonas de calentamiento anormales.

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES REFRIGERADOS POR ACEITE.

Este tipo de transformador, por tener en permanente movimiento su aceite refrigerante, requiere un mantenimiento y revisión de su funcionamiento. Al no efectuarlo se presentan las siguientes anomalías.

- Pérdidas de energía adicionales: causadas generalmente por el calentamiento del aceite y del papel aislante. Si bien no puede asegurarse con total certeza sin efectuar las respectivas pruebas de campo, puede afirmarse que después de cierto tiempo de no recibir mantenimiento preventivo, el nivel de pérdidas de un transformador puede incrementarse en 1% adicional a las consideradas como normales –medidas sobre la potencia nominal– como consecuencia de alteraciones en las condiciones del aceite y del papel aislante.
- Disminución de la vida útil del transformador: debidas a la presencia de agua en el aceite, y presencia de productos de oxidación del aceite (lodos) que se depositan entre el papel aislante y las espiras de los devanados.

Tanto el papel aislante como el aceite refrigerante tienen agua. El aceite se oxida y su producto se deposita en las bobinas, núcleo y radiadores, y en las capas internas de los devanados, y por tanto en los espacios intersticiales de las fibras de celulosa, afectando la vida útil del papel y desmejorando sus propiedades mecánicas y dieléctricas.

Anteriormente se filtroprensaba el aceite con lo cual se creía que el transformador quedaba como nuevo; sin embargo el papel aislante quedaba impregnado con agua y con los productos de oxidación del aceite, dando como resultado la contaminación del nuevo aceite. Hoy este concepto está completamente revaluado y no sólo debe de tratarse el aceite sino que debe hacerse lo propio con los lodos presentes en el papel aislante.

Al no efectuarse el mantenimiento preventivo en los transformadores refrigerados por aceite, se incrementan las pérdidas, y se causa un mayor valor en el servicio de energía eléctrica.

PRUEBAS RECOMENDADAS PARA LOS TRANSFORMADORES EN ACEITE.

Para conocer qué sucede en el interior del transformador es necesario efectuar unas pruebas para diagnosticar su estado y realizar los correctivos del caso para disminuir las pérdidas y prolongar su vida útil. Estas pruebas son:

- PRUEBAS ASTM AL ACEITE.
- CONOCIMIENTO DE LA CANTIDAD DE AGUA EN EL PAPEL AISLANTE.
- CONOCIMIENTO DE LA PRESENCIA DE LODOS EN LOS AISLAMIENTOS Y EL PAPEL AISLANTE.
- CHEQUEO DE TERMOMETRIA.
- ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES.
- INSPECCION OCULAR COMPLETA.
- MEDICIONES ELECTRICAS DE CAMPO.
- HISTORIA DEL TRANSFORMADOR.

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES SECOS.

Los transformadores secos requieren un mantenimiento muy económico para asegurar su buen funcionamiento. Este mantenimiento generalmente debe orientarse hacia una limpieza periódica de acuerdo con el sitio y condiciones de instalación. Las Medidas Eléctricas y la Termografía son idénticas para ambos tipos de transformadores. Las rutinas de mantenimiento recomendadas por los fabricantes incluyen:

- Revisar permanentemente la presencia de enmohecimiento, oxidación del aislamiento, barniz o pintura. Esta inspección debe hacerse al transformador y a sus aditamentos.
- Verificar si hay acumulación de polvo en las bobinas y superficies y si esta impide circular libremente el aire.
- No utilizar jamás productos químicos para efectuar la limpieza.

BARRAJES Y CONDUCTORES ELECTRICOS.

CONSIDERACIONES GENERALES

La corriente eléctrica es transmitida en las diferentes instalaciones tanto externas como internas mediante los conductores o cables. En las subestaciones o cajas de derivación se utilizan barrajes.

BARRAJES

Portan apreciables cantidades de energía eléctrica y por lo general son conductores macizos de cobre, aluminio y aleaciones. Su forma puede ser en U, rectangulares, cuadrados o circulares. Se utilizan principalmente a la entrada o salida de transformadores o de instalaciones, y en los tableros internos o externos generales o parciales de distribución de la energía. El rango de operación de la temperatura generalmente varía entre 35° y 45°C.

Las pérdidas en los barrajes causan un aumento en el consumo de energía y variaciones en el voltaje. Las pérdidas más comunes en los barrajes se deben a:

- Aumento de la temperatura de operación. Los barrajes se encuentran generalmente en sitios con ventilación deficiente.
- El crecimiento de la carga inicial causa un aumento de la corriente que circula por los barrajes.
- La caída de tensión debida al aumento de la corriente circulante.

CONDUCTORES

Se utilizan para distribuir la energía eléctrica en todos los sistemas desde la generación hasta la llegada al más pequeño aparato consumidor. Generalmente son de cobre, aluminio o de aleaciones especiales. La capacidad de conducción la determina la cantidad de energía por transmitir, las condiciones de temperatura, el nivel de voltaje, el tipo de aislamiento, las características de la carga por alimentar, longitud o distancia, y otros parámetros necesarios de conocer antes de iniciar el diseño y selección. Los fabricantes suministran las características de los diferentes conductores, así como el precio. Todos estos factores deben tenerse en cuenta para la selección del conductor adecuado.

SELECCIÓN

Las líneas eléctricas así como los barrajes en las subestaciones juegan un papel importante en todo sistema eléctrico. La capacidad de los conductores se rige por las siguientes características:

- Tipo de material cobre, aluminio, otros.

- Tipo de aislamiento TW, TWH, PVC, Rh, otros.
- Temperatura de trabajo. ASNM.
- Condiciones ambientales.
- Configuración del material, duro o flexible

-

PERDIDAS EN BARRAJES Y CONDUCTORES

En la selección del conductor deben tenerse en cuenta los aspectos físicos, mecánicos, ambientales y eléctricos. Para este trabajo solo se analiza lo referente a pérdidas eléctricas cuya racionalización es factible.

Las pérdidas se presentan por el paso de la corriente y son disipadas por el calentamiento que se produce (calor); su formula general es:

$$P = I^2R$$

Estas se miden en watts; W, y están siempre presentes. Dependen de la resistencia del conductor medida en ohmios y las suministra el fabricante, expresadas en ohmios / longitud.

Estas pérdidas se presentan en todos los conductores por donde circula corriente. El calibre debe ser correctamente calculado ya que cuando este queda estrecho producirá un efecto de calentamiento que se traduce en un deterioro y disminución de su vida útil, un consumo adicional de energía, y una caída de tensión o voltaje, que afecta el uso de algunos aparatos. Normalmente los elementos eléctricos se diseñan para trabajar con los datos de placa, y cuando los niveles de tensión están por debajo de ellos, estos elementos trabajan en forma deficiente y con mayor consumo de energía. De allí la importancia de la selección del conductor para que los límites de caída de tensión debida a ellos no sea por encima del 3% como máximo.

Deben evitarse las sobrecargas en los conductores ya que estas producen un debilitamiento en sus aislantes y una disminución en su vida útil, y producen caídas y desbalances en la tensión, lo que se traduce en un mayor consumo de energía.

El mantenimiento y revisión periódica de todos los conductores debe ser obligatorio y deben efectuarse los ajustes necesarios y en especial determinarse la causa de los daños que de la revisión resulten.

VOLTAJE

El nivel de tensión o voltaje de servicio interviene en la escogencia del conductor. A mayor nivel de voltaje el calibre del conductor es menor. Al calcular el calibre del conductor se debe tener en cuenta la caída de voltaje de acuerdo con la distancia a la que se va a llevar el servicio. El fabricante suministra toda la información referente o el ingeniero calculista deberá seleccionar el calibre del conductor adecuado.

ILUMINACIÓN

Las cargas procedentes de los sistemas de iluminación representan hasta un 15% del consumo en un sistema eléctrico tradicional. En este campo se ha avanzado bastante en los últimos años y la tecnología ha permitido el desarrollo de luminarias de bajo consumo energético con una mayor cantidad de iluminación por watt.

Para seleccionar las fuentes de iluminación debe tenerse en cuenta, entre otros, los siguientes parámetros:

- Eficiencia luminosa (lumen / watt)
- Geometría del recinto.
- Naturaleza del sitio por iluminar.
- Naturaleza de los objetos por iluminar.
- Condiciones ergonómicas del personal.
- Reflexión en las paredes.
- Aprovechamiento de la luz solar.

Para calcular el nivel luminoso se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_p = \phi/A$$

En donde:

Ep : Nivel luminoso promedio. Se mide en lux.

ϕ : Flujo luminoso. Se mide en lúmenes. Lo suministra el fabricante.

A: Area a iluminar.

TIPOS DE LUMINARIAS

En el Anexo 6 se tienen los diferentes tipos de luminarias ofrecidas hoy en el mercado. De ellas es importante tener en cuenta para su escogencia, la eficiencia en lúmenes / watt y el número de horas de duración promedio garantizada.

CAMBIO DE LUMINARIAS

Es importante conocer que el cambio de luminarias con más de cinco (5) años de antigüedad resulta muy rentable y permite un ahorro energético bastante apreciable. El cambio tecnológico efectuado en los equipos de iluminación debe ser tenido en cuenta. La tradicional iluminación incandescente, generalmente para interiores y domésticas, presenta hoy luminarias de mayor eficiencia luminosa y duración que las antiguas. El desarrollo de las luminarias de vapor de sodio para exteriores y alumbrado público, ha permitido cambiar bombillas de mercurio de 125, 250 y 400 watts por luminarias de 70 watts. En el tradicional fluorescente con tubos T12 hoy se presenta el tubo T8 con un 20% de ahorro.

LIMPIEZA DE LUMINARIAS

Este factor influye notoriamente en el uso racional de la energía, en especial cuando las luminarias no son limpiadas o aseadas en forma periódica. El nivel de iluminación va disminuyendo, y porque no, la acumulación de grasas influye en la duración de ellas.

CONTROL DE ILUMINACIÓN

Para lograr una iluminación eficiente se recomiendan, entre otros, las siguientes acciones:

- Distribución de los circuitos de iluminación.
- Controles automáticos de encendido / apagado.
- En exteriores instalar relojes o fotoceldas para encendido / apagado automático.
- Programación de iluminación en las áreas de trabajo.

MANTENIMIENTO

Un mantenimiento programado y riguroso debe ponerse en marcha con el fin de obtener una eficiencia máxima en la iluminación. Este mantenimiento debe hacerse periódicamente y debe incluir las luminarias, cables, balastos, interruptores y en general todo el sistema de iluminación. Como complemento a este mantenimiento debe mantenerse en perfecto estado de limpieza los techos, paredes y pisos para el aprovechamiento total de sus índices de reflexión.

FACTOR DE POTENCIA

Las redes eléctricas de corriente alterna tienen dos tipos fundamentales de cargas: Resistivas y Reactivas.

Las cargas resistivas toman energía de la red y la transforman íntegramente en trabajo, no retornándola a la red. El consumo se mide en kW-h.

Las cargas reactivas toman energía de la red, la almacenan en forma de campo eléctrico y/o magnético y la devuelven nuevamente a la red. El consumo se mide en kVAr. Esta energía puede ser suministrada en la instalación correspondiente.

Estas cargas resistivas y reactivas en la corriente alterna están representadas en los ejes X y Y, y ellas forman un ángulo denominado ϕ . El Coseno del ángulo ϕ se denomina Factor de Potencia. Las Empresas de Energía Eléctrica multan el suministro de esa energía para un Coseno ϕ por debajo de 0.95.

Para el caso de factor inferior al permitido es conveniente efectuar un estudio detallado para proceder a corregir el factor de potencia a los límites permitidos por las Empresas suministradoras de energía. La corrección se logra mediante la instalación de Bancos de Condensadores los cuales suministran la Energía Reactiva necesaria en toda instalación Comercial o Industrial, y no traerla por los conductores lo cual aumenta la corriente de la red y por consiguiente mayores pérdidas y mayor consumo en kW-h.

CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA

En la mayoría de las instalaciones industriales y aún en algunas comerciales las cargas eléctricas están compuestas por transformadores, motores, alumbrado fluorescente y las

cargas denominadas no lineales como UPS, variadores de velocidad, hornos de inducción, equipos de tiristores, equipos de soldadura o de arco, equipos electrónicos y otros. Todas estas cargas producen pérdidas ya que solo una parte se transforma en trabajo y la otra parte se toma momentáneamente de la red y luego es devuelta a ella dando un balance neto nulo. Esta energía se denomina fluctuante. Las cargas denominadas no lineales producen otro efecto de pérdidas adicionales debido a los armónicos producidos por ellas.

Las cargas generadoras de armónicos toman la onda senoidal de corriente alterna la distorsionan y crean armónicos con la superposición de la componente fundamental de 60 Hz y una serie de múltiplos denominados armónicos de 180 Hz (tercer armónico), 300 Hz (quinto armónico), etc.

Los armónicos presentan los siguientes efectos:

- Calentamiento y fallas en capacitores.
- Calentamiento en cables, transformadores y máquinas rotativas.
- Mal funcionamiento de equipos electrónicos de control, protección, medida, telecomunicaciones, etc.
- Errores en los medidores de tipo inducción.
- Fallas inexplicables en interruptores, seccionadores y equipos de maniobra y protección.
- Disparo de fusibles.
- Aparición de sobretensiones armónicas lo que puede ocasionar fallas en condensadores y sistemas de iluminación.
- Distorsión en transmisión de información.

La presencia de armónicos presenta un efecto denominado Resonancia que crea voltajes y corrientes excesivas con daños irreparables en las cargas.

SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra cobran cada vez mayor importancia en los sistemas eléctricos ya que ellas deben permitir la conducción de cargas eléctricas originadas por rayos, electricidad estática o fallas del sistema hacia el suelo. Las malas conexiones realizadas en forma deficiente causan daños en los equipos eléctricos y especialmente en los electrónicos.

La conexión a tierra es necesaria en aparatos eléctricos instalados en residencias, establecimientos comerciales y en las instalaciones industriales, en generadores y transformadores, en subestaciones, en los pararrayos, en las torres de líneas de transmisión, en sitios de cargue y descargue de combustibles, máquinas generadoras de electricidad estática, áreas de atención crítica en hospitales, herramientas eléctricas portátiles y en

trabajos en líneas eléctricas desenergizadas.

Las consecuencias de no tener un sistema de puesta a tierra pueden ser:

- Discontinuidad del servicio.
- Fallas múltiples a tierra.
- Incendios por arcos.
- Difícil localización de fallas.
- Tensiones anormales sin control.
- Sobretensiones del sistema de potencia.
- Incremento de costos.

MEDIDORES DE ENERGIA

CONSUMO PROPIO DE LOS MEDIDORES

Este se presenta por la resistencia propia de las bobinas y demás componentes del medidor que son recorridos por la corriente a registrar.

DESCALIBRACIÓN DE LOS MEDIDORES

Con el tiempo, los medidores registran menor energía de la realmente consumida, esto debido factores externos como son la suciedad, la humedad, salinidad especialmente a baja carga.

PERDIDAS NO TÉCNICAS

Las compañías de electricidad tienen una alta incidencia de robos de energía eléctrica por parte de los consumidores que utilizan diversos mecanismos como tomas clandestinas y alteración del funcionamiento de los medidores.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en dos tipos:

- Administrativas: Que es la energía que por algún motivo no se contabiliza y es debida a la descalibración de los medidores, a la subestimación de la facturación a usuarios sin medidor, errores en la facturación, conexiones directas para ferias, etc.
- Negras o Fraudulentas: Se debe a la alteración fraudulenta de los medidores y a la

energía que toman algunos consumidores de manera directa sin autorización de la Empresa.

FRAUDES

Aunque el abuso por tal concepto se da en todos los estratos sociales, no deja de sorprender el hecho de que en la mayoría de los casos el mayor volumen de pérdidas se encuentra en los grandes consumidores. De esta manera, los robos de la energía eléctrica se hacen desde las comunes tomas clandestinas hasta las más sofisticadas y costosas intervenciones de los equipos de medición.

Las principales acciones que han implementado las compañías de electricidad tratando de aliviar la problemática de las pérdidas no técnicas se describen a continuación.

INSPECCION VISUAL DE LAS INSTALACIONES DE MEDICION

Muchas compañías de electricidad continúan dependiendo de la inspección visual de las instalaciones de medición para la detección de ilícitos, verificando el estado de las protecciones tradicionales en los medidores como son los sellos. Estos elementos han evolucionado aumentando la dificultad para ser violados.

La anterior medida ha demostrado no ser tan efectiva ante el creciente aumento del porcentaje de pérdidas, debido también al creciente ingenio delictivo del consumidor. Cuando la compañía de electricidad empieza a “caracterizar” e implementar protecciones contra una forma de ilícito, el consumidor pone otra en práctica.

EQUIPOS DE DETECCIÓN

En algunos lugares se han implementado con poco éxito analizadores de fallas en conductores eléctricos. Estos equipos normalmente se utilizan para detectar cortocircuitos o discontinuidades. Su aplicación en el tema que nos ocupa se refiere a la detección de derivaciones o tomas clandestinas. Dichos analizadores son equipos electrónicos cuyo funcionamiento se basa en técnicas de reflectometría en el dominio del tiempo, y otros más sofisticados en el de la frecuencia. Los más usados son los primeros. Su principio funcional se basa en la emisión de un pulso de muy corta duración (generalmente nanosegundos) y el análisis del pulso reflejado, que da indicación de discontinuidades (cambios de impedancia) en el conductor que se está analizando. Las derivaciones comúnmente significan cambios de impedancia en los conductores.

El uso de estos equipos para tal efecto no ha sido muy afortunado por los siguientes motivos: su aplicación es por excepción, por ejemplo cuando se sospecha del acto ilegal,

por otro lado, en muchos casos el ilícito es también por excepción, como en días y horas aleatorios, de tal manera que, a menudo, cuando se efectúa la verificación se encuentra todo en orden; a veces es difícil discriminar ciertos tipos de discontinuidad con estos aparatos como entre un empalme y una derivación, los efectos en el ánimo de un consumidor honesto no son buenos cuando se busca algo que no existe, máxime cuando la indicación se da en una parte oculta de la acometida; el equipo solo funciona para la detección de un tipo de ilegítimo (derivaciones) cuando existen muchos otros que se dan en el medidor mismo, para el uso adecuado del equipo es necesario desconectar la carga del consumidor a fin de que no haya confusiones con derivaciones legales (después del medidor).

CONEXIÓN ILEGAL

En este punto se consideran como consumidores con conexión ilegal a todos aquellos que de alguna forma están conectados a las redes de distribución de la empresa de energía eléctrica y no se encuentran en el sistema de facturación de la misma, por lo que su consumo no es registrado.

Debido a la problemática social por la que atraviesa nuestro país, se ha incrementado el aumento en una forma desproporcionada de los asentamientos subnormales en las zonas de influencia de las empresas de energía eléctrica.

Para la Eectrificadora de San Andrés y Providencia este es uno de los factores que más alta incidencia tiene en el índice de pérdidas no técnicas, ya que por encontrarse estos sectores subnormales en zonas consideradas como de reserva forestal no se ha podido realizar en forma efectiva la electrificación y legalización de dichos consumidores.

En los barrios a los cuales se les ha podido de alguna manera electrificar, la Empresa les ha estimado el consumo por promedio estrato, acatando de esta manera lo dispuesto en la Resolución 108/97 y la Ley 142/94, aunque de manera real dichos consumos no corresponden a la carga que tiene cada usuario en su instalación.

Por lo anterior realizándose el ejercicio de evaluación, no se ha podido establecer en concreto cuanto se recupera en energía y cuanto se reduce el nivel de pérdidas al electrificarse estas zonas de subnormalidad, ya que se carece del valor desagregado de las pérdidas no técnicas.

Otro componente de este ítem es el de consumidores que al construir una nueva edificación (segundo piso, vivienda aledaña, etc.) no se acercan a las oficinas de la Empresa de energía a solicitar independización de su servicio sino que se conectan de forma directa a la red, por lo que su consumo tampoco es registrado y entra a ser parte de las pérdidas no técnicas.

DESAGREGACION Y CALCULO DE PERDIDAS

La metodología desarrollada y aplicada en la investigación tiene por objeto estimar las pérdidas de energía en la distribución primaria y secundaria, y de la energía no facturada en el sistema secundario.

Para ello se utiliza la información disponible en el sistema y aquella que puede ser obtenida a través de investigación de campo.

En el caso del sistema de distribución se tienen las planillas de registro llevadas en la subestación en las cuales se relacionan los valores de corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, frecuencia, energía de los diferentes circuitos

En el caso de circuitos primarios no se tiene en la Electrificadora la información actualizada relativa al tipo, conexión y capacidad de los transformadores de distribución por alimentador, lo cual es necesario para la evaluación de las pérdidas en dichos circuitos.

La información en el caso de los circuitos secundarios es bastante escasa por no decir nula, en los cuales solamente se cuenta con información relativa a la facturación de cada usuario y no es posible relacionar los usuarios con su transformador asociado, ya que las lecturas de medidores se efectúan sobre la base de los ciclos previamente establecidos, los cuales no necesariamente están asociados con la zona servida por cada transformador de distribución en particular. Debido a esa escasez es necesario recurrir a investigación de campo con el fin de completar y complementar la información disponible para poder evaluar y clasificar las pérdidas en los circuitos secundarios y en las acometidas de los usuarios.

PERDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A 13.2 KV

El sistema de distribución se considera que opera radialmente con el fin de aplicar la metodología del Sistema para la Administración de Redes de Distribución.

La estimación de las pérdidas de distribución comprende dos tipos: pérdidas de potencia y pérdidas de energía. Las primeras se pueden calcular sobre la base de las demandas en condiciones máximas de carga para el sistema y las segundas se pueden estimar con base en las primeras utilizando el factor de pérdidas, evaluado a partir del factor de carga.

CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia en el pico se calculan sobre la base de la corriente que circula por los alimentadores que conforman el sistema, ya sea en las líneas o transformadores y a la resistencia de los conductores o transformadores.

El sistema de distribución se considera compuesto por líneas radiales únicamente, cada una de las cuales tiene su punto de origen en el alimentador correspondiente en la subestación, en la cual se puede disponer de varios datos dentro de los cuales se encuentran los siguientes, según el caso:

- Corriente por fase del alimentador.
- Voltaje en el barraje de distribución a 13.2 kV.
- Potencia activa entregada por el alimentador.
- Potencia reactiva entregada por el alimentador.
- Energía entregada por el alimentador en un período de tiempo determinado.

Por otra parte las cargas en cada uno de los puntos de consumo están dadas en demanda pico en el caso de tener aparatos de medición o en capacidad instalada. Para el sistema de 13.2 kV, las cargas se consideran agrupadas en toda la localidad, sin considerar la red de distribución primaria de la misma.

Las pérdidas de potencia en el pico están dadas por:

$$L_p = \sum I^2 R \quad (w)$$

O en porcentaje

$$L^*p = \frac{\sum I^2 R}{D_p} \quad (\%)$$

D_p

Donde:

$D_p =$ Demanda pico (w)

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se distinguen como componentes del sistema las líneas y los transformadores, para cada uno de los cuales la estimación de pérdidas está basado en modelos equivalentes para representar dichos elementos.

Las pérdidas de potencia son entonces:

- Para líneas

$$L_p = 3I^2R \text{ (w)}$$

- Para los transformadores

$$L_c = 3I^2R_s \text{ (w)}$$

$$L_h = V^2/R_p \text{ (w)}$$

Donde:

L_p = Pérdidas en líneas.

L_c = Pérdidas en el cobre.

L_h = Pérdidas en el núcleo.

R_s, R_p = Resistencias serie y paralelo del transformador.

R = Resistencia de la línea.

V = Voltaje del sistema.

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA

La estimación de pérdidas de energía puede hacerse de dos maneras, utilizando la curva de duración de carga o aplicando el factor de pérdidas.

UTILIZANDO LA CURVA DE DURACIÓN DE CARGA

La manera más exacta para el cálculo es conocer la curva de duración de carga cada sistema tanto en las subestaciones de distribución como las líneas en sí, lo cual no es fácilmente obtenible en la mayoría de los casos.

Las pérdidas en este caso están dadas por:

$$Le(t) = Lp(t) \cdot dt$$

Durante el período considerado

Donde

$$Le(t) = \text{Pérdidas de energía (Wh)}$$

$$Lp(t) = \text{Pérdidas de potencia para cada valor de la curva de duración de carga dada en vatios (W).}$$

Esto significa que se deben calcular las pérdidas de potencia para diferentes valores de la demanda de acuerdo a la curva de duración de carga y luego multiplicar por el tiempo durante el cual se presenta esta demanda. La energía pérdida es entonces:

$$Le = \sum Lpi \cdot Hi$$

Donde:

$$Lpi = \text{Pérdidas de potencia correspondientes a la demanda } Di.$$

$$Hi = \text{Número de horas que dura la demanda } Di.$$

APLICACIÓN DEL FACTOR DE PERDIDAS (FP)

El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas promedio y las pérdidas pico durante un período dado, o sea:

$$FP = \frac{1}{T} \frac{\int I^2 R \cdot (t) dt}{I_p^2 \cdot R}$$

O

$$FP = \frac{Le}{T \cdot Lp}$$

De esta forma calculando el factor de pérdida mediante la expresión anterior, la energía perdida es igual a:

$$Le = Lp \cdot FP \cdot T$$

Cuando no se tienen los datos sobre la curva de carga del sistema o registros de corrientes, es posible calcular el factor de pérdidas a partir del factor de carga del sistema mediante la siguiente expresión empírica:

$$FP = 0.84 \cdot FC^2 + 0.16 \cdot FC$$

La energía entregada al sistema puede calcularse mediante la expresión:

$$E = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_p \cdot \cos\phi \cdot FC \cdot T$$

O sea que las pérdidas de energía en porcentaje (Le^*) son:

$$Le^* = Lp^* \cdot FP / FC \quad (\%)$$

Donde:

L_p^* = Pérdidas de potencia en porcentaje (%).

Para los sistemas de 13.2 KV las demandas se concentran en la localidad sin tener en cuenta la ubicación de los transformadores de distribución en la línea ya que estos se consideran como parte integral de la red de distribución primaria de la localidad.

Para estimar la demanda pico (D_k) del sistema servido por las líneas de 13.2 kV se parte de los registros de potencia en los alimentadores de la subestación en la que se cumple la relación

$$P = \sum_{k=1}^n D_k + \text{Pérd.}$$

Donde:

P = Es la potencia entregada a la línea en la subestación de distribución, obtenida de los registros.

Pérd = Son las pérdidas de las líneas las cuales son iguales a $3I^2R$.

D_k = Demanda pico de todo el sistema.

ESTIMACION DE PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Se consideran dentro del rango de pérdidas de distribución primaria, aquellas debidas a I^2R en el alimentador propiamente dicho más las pérdidas en el núcleo y en cobre asociadas con los transformadores de distribución. No se efectúan mediciones en las redes primarias ya que el costo del equipo, especialización del personal requerido y las limitaciones operativas del sistema hacen impráctico adoptar este procedimiento.

CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA

Para el estudio de cada alimentador se realiza un levantamiento detallado en el campo de cada uno de los elementos que lo conforman.

Para la estimación de pérdidas se utiliza un programa de Flujo de Carga Desbalanceado, en el que se involucran las pérdidas en la red de media, en la red de baja y las de los transformadores en cada alimentador.

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA

Con el factor de pérdidas hallado se calculan las pérdidas promedio y las pérdidas de Energía.

$$L = L_p \cdot FP$$

Donde:

L = Pérdidas promedio.

L_p = Pérdidas pico

FP = Factor de pérdidas.

$$Le = L \cdot T$$

Donde:

Le = Pérdidas de energía.

T = Período de estudio (1 mes).

El factor de pérdidas utilizado en el SPARD se calcula por:

$$FP = K \cdot FC + (1-K) \cdot FC^2$$

En donde:

$$K \text{ para la red de media} = 0.3$$

$$K \text{ para la red de baja} = 0.2$$

$$K \text{ para las acometidas} = 0.18$$

$$K \text{ para los transformadores} = 0.15$$

El periodo de tiempo para los cálculos de energía es de 720 horas que equivalen a un mes y las pérdidas de energía se calculan:

$$\text{Pérdidas de Energía} = \text{Pérdidas de Potencia} * \text{Factor de Pérdidas} * \text{Tiempo}$$

PERDIDAS EN RED SECUNDARIA Y ENERGIA NO FACTURADA

Las pérdidas en los circuitos secundarios son aquellas debidas a I^2R en los conductores de la red y en los conductores de las acometidas que conectan los usuarios a la red.

La energía no facturada es aquella debida a la descalibración de los medidores de los usuarios, alumbrado público no facturado, energía consumida por usuarios con acometidas directas que son promediados y cuyo consumo es superior al promedio facturado o que no son facturados, utilización indebida de los medidores y adulteración de los mismos.

Debido a que en los circuitos secundarios existen diferentes clases de usuarios con diferentes tipos de medidores, lo mismo que usuarios con acometidas directas, es necesario efectuar un levantamiento detallado de la red secundaria y las acometidas con el fin de detallar las diferentes clases de pérdidas y la energía no facturada.

MEDICIONES

Con el fin de poder detectar la magnitud de la energía perdida en los circuitos secundarios y de la energía no facturada y sus causas y sitios posibles, se deben realizar mediciones de campo para cubrir los transformadores de distribución y los usuarios atendidos por dichos transformadores.

La información relevante a consignar es longitud de los conductores, red y acometidas, calibre de los mismos, número de fases e identificación de cada uno de los usuarios con o sin medidor.

Se debe efectuar las mediciones en los medidores de los usuarios con el fin de determinar la calibración de los mismos y/o la utilización indebida de ellos.

Se debe instalar equipos de medición en los transformadores de distribución durante el periodo de tiempo estimado, para posteriormente efectuar el balance de energía mediante el cual debe cumplirse que:

$$E_t = E_f + E_{nf} + E_p + E_{ap} + E_{df}$$

Donde:

E_t = Energía total entregada por el transformador y medida con los instrumentos

E_f = Energía facturada, obtenida a partir de las lecturas inicial (L_o) y final de los usuarios con medidor.

$$E_f = \sum_{I=1}^n (L_f - L_o) \quad n = \text{número de usuarios con medidor.}$$

E_{ap} = Energía consumida por alumbrado público.

E_{df} = Energía consumida por los usuarios con acometidas directas y facturación por promedio.

E_{nf} = Energía no facturada.

E_p = Energía debida a pérdidas en los conductores, es igual a I^2R .

La energía no facturada puede a su vez descomponerse en lo siguiente:

$$E_{nf} = E_{ad} + E_d + E_o$$

E_{ad} = Energía consumida por los usuarios sin medidor con acometidas directas no facturadas.

E_d = Energía debida a descalibración de medidores.

E_o = Energía debida a otros aspectos tales como utilización inadecuada de medidores, adulteración a los mismos, etc.

ESTIMACION DE PERDIDAS DE ENERGIA EN LA RED SECUNDARIA

Las pérdidas de energía en la red secundaria son debidas a I^2R en los conductores del circuito y en las acometidas de los usuarios y de la energía no facturada debida a iluminación (alumbrado público), descalibración de medidores y otros.

PERDIDAS RED SECUNDARIA

Las pérdidas en la red secundaria se deben a las pérdidas por efecto Joule en los conductores del circuito y de la acometida de los usuarios. Si se conoce la corriente que circula por cada fase del tramo del circuito las pérdidas por fase se evalúan como I^2R .

En los transformadores de los circuitos muestreados se efectúa el levantamiento detallado del circuito secundario y de las acometidas. Conociendo el consumo en kW-h es posible efectuar algunas aproximaciones para determinar la corriente por cada tramo y con el conocimiento de la resistencia de los conductores se calculan las pérdidas.

ENERGÍA NO FACTURADA

Con el fin de poder identificar claramente las fuentes correspondientes a consumo de energía que no se factura como son: descalibración de medidores, usuarios directos no

facturados, alteración de medidores, medidores en mal estado, utilización inadecuada de medidores, etc., es necesario hacer una evaluación detallada de cada una de ellas.

Para estimar la energía correspondiente a descalibración de contadores se deben tomar los datos de mediciones a cada uno de los medidores de los usuarios y se calcula el error por descalibración para cada uno de ellos. Debido a que existe la posibilidad de tener medidores alterados (frenado el disco, bornes puenteados, bobinas desconectadas, etc) se toma como porcentaje de descalibración permisible aquel que esté en el rango de -15% a $+15\%$. Los valores anteriores son los aceptados por la Empresa. Los medidores cuyos errores se encuentren fuera de este rango se consideran como alterados y no se incluyen dentro de la estimación de la energía por descalibración de medidores y se contabilizan como “Acometidas no facturadas y otros”.

A los usuarios cuyos medidores se encuentran dañados y a los que no es posible hacerles la medición se les cobra el consumo de igual forma que a los directos de la facturación de la Empresa, es decir por promedio individual.

Los usuarios directos que no figuran en la facturación de la Empresa se consideran dentro de la clasificación de “Acometidas no facturadas y otros”.

La evaluación de pérdidas por “Acometidas no facturadas y otros” se obtiene por diferencia entre la energía no facturada y la energía debida a descalibración de medidores, es decir:

$$E_{anf} = E_{nf} + E_d$$

Donde:

E_{anf} = Energía debida a acometidas no facturadas.

E_{nf} = Energía total no facturada.

E_d = Energía por descalibración de medidores.

A su vez la energía no facturada es igual a

$$E_{nf} = E_t - C_t$$

Donde:

$$C_t = E_f + E_{df} + E_{ap} + E_p$$

E_t = Energía total medida por el registrador en el transformador o calculada por el factor de carga

E_f = Energía facturada a usuarios con medidor.

E_{df} = Energía de los servicios facturados por promedio.

E_{ap} = Energía de alumbrado público.

E_p = Energía perdida en red secundaria y acometidas.

ESTIMACION DE LA ENERGIA POR ALUMBRADO PUBLICO

Debido a que no se conoce la medida del consumo de energía del alumbrado público de la Empresa este se estimara tomando como valor aproximado el producto de los watts de cada luminaria por las horas diarias de utilización teniendo en cuenta si existe o no control de encendido y apagado.

LEVANTAMIENO DE LA INFORMACIÓN

La metodología seguida es la siguiente: se inicia el levantamiento del circuito desde la subestación tomando el ramal principal. Al encontrar una derivación, siempre se levanta la información hacia la derecha. Se llega hasta el final de la derivación y se devuelve hasta encontrar el ramal principal nuevamente. Se continua el levantamiento hasta el final del circuito, tomando siempre a mano derecha la derivación encontrada. Una vez se llega al final del circuito se devuelve teniendo en cuenta las derivaciones encontradas a la derecha hasta el comienzo del circuito. A medida que se recorre el circuito se codifican y rotulan los puntos significativos y los transformadores.

Para cada circuito se divide la información a levantar en características de la red de media

tensión y las características de baja tensión.

Para consignar la información se diseñó un formato correspondiente a la media tensión y uno correspondiente a la baja tensión. En el formato de media tensión se recolecta la información relevante sobre el tramo, el equipo instalado, en caso de que existiese, características del transformador, cajas de maniobras y seccionadores.

En el formato de baja tensión se recolecta la información relevante sobre el tramo, alumbrado público y el cliente asociado al centro de distribución o transformador.

PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

El sistema utilizado para el procesamiento de la información levantada es el **SPARD** (Sistema para la Administración de Redes de Distribución). Esta etapa se divide en las siguientes actividades:

REVISION Y DEPURACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

Una vez recolectada la información en el campo, es de vital importancia realizar el proceso de verificación y depuración de los datos obtenidos ya que estos serán consignados en la base de datos del SPARD, por lo cual la finalidad de esta actividad es la de asegurar que la información entregada para la digitación sea legible, coherente y completa.

DIGITACION EN EL SPARD

Esta actividad consiste en introducir al SPARD la información recolectada en terreno para luego ejecutar las aplicaciones que arrojarán como resultado el índice de pérdidas en cada uno de los circuitos.

DIGITACION DE LA RED EN MEDIA TENSIÓN

Se digita la red propiamente dicha y los transformadores que pertenecen a ella. Para digitar la red primaria, se debe digitar el nodo físico (poste, caja subterránea, etc.) y el nodo eléctrico (punto de conexión de los conductores) y crear las secciones (conductores) que conectan los postes entre sí.

DIGITACION DE LA RED DE BAJA TENSION

Se digita la red y los clientes que pertenecen a ella. Para digitar la red secundaria, se debe digitar el nodo físico (poste, caja subterránea, etc.) y el nodo eléctrico (punto de conexión de los conductores) de la red de baja tensión y crear las secciones que conectan los postes secundarios entre sí.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para digitar los transformadores, se debe pintar el transformador sobre el nodo eléctrico de media tensión creado en el nodo físico correspondiente con sus características respectivas es decir, número de serie, propiedad, número de fases, capacidad, etc.

TOTAL DE USUARIOS POR CIRCUITO

Para digitar los usuarios, se debe digitar el contador si lo tiene sobre el nodo eléctrico creado en el nodo físico correspondiente con sus características respectivas al igual que la sección que lo conecta al nodo eléctrico del transformador asociado.

ALUMBRADO PUBLICO

Para el alumbrado público se debe digitar la luminaria en el nodo eléctrico creado en el nodo físico correspondiente, con sus características respectivas de potencia y tipo de lámpara.

Una vez digitadas las redes de media y baja tensión se tiene la topología de los circuitos en estudio y se han vinculado los usuarios que pertenecen a cada transformador de dichos circuitos. De los circuitos pertenecientes al área de influencia, pueden generarse planos, en caso de requerirse.

CALCULO DE LAS PERDIDAS

BALANCE ENERGÉTICO

Una vez digitados los circuitos en el sistema, se inicia el procedimiento para realizar los

balances de energía. Los pasos a seguir fueron los siguientes:

DETERMINACION DE TIPOS DE USUARIOS

Se establecen los tipos de usuarios, en los que la información relevante es el consumo de energía por cada estrato existente en los circuitos. Los estratos a los que pertenecen los usuarios del área de influencia son 0, 1, 2, 3, 4, 5 y 6. Esta información es la que arroja el Sistema de Información Comercial de la Electrificadora.

EJECUCION DE LA APLICACIÓN INTERFAZ CON FACTURACIÓN

Para lograr un acertado balance de energía es necesario disponer de la información de facturación, es decir, la información correspondiente al consumo de los usuarios que pertenecen a los circuitos en estudio. Para ejecutar dicha aplicación es necesario preparar el archivo que se importará al SPARD, el cual debe estar en formato texto y tener una estructura específica. En el caso de que exista algún error en la importación, el sistema genera un archivo error, el cual reporta los errores encontrados en dicha importación.

CONFIGURACION DE LA RED DE BAJA TENSIÓN

Una vez realizada la interfaz con facturación, se debe configurar la red de baja tensión. Esto se realiza con el fin de construir una topología de uno o varios circuitos a partir de un punto de alimentación (para la red secundaria un transformador de distribución) y de la información de las secciones que conectan los diferentes puntos del sistema.

EJECUCION DEL MANEJO DE CARGA POR TRANSFORMADOR

En este proceso se calcula la demanda máxima de un transformador basado en el consumo de energía de los clientes. El manejo de carga por transformador detecta la presencia de la red secundaria y calcula la energía total consumida en el periodo por los usuarios de la red. El reporte de resultados del manejo de carga por transformador está comprendido por las siguientes partes:

Primera parte (Resultados generales).

Código del transformador

Tipo de transformador

Tipo de consumidor dominante

Capacidad nominal del transformador

Total de energía suministrada por el transformador

Carga calculada por el manejo de carga del transformador en kW. y kVAr

Pérdidas calculadas por el manejo de carga del transformador en potencia (kW y kVAr y energía (kW-h).

Segunda parte (Porcentaje de cargabilidad de los transformadores)

Código del transformador

Capacidad nominal del transformador

Carga calculada, potencia activa, potencia reactiva y potencia total calculada

Porcentaje de la carga a la cual está sometido el transformador. Muestra si un transformador está sobrecargado o no.

Tercera parte (Resultado de pérdidas calculadas para cada transformador)

Código del transformador

Capacidad nominal del transformador

Carga calculada

Pérdidas calculadas, pérdidas de potencia activa, pérdidas de potencia reactiva y pérdidas de potencial total.

Porcentaje de pérdidas con respecto a la capacidad nominal del transformador y con respecto a la carga calculada por el manejo de carga del transformador.

EJECUCION DE FLUJOS DE CARGA SECUNDARIOS

Esta aplicación permite calcular para cada uno de los nodos los valores de voltaje, ángulo y regulación y para cada una de las secciones (tramos) calcula la corriente, los flujos de potencia activa y reactiva, las pérdidas activas y reactivas y la carga de cada uno de dichas secciones.

AJUSTES DE LECTURAS

Se debe colocar la siguiente información en la salida de la subestación: voltaje principal, carga pico (MW.), carga pico (MVar) y capacidad instalada.

A la salida de cada circuito se coloca la siguiente información: corriente nominal, factor de potencia y factor de carga.

CONFIGURACION DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Una vez realizado el ajuste de lecturas de la subestación, se debe configurar la red de media tensión. En el momento de ejecutar el Configurador, SPARD consulta la información almacenada en la base de datos y modela un circuito ordenando su topología teniendo en cuenta el flujo de potencia desde el punto de alimentación del circuito. El Configurador recorre los nodos eléctricos y las secciones suponiendo una inyección de potencia desde el punto inicial y al final del proceso identifica los elementos que pertenecen al circuito. El Configurador dibuja con un color característico cada una de las secciones que pertenecen a un circuito para así poder distinguir las diferentes rutas de alimentación.

EJECUCION DE FLUJOS DE CARGA PRIMARIOS

Esta aplicación permite calcular, para los transformadores configurados, los voltajes en los nodos, las corrientes y flujos de potencia en las secciones, pérdidas en cada sección y en el circuito total.

REDUCCIÓN DE PERDIDAS NO TECNICAS

Esto comprende la programación de las revisiones técnicas de los servicios conectados al sistema de distribución de APL , con el fin de verificar el estado en que se encuentran las instalaciones eléctricas y los equipos de medida así como el funcionamiento de los mismos, para con esto determinar los diferentes componentes de las pérdidas no técnicas así como los pasos remediales para su reducción.

PROGRAMACION DE REVISIONES A EFECTUAR

Una vez analizados los circuitos que componen el sistema de distribución se debe programar las revisiones de los usuarios de las rutas del Sistema de Información Comercial, que en su recorrido se encuentran de cada circuito.

LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Una vez establecido el orden de los circuitos a revisar se imprimirán las ordenes de revisión de los servicios a revisar de acuerdo al tipo de medición y nivel de tensión, esto es medición directa en baja tensión, medición indirecta en baja tensión y medición indirecta en media tensión.

MEDICION DIRECTA EN BAJA TENSIÓN

Para este tipo de medición los datos a recopilar son los siguientes:

- Estado de la acometida;
- Datos de placa de los medidores;
- Datos del estado general del medidor y su funcionamiento;
- Estado y verificación de sellos;
- Verificación del tipo y uso del servicio;
- Censo detallado de la carga instalada, en este censo se deben incluir todos los equipos susceptibles de ser operados por el usuario, indicando la capacidad en kilovatios de cada uno y el factor de potencia de operación;
- Se diligenciará acta de visita para los siguientes casos:
 - Derivación de acometida o servicio directo no legalizado;
 - Sellos de tapa carcaza o bornera violados;
 - Manipulación al medidor: freno del disco, inversión de fases, puente en los bornes, bobina desconectada, alteración de los dígitos del registrador, alteración de la posición del medidor, etc.

Una vez levantada el acta de visita se firmará por las personas que intervinieron en el acto y se procede a corregir la o las anomalías encontradas.

MEDICION INDIRECTA EN BAJA TENSIÓN

Se efectuará el siguiente procedimiento para la revisión y recopilación de los datos:

Datos del transformador de potencia:

- Capacidad según placa de características (KVA);

- Tipo de conexión;
- Voltaje primario y secundario;
- Número de identificación ante APL;
- Número de serie del transformador.

Datos de los transformadores de corriente para equipo de medida:

- Tipo y marca;
- Precisión;
- Relación de transformación;
- Número de serie y estado de los sellos de bornera;
- Conexión;
- Estado general del equipo.

Datos de los medidores:

- Marca y año de fabricación;
- Número de serie;
- Revoluciones por kilovatio hora (Rev/kWh);
- Voltaje nominal;
- Corriente nominal;
- Lectura;
- Constante;
- Sellos(bornera y tapa carcaza), número y estado.

Para el bloque de prueba y cableado:

Se verificará el estado general de las conexiones y del bloque de prueba. El cableado de be ceñirse al código de colores establecido para tal fin. Se debe dejar constancia escrita del estado de los elementos y de las condiciones del cableado, así como la verificación del número y estado de los sellos.

Medición y pruebas a realizar :

- Se confrontará la relación de los transformadores de corriente y se verificara el múltiplo de medida, tomando datos de corriente en el primario y el secundario simultáneamente;
- Se verificará que los valores de corriente del secundario de los TCs sean iguales a los del bloque de pruebas y en las borneras de los medidores;
- Se verificarán las polaridades en los TCs;
- Se debe verificar el voltaje en el bloque de pruebas y en los bornes de los medidores;
- Se verificarán los cierres de las señales de corriente y tensión;

- Se efectuarán las pruebas de tiempo-potencia a los medidores.

Indicador de demanda máxima :

- Se tomará el dato del valor de demanda máxima actual;
- Número y estado del sello.

Para el caso de existir medición de demanda máxima acumulativa, se tomarán los siguientes datos adicionales:

- Número de reseteos;
- Demanda máxima acumulativa.

Verificación del tipo de uso del servicio :

- Se determinará claramente la actividad desarrollada por el usuario del servicio y se llevará a cabo un estricto censo de carga, se debe tener presente la diferencia que existe entre procesos industriales y actividades comerciales. En el caso de procesos industriales se debe describir lo más claro posible dicho proceso.

Actas de visita:

- Se debe diligenciar actas de visita en el caso de encontrarse una cualquiera de las siguientes anomalías:
 - Sellos violados: tapa carcasa, tapa bornera, bloque de prueba, transformador de medida, demanda máxima, etc;
 - Superación de la carga contratada;
 - Conexiones adulteradas:
 - Transformadores de medida,
 - Bloque de prueba,
 - En bornes de los medidores,
 - Directas;
 - Alteración de la posición de los medidores;
 - Interrupciones de señales así:
 - entre transformadores de medida y bloque de prueba,
 - Entre bloque de pruebas y medidores,
 - En bloque de pruebas: corriente cortocircuitadas y/o tensiones abiertas,

-Derivaciones antes del equipo de medición.

Una vez levantada y firmada el acta de visita, se procederá a corregir la anomalía.

MEDICION INDIRECTA EN MEDIA TENSION

En esta clase de medición se seguirán criterios muy parecidos a los definidos para la medición indirecta en baja tensión:

Datos del transformador de potencia:

- Capacidad según placa de características (KVA);
- Tipo de conexión;
- Voltaje primario y secundario;
- Número de identificación ante APL;
- Número de serie del transformador.

Datos de los transformadores de potencial para equipo de medida:

- Marca;
- Tipo;
- Voltajes nominales (primario y secundario);
- Precisión;
- Conexión y diagrama de cableado;
- Número y estado de los sellos de la bornera;
- Estado general del equipo;
- Voltaje del secundario medido.

Datos de los transformadores de corriente para equipo de medida:

- Tipo y marca;
- Precisión;
- Relación de transformación;
- Número de serie y estado de los sellos de bornera;
- Conexión;
- Estado general del equipo.

Datos de los medidores:

- Marca y año de fabricación;
- Número de serie;
- Revoluciones por kilovatio hora (Rev/kWh);
- Voltaje nominal;
- Corriente nominal;
- Lectura;
- Constante;
- Sellos(bornera y tapa carcaza), número y estado.

Para el bloque de prueba y cableado:

Se verificará el estado general de las conexiones y del bloque de prueba. El cableado debe ceñirse al código de colores establecido para tal fin. Se debe dejar constancia escrita del estado de los elementos y de las condiciones del cableado, así como la verificación del número y estado de los sellos.

Medición y pruebas a realizar :

- Se confrontará la relación de los transformadores de potencial y de corriente, se verificara el múltiplo de medida, tomando datos en el primario y el secundario simultáneamente;
- Se verificará que los valores de tensión y corriente del secundario de los TPs y TCs sean iguales a los del bloque de pruebas y en las borneras de los medidores;
- Se verificarán las polaridades en los TCs;
- Se verificarán los cierres de las señales de corriente y tensión;
- Se efectuaran las pruebas de tiempo-potencia a los medidores.

Indicador de demanda máxima :

- Se tomará el dato del valor de demanda máxima actual;
- Número y estado del sello.

Para el caso de existir medición de demanda máxima acumulativa, se tomarán los siguientes datos adicionales:

- Número de reseteos;
- Demanda máxima acumulativa.

Reloj controlador de tarifas:

En el caso de existir reloj para conmutación tarifaria, se deberán tomar datos de placa, estado de sus conexiones y número y estado de sus sellos. Además de verificar la correcta programación de éste contrastando hora del reloj y hora meridiana.

Verificación del tipo de uso del servicio:

- Se determinará claramente la actividad desarrollada por el usuario del servicio y se llevará a cabo un estricto censo de carga, se debe tener presente la diferencia que existe entre procesos industriales y actividades comerciales. En el caso de procesos industriales se debe describir lo más claro posible dicho proceso.

Actas de visita:

- Se deben diligenciar actas de visita en el caso de encontrarse una cualquiera de las siguientes anomalías:
 - Sellos violados: tapa carcasa, tapa bornera, bloque de prueba, transformador de medida, demanda máxima, etc;
 - Superación de la carga contratada;
 - Conexiones adulteradas:
 - Transformadores de medida,
 - Bloque de prueba,
 - En bornes de los medidores,
 - Directas;
 - Alteración de la posición de los medidores;
 - Interrupciones de señales así:
 - entre transformadores de medida y bloque de prueba,
 - Entre bloque de pruebas y medidores,
 - En bloque de pruebas: corriente cortocircuitadas y/o tensiones abiertas,
 - Derivaciones antes del equipo de medición.

Una vez levantada el acta y firmada por los que en ella intervinieron se procederá a corregir la anomalía encontrada.

LEGALIZACION DE USUARIOS EN BARRIOS SUBNORMALES

De la información levantada en el campo para alimentar el SPARD se extraen los servicios que se reportaron directos no legalizados en el Sistema de Información Comercial de APL.

Se realizarán visitas a los usuarios potenciales con el fin de levantar el aforo de carga. Una vez obtenida esta información se realiza el diseño de la red de distribución y el mapa de la ruta con el fin de hacer el estudio financiero de la obra de electrificación.

La información obtenida de todos y cada uno de los usuarios potenciales encontrados será remitida a la oficina de Planeación Departamental con el fin de que se emita por su parte el estrato social al cual pertenecen.

Una vez realizadas las obras de electrificación y recibido el certificado de estrato se procede a la legalización de los usuarios del sector y a la instalación de los medidores y conexión a la red.

En el caso de que se encuentren usuarios directos no legalizados en sectores electrificados, procede a tomar censo de carga, levantar acta de visita para realizar la denuncia pertinente ante las autoridades y cortar la conexión a la red. Se envía a Planeación Departamental la información de dichos usuarios para la asignación de estrato, con el fin de proceder a legalizarlos.

SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS INSTALACIONES

Programar de manera cíclica revisiones a las instalaciones de los servicios legalizados con el fin de mantener bajo control las mismas y no permitir la proliferación de fraudes en las conexiones y equipos de medida.

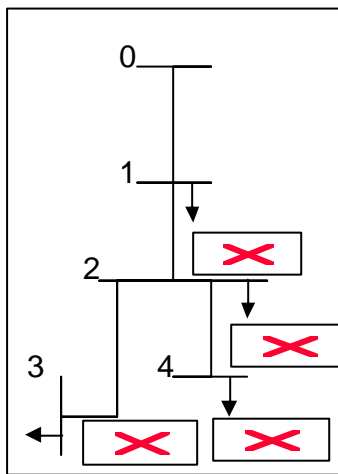
CAMPAÑA DE EDUCACIÓN AL USUARIO

difundir por medio de avisos publicitarios información sobre la manera racional en que se debe utilizar el servicio de energía, así como las sanciones en que se incurre cuando se hurta este bien.

Anexo 3

Análisis del método de calculo utilizado por el programa de simulación de Redes SPARD, de Energy Computer Graphics.

El método de flujo de carga utilizado en SPARD es el siguiente:



Para una red de distribución radial como se muestra en la figura tiene:

$$S = V.I^*$$

$$I = \frac{S^*}{V^*}$$

1. Inicialmente los voltajes en todos los nodos de la red se suponen en 1 p.u.
2. Se calculan las corrientes por cada ramal comenzando desde los extremos

$$I_{24} = I_4 = \frac{(P_4 - j.Q_4)}{V_4^*}$$

$$I_{23} = I_3 = \frac{(P_3 - j.Q_3)}{V_3^*}$$

$$I_{12} = I_{23} + I_{24} + I_2 = I_{23} + I_{24} + \frac{(P_2 - j \cdot Q_2)}{V_2^*}$$

$$I_{01} = I_{12} + I_1 = I_{12} + \frac{(P_1 - j \cdot Q_1)}{V_1^*}$$

3. Una vez calculada la corriente por cada tramo se debe determinar la caída de tensión por cada uno de la siguiente forma:

$$\Delta V_{01} = Z_{01} \cdot I_{01}$$

Z_{01} = Impedancia del tramo 0-1

I_{01} = Corriente por el tramo 0-1 calculado en el paso 2

como el V_{01} = voltaje en la subestación es igual a 1^{p.u.}, el voltaje en el nodo 1 será entonces:

$$V_1 = V_0 - \Delta V_{01} = V_0 - Z_{01} \cdot I_{01}$$

el cálculo se repite para todos los nodos de la red partiendo desde la subestación hacia los extremos, entonces:

$$V_2 = V_1 - Z_{12} \cdot I_{12}$$

$$V_3 = V_2 - Z_{23} \cdot I_{23}$$

$$V_4 = V_2 - Z_{24} \cdot I_{24}$$

4. Una vez terminado el cálculo de voltajes que hace el chequeo de convergencia, esto es:

$$\max_{\forall i} |V_i^{k+1} - V_i^k| < \epsilon$$

donde

k = Número de iteración

i= Número o identificación del nodo.

Si para todos los nodos de la red se cumple el chequeo de convergencia (1) el flujo termina. Si no, con los nuevos valores de voltaje se va al paso 2 para determinar las nuevas corrientes.

2. Para la red de baja tensión se hace el mismo tratamiento que la red de media tensión. La diferencia está en el método de asignación de carga en los nodos de carga. (consultar el manual las asignaciones de carga disponibles).

3. El criterio de convergencia aplicado en SPARD se ha mostrado en el numeral 1. El valor de (máximo error permisible) es entrado por el usuario en los parámetros del SPARD.

Anexo 4

**11 MÉTODO DE CALCULO DE BALANCE DE ENERGÍA UTILIZADO EN EL
SISTEMA DE SIMULACIÓN DE REDES SPARD.**

12 BALANCE DE ENERGÍA (SPARD)

El procedimiento para calcular el balance de energía en la red se describe de la siguiente forma:

1. Calcular las cargas en los nodos de la red de media tensión ejecutando las opciones Analysis > Medium Voltage Load Allocation.
2. Calcular las cargas en los nodos de la red de baja tensión ejecutando las opciones Analysis > Low Voltage Load Allocation.
3. Ejecutar el flujo de carga para redes de media tensión.
4. Ejecutar el flujo de carga para redes de baja tensión.

El balance total de energía está dado por la siguiente expresión:

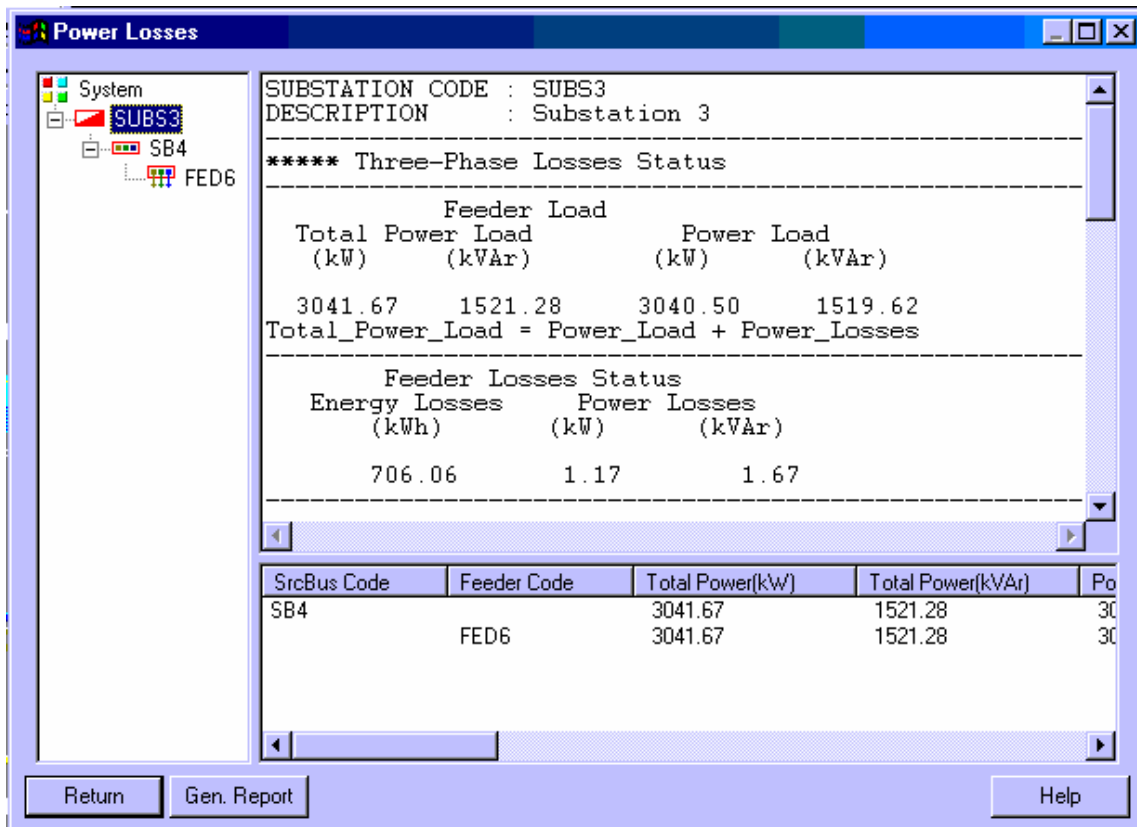
Potencia Total Enviada = Potencia_{Usuarios} + Pérdidas de Potencia.

$Pérdidas\ de\ potencia = Pérdidas_{RedMedia} + Pérdidas_{RedBaja} + Pérdidas_{Transformadores}$

$Pérdidas_{RedMedia}$: Sumatoria de las pérdidas en las secciones de la red de media tensión.

$Pérdidas_{RedBaja}$: Sumatoria de las pérdidas en las secciones de la red de baja tensión.

5. Ejecutar la opción Analysis > Summary of Losses



- Para observar los resultados mostrados en esta ventana en un archivo tipo texto pulse el botón x. Seleccione en el menú del SPARD las opciones Report > Edit Standard Report y abra el documento **SummaryLoss**.

SpardEDIT-Spard Editor V1.0 - [SummaryLoss]

File Edit View Window Help

Summary Loss Report

SUBSTATION = SUBS3

Total Power Sending	=	3041.67 (kW)	
Total Power Sending	=	1521.28 (kVAr)	
Total Load	=	3040.50 (kW)	
Total Load	=	1519.62 (kVAr)	
Power Losses	=	1.17 (kW)	0.04 (%)
Power Losses	=	1.67 (kVAr)	0.11 (%)
Energy Losses	=	706.06 (kWh)	

SOURCE BUS = SB4

Total Power Sending	=	3041.67 (kW)	
Total Power Sending	=	1521.28 (kVAr)	
Total Load	=	3040.50 (kW)	
Total Load	=	1519.62 (kVAr)	
Power Losses	=	1.17 (kW)	0.04 (%)
Power Losses	=	1.67 (kVAr)	0.11 (%)
Energy Losses	=	706.06 (kWh)	

FEEDER = FED6

Total Power Sending	=	3041.67 (kW)	
Total Power Sending	=	1521.28 (kVAr)	
Total Load	=	3040.50 (kW)	
Total Load	=	1519.62 (kVAr)	
Energy Reading	=	0.00 (kWh)	
Power Losses	=	1.17 (kW)	0.04 (%)
Power Losses	=	1.67 (kVAr)	0.11 (%)
Energy Losses	=	706.06 (kWh)	

For Help, press F1

NUM 10/10/00 02:34 PM

7. El balance para la **red de media tensión** se obtiene de la siguiente manera
Potencia Total Enviada = Carga Total + Pérdidas de Potencia.

Carga Total: Sumatoria de todas las cargas localizadas en los nodos

Pérdidas de Potencia: Sumatoria de las pérdidas de potencia en todas las secciones

Perdidas de Energía en la red de media tensión.

En el momento de crear los alimentadores se especificaron los siguientes parámetros

- Factor de Carga (Load Factor)
- Factor de Pérdidas (Loss Factor): puede ser digitado directamente o puede ser calculado por la ecuación

$$\text{FactorPerdidas} = K * \text{FactorCarga} + (1 -$$

$$K) * (\text{FactorCarga})^2$$

En donde el valor de K es especificado en la ventana de SPARD Parameters.

K para la red de media = 0.3

K para la red de baja = 0.2

K para los transformadores = 0.15

- En esta ventana se especifica el periodo de tiempo para los cálculos de energía (720 horas = 1 mes)

Perdidas de Energía = Perdidas de Potencia * Factor de Pérdidas * Periodo de Tiempo.

Para el balance en la red de baja tensión se procede de la misma manera,

especificando el factor de carga y el factor de pérdidas en el momento de crear el transformador.

8. Para el cálculo de pérdidas de energía en los transformadores tenemos

$$P_L = (\%P_{Cu} * kVA_N / 100) * (Kw_{carga}^2 + KVar_{carga}^2) / (kVA_N)^2 + (\%P_{Fe} / 100) * kVA_N$$

$\%P_{Cu}$: porcentaje de pérdidas en el cobre.

$\%P_{Fe}$: porcentaje de pérdidas en el hierro.

Kw_{carga} : Carga activa calculada en el nodo por el Load Allocation de media tensión.

$KVar_{carga}$: Carga reactiva calculada en el nodo por el Load Allocation de media tensión.

kVA_N : carga nominal del transformador.

Las pérdidas en el cobre y en el hierro se especifican al crear los tipos de transformador (Valor por default) o en el momento de crear el transformador .

The image shows a software interface for configuring a transformer. The main window, titled "Transformer", has several input fields and checkboxes. The "Code" field contains "TRF22". The "Transformer Type" is set to "T-50". The "Phases" section has checkboxes for A, B, and C, all of which are checked. The "Cap.Short-Circuit 3Ph" and "Cap.Short-Circuit 1Ph" fields both contain "0" and are labeled "(MVA)".

On the right side, there is a "Defined Customers" section with a "Customer Type" dropdown set to "R1" and a "Number" field set to "0". Below this is a table with columns "Customer Type" and "Number".

A "Transformer Parameters..." dialog box is overlaid on the main window. It contains three input fields: "Impedance" with the value "E", "Copper Losses" with the value "2.4", and "Iron Losses" with the value "1.2". Each field is followed by a "(%)" label. There are "OK" and "Cancel" buttons at the bottom of this dialog.

At the bottom of the main window, there are buttons for "OK", "Cancel", "Edit Load Parameters...", "Edit Transformer Parameters...", "Picture...", and "Help".

Perdidas de Energía = $((\%P_{cu} * kVA_N / 100) * ((Kw_{carga}^2 + KVar_{carga}^2) / (kVA_N)^2) * \text{Factor de Pérdidas} + (\%P_{Fe} / 100) * kVA_N) * \text{Periodo de Tiempo.}$

CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO DEL PROYECTO



13

Memorias de Diseño

SARIE BAY

15 RESUMEN DEL PROYECTO

NOMBRE: AMPLIACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN SARIE BAY - SAN ANDRES ISLA.

LOCALIZACIÓN: SECTOR SARIE BAY – ROUND ROCK

PROPIETARIOS: LA COMUNIDAD Y A.P.L.

NUMERO DE USUARIOS (AÑO 15) 622

NUMERO DE TRANSFORMADORES 16

CAPACIDAD DE TRAFOS: 75, 112.5 TRIFASICO Y 37.5, 50 Y 75
MONOFASICOS

LONGITUD RED 3 HILOS M.T. 3.625 m (Cu desnudo No. 1/0)

LONGITUD RED B.T. 5202 m (Triplex-Cuadruplex)

son los diámetros autorizados por ELECTROCOSTA para las obras de electrificación en zonas costeras.

Características:

15.1 NOMBRE	15.2 UNIDAD	15.3 AZUS A	15.4 ANAH EIM	15.5 ALLAI NCE
CALIBRE/No. HILOS	Kcmil	123.3/7	155.4/7	246.9/7
CALIBRE EQUI. ACSR		1/0	2/0	4/0
ESPESOR AISLAMIENTO	mm ²	1.52	1.52	1.52
DIÁMETRO	mm	29.94	32.74	39.37
PESO	Kg./Km.	972.62	1191.70	1802.44
RESISTENCIA	Ohm/Km.	0.105062	0.10272	0.09974
ROTURA	Kg.	2020	2445	3883

Capacidad Amperica:

15.6 CALIBRE	15.7 NOMBRE	I (Amperios)
4	ASUZA	131
2	ANAHEIM	150
1/0	ALLAINCE	205

REGULACION Y PERDIDAS

CONSIDERANDO:

Constante K:	15.8 AZUSA	ANAHEIM	ALLAINCE
Regulación	4.196E-07	3.6279E-07	2.8051E-07
Perdidas	3.77627E-07	2.99568E-07	1.88616E-07
Voltaje	240/127		
Coseno fi	0.8		

TASAS DE CRECIMIENTO

Como en el caso de los factores de diversidad y de los datos de demanda máxima diversificada se proponen valores de tasas de crecimiento de la demanda, obtenidos por similitud con proyectos desarrollados en zonas similares, así:

CONSUMO	TASA ANUAL %
RESIDENCIAL BAJO	2.20
RESIDENCIAL MEDIO	2.00
COMERCIAL	1.80

Para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda anual se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_f \gg P_o(1+r)^n$$

Donde:

P_f = Población futura

P_0 = Población inicial

r = Rata de crecimiento anual de viviendas

n = Numero de viviendas en el año deseado

Con base en las tasas de crecimiento anteriormente citadas, se calcula la demanda máxima.

15.8.1 MEMORIA DE CÁLCULO GENERAL

DEMANDA O CARGA CONECTADA POR USUARIO

SALIDA	CANTIDAD	CARGA EN WATIOS POR UNIDAD	CARGA TOTAL EN WATIOS
LAMPARAS COMUNES	3	100	300
TOMA CORRIENTE ORDINARIO	2	100	200
PLANCHA	1	1000	1000
NEVERA	1	250	250
VENTILADOR	1	150	150
TELEVISOR	1	150	150
LICUADORA	0	500	0

15.8.1.1	TOTAL WATIOS	2.563
-----------------	---------------------	-------

CALCULO DE LA DEMANDA TOTAL EN KW-H

Se calculará la demanda en Watios para 1857 usuarios (ultimo año del proyecto)

ALUMBRADO Y PEQUEÑOS APARATOS ELECTRICOS

AÑO	Nº USUARIOS	Demanda Usuar. (Watios/Usuar.)	x	TOTAL (WATIOS)
2004	459	2.563		1.176.188
2005	469	2.563		1.202.064
2006	479	2.563		1.228.509
2007	490	2.563		1.255.536
2008	501	2.563		1.283.158
2009	512	2.563		1.311.387
2010	523	2.563		1.340.238
2011	535	2.563		1.369.723
2012	546	2.563		1.399.857
2013	558	2.563		1.430.654
2014	571	2.563		1.462.128

2015	583	2.563	1.494.295
2016	596	2.563	1.527.170
2017	609	2.563	1.560.767
2018	622	2.563	1.595.104

Para este tipo de edificaciones y usando las normas Icontec para el factor de la demanda, con una demanda de 1'595.104 Watios (Último año del proyecto) se tiene:

	Carga conectada (Watios)	Factor de demanda	Total demanda (watios)
Primeros	3.000	100%	3.000
Entre 3000 y 120000	117.000	35%	40.950
Sobre 120000	1.475.104	25%	368.776
15.9 TOTAL DEMANDA			412.726

DEMANDA COCINAS

Asumiendo que cada usuario tendrá una parrilla de 1500 Watios cada una.

No. de estufas	Demanda usuar. (watios/estufa)	x	Factor de demanda	Total demanda (watios)
----------------	--------------------------------------	---	----------------------	---------------------------

459	1.500	30%	206.550
469	1.500	30%	211.094
479	1.500	30%	215.738
490	1.500	30%	220.484
501	1.500	30%	225.335
512	1.500	30%	230.292
523	1.500	30%	235.359
535	1.500	30%	240.537
546	1.500	30%	245.829
558	1.500	30%	251.237
571	1.500	30%	256.764
583	1.500	30%	262.413
596	1.500	30%	268.186
609	1.500	30%	274.086
622	1.500	30%	280.116

15.9.1 A + B TOTAL DE DEMANDA CALCULADA EN KILOVATIOS = 692,84

Esta demanda se ve afectada por el factor de diversidad (fd) que es de 1.5 para el estrato de los habitantes del sector SARIE BAY.

PARÁMETROS DE DISEÑO

En este proyecto se consideran los siguientes parámetros de diseño:

15.9.2

15.9.3 Tensión de servicio

En media tensión	13.800 V
En baja tensión	220/127 V

15.9.4 Regulación máxima permitida

En media tensión	3%
En baja tensión	5%

15.9.5 Conductores

En media tensión	Cu. DESNUDO 1/0
En baja tensión	AAAC No. 1/0

ACOMETIDA

Carga básica (Kw.) Último año:	1.10
Tensión de servicio:	120 Voltios
I. máxima [Amp](Kw./(V*0.9)):	9.61
Protección (Breaker)	1x10A
Conductor	2# 10 AWG – THW, 75 °C, 600 V, Cobre (18 metros por usuario)
Ducto:	¾"

SELECCIÓN DE PROTECCIONES

15.9.6 Para los transformadores de 75 KVA

Capacidad transformador 75 KVA

Tensión de servicio 13200V

Factor de seguridad 1.4

I. Fusible $1.4 \times \frac{75000 \text{ VA}}{13800 \text{ V}} = 7.61$

Se requiere utilizar de 8A. Tipo Dual en cortacircuitos Monopolares de 15 KV

De igual forma 8 para los de mas transformadores.

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Se hizo uso de la formula para calculo de transformadores del “Manual de procedimiento para diseño” de las normas ICEL, así como para los factores de diversidad, “fd”.

$$\text{KVA diseño} = (\text{No. Usuarios} * \text{Demanda por Usuario}) / \text{fd} + \text{Carga Alumbrado publico} + \text{CE}$$

Se utilizará cable de cobre con aislamiento THW, 75 °C, 600V, en calibre No 4 desde los bornes del transformador a la red de baja tensión; este conductor cumple con la capacidad de corriente, en conductores aislados al aire libre.



16

Memorias de Diseño

LOMA

18 RESUMEN DEL PROYECTO

NOMBRE: AMPLIACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA LOMA - SAN ANDRES ISLA.

LOCALIZACIÓN: SECTOR LOMA – HILL (SAN ANDRES ISLA)

PROPIETARIOS: LA COMUNIDAD Y A.P.L.

NUMERO DE USUARIOS (AÑO 15) 1.857

NUMERO DE TRANSFORMADORES 26

CAPACIDAD DE TRAFOS: 75, 112.5 TRIFASICO Y 37.5, 50 Y 75 MONOFASICOS

LONGITUD RED 3 HILOS M.T. 600 y 10170 m (Cu desnudo No. 1/0 y 2/0)

LONGITUD RED B.T.	1048 m (Triplex-Cuadrupelex)
TIPO DE POSTERIA	CONCRETO DE 12 y 8 m
TIPO DE CRUCETERIA	MADERA
KVA. INSTALADA POR VIV. (Ultimo año)	0.92 Se tiene en cuenta el factor de diversidad de 1.5
RATA DE CRECIMIENTO VIV.	2% ANUAL

NOMBRE DEL PROYECTO: AMPLIACION, MODERNIZACION Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE

MEMORIAS DE CÁLCULO.

El siguiente documento contiene la metodología y los resultados del diseño de la red de distribución y la escogencia de los transformadores para la remodelación del circuito de la Loma en el Archipiélago de San Andrés Isla. En cuanto a la selección de estructuras y conductor, se utilizaron las normas del ICEL y ELECTROCOSTA S.A. E.S.P. El número de viviendas a servir es de 1383 con una expectativa mínima de carga requerida.

1. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Para este proyecto se consideraron los conductores Múltiplex calibre AAAC No. 1/0 que son los diámetros autorizados por ELECTROCOSTA para las obras de electrificación en zonas costeras.

Características:

18.1 NOMBRE	18.2 UNI DA D	18.3 AZUS A	18.4 ANAH EIM	18.5 ALLAI NCE
CALIBRE/No. HILOS	Kcmil	123.3/7	155.4/7	246.9/7
CALIBRE EQUI. ACSR		1/0	2/0	4/0
ESPESOR AISLAMIENTO	mm ²	1.52	1.52	1.52
DIÁMETRO	mm	29.94	32.74	39.37
PESO	Kg./Km.	972.62	1191.70	1802.44
RESISTENCIA	Ohm/Km.	0.105062	0.10272	0.09974
ROTURA	Kg.	2020	2445	3883

Capacidad Amperica:

18.6 CALIBRE	18.7 NOMBRE	I (Amperios)
--------------	-------------	--------------

4	ASUZA	131
2	ANAHEIM	150
1/0	ALLAINCE	205

REGULACION Y PERDIDAS

CONSIDERANDO:

Constante K:	18.8 AZUSA	ANAHEIM	ALLAINCE
Regulación	4.196E-07	3.6279E-07	2.8051E-07
Perdidas	3.77627E-07	2.99568E-07	1.88616E-07
Voltaje	240/127		
Coseno fi	0.8		

TASAS DE CRECIMIENTO

Como en el caso de los factores de diversidad y de los datos de demanda máxima diversificada se proponen valores de tasas de crecimiento de la demanda, obtenidos por similitud con proyectos desarrollados en zonas similares, así:

CONSUMO	TASA ANUAL %
RESIDENCIAL BAJO	2.20

RESIDENCIAL MEDIO 2.00

COMERCIAL 1.80

Para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda anual se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_f \gg P_o(1+r)^n$$

Donde:

P_f = Población futura

P_o = Población inicial

r = Rata de crecimiento anual de viviendas

n = Numero de viviendas en el año deseado

Con base en las tasas de crecimiento anteriormente citadas, se calcula la demanda máxima.

18.8.1 MEMORIA DE CÁLCULO GENERAL

DEMANDA O CARGA CONECTADA POR USUARIO

SALIDA	CANTIDAD	CARGA EN WATIOS POR UNIDAD	CARGA TOTAL EN WATIOS
LAMPARAS COMUNES	3	100	300
TOMA CORRIENTE ORDINARIO	2	100	200
PLANCHA	1	1000	1000
NEVERA	1	250	250
VENTILADOR	1	150	150
TELEVISOR	1	150	150
LICUADORA	0	500	0
18.8.1.1 TOTAL WATIOS			2.563

CALCULO DE LA DEMANDA TOTAL EN KW-H

Se calculará la demanda en Watios para 1857 usuarios (ultimo año del proyecto)

A) ALUMBRADO Y PEQUEÑOS APARATOS ELECTRICOS

AÑO	Nº USUARIOS	Demanda Usuar. (Wattios/Usuar.)	TOTAL (WATIOS)
2001	1369	2.563	3.508.063
2002	1399	2.563	3.585.240
2003	1430	2.563	3.664.115
2004	1461	2.563	3.744.726
2005	1494	2.563	3.827.110
2006	1526	2.563	3.911.306
2007	1560	2.563	3.997.355
2008	1594	2.563	4.085.297
2009	1629	2.563	4.175.173
2010	1665	2.563	4.267.027
2011	1702	2.563	4.360.902
2012	1739	2.563	4.456.841
2013	1778	2.563	4.554.892
2014	1817	2.563	4.655.099
2015	1857	2.563	4.757.512

Para este tipo de edificaciones y usando las normas Icontec para el factor de la demanda, con una demanda de 4'757.512 Wattios (Último año del proyecto) se tiene:

	Carga conectada (Wattios)	Factor de demanda	Total demanda (wattios)
Primeros	3.000	100%	3.000
Entre 3000 y 120000	117.000	35%	40.950
Sobre 120000	4.637.512	25%	1.159.378
18.9 TOTAL DEMANDA			1.203.328

DEMANDA COCINAS

Asumiendo que cada usuario tendrá una parrilla de 1500 Wattios cada una.

No. de estufas	Demanda usuar. (wattios/estufa)	Factor de demanda	Total demanda (wattios)
1.369	1.500	30%	616.050
1.399	1.500	30%	629.603
1.430	1.500	30%	643.454
1.461	1.500	30%	657.610
1.494	1.500	30%	672.078

No. de estufas	Demanda usuar. (wattios/estufa)	x Factor de demanda	Total demanda (wattios)
1.526	1.500	30%	686.864
1.560	1.500	30%	701.975
1.594	1.500	30%	717.418
1.629	1.500	30%	733.201
1.665	1.500	30%	749.332
1.702	1.500	30%	765.817
1.739	1.500	30%	782.665
1.778	1.500	30%	799.883
1.817	1.500	30%	817.481
1.857	1.500	30%	835.465

18.9.1 A + B TOTAL DE DEMANDA CALCULADA EN KILOVATIOS =

2.038,79

Esta demanda se ve afectada por el factor de diversidad (fd) que es de 1.5 para el estrato de los habitantes del sector de la Loma.

PARÁMETROS DE DISEÑO

En este proyecto se consideran los siguientes parámetros de diseño:

18.9.2

18.9.3 Tensión de servicio

En media tensión	13.800 V
En baja tensión	220/127 V

18.9.4 Regulación máxima permitida

En media tensión	3%
En baja tensión	5%

18.9.5 Conductores

En media tensión	Cu. DESNUDO 1/0
En baja tensión	AAAC No. 1/0

ACOMETIDA

Carga básica (Kw.) Último año:	1.10
Tensión de servicio:	120 Voltios

I. máxima [Amp](Kw./(V*0.9)):	9.61
Protección (Breaker)	1x10A
Conductor	2# 10 AWG – THW, 75 °C, 600 V, Cobre (18 metros por usuario)
Ducto:	¾"

SELECCIÓN DE PROTECCIONES

18.9.6 Para los transformadores de 75 KVA

Capacidad transformador 75 KVA

Tensión de servicio 13200V

Factor de seguridad 1.4

$$I. \text{ Fusible} \quad 1.4 \times \frac{75000 \text{ VA}}{13800 \text{ V}} = 7.61$$

Se requiere utilizar de 8A. Tipo Dual en cortacircuitos Monopolares de 15 KV

De igual forma 8 para los de mas transformadores.

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Se hizo uso de la formula para calculo de transformadores del “Manual de procedimiento para diseño” de las normas ICEL, así como para los factores de diversidad, “fd”.

$$\text{KVA diseño} = (\text{No. Usuarios} * \text{Demanda por Usuario}) / \text{fd} + \text{Carga Alumbrado publico} + \text{CE}$$

Se utilizará cable de cobre con aislamiento THW, 75 °C, 600V, en calibre No 4 desde los bornes del transformador a la red de baja tensión; este conductor cumple con la capacidad de corriente, en conductores aislados al aire libre.



19

Memorias de Diseño

BR

20 RESUMEN DEL PROYECTO

NOMBRE: AMPLIACIÓN, MODERNIZACIÓN Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN BACK ROAD - SAN ANDRES ISLA.

LOCALIZACIÓN: SECTOR BACK ROAD

PROPIETARIOS: LA COMUNIDAD Y A.P.L.

NUMERO DE USUARIOS (AÑO 15) 1.258

NUMERO DE TRANSFORMADORES 24

CAPACIDAD DE TRAFOS: 75, 112.5 TRIFASICO Y 37.5, 50 Y 75 MONOFASICOS

LONGITUD RED 3 HILOS M.T. 6.084 m (Cu desnudo No. 1/0)

LONGITUD RED B.T. 9,202 m (Triplex-Cuadruplex)

TIPO DE POSTERIA CONCRETO DE 12 y 8 m

TIPO DE CRUCETERIA MADERA

KVA. INSTALADA POR VIV. (Ultimo año) 0.92 Se tiene en cuenta el factor de diversidad de 1.5

RATA DE CRECIMIENTO VIV. 2% ANUAL

NOMBRE DEL PROYECTO: AMPLIACION, MODERNIZACION Y MEJORAMIENTO DE LAS REDES ELECTRICAS DE

MEMORIAS DE CÁLCULO.

El siguiente documento contiene la metodología y los resultados del diseño de la red de distribución y la escogencia de los transformadores para la remodelación del circuito BACK ROAD en el Archipiélago de San Andrés Isla. En cuanto a la selección de estructuras y conductor, se utilizaron las normas del ICEL y ELECTROCOSTA S.A. E.S.P. El número de viviendas a servir es de 1383 con una expectativa mínima de carga requerida.

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Para este proyecto se consideraron los conductores Múltiplex calibre AAAC No. 1/0 que son los diámetros autorizados por ELECTROCOSTA para las obras de electrificación en zonas costeras.

Características:

20.1 NOMBRE	20.2 UNIDAD	20.3 AZUSA	20.4 ANAHEIM	20.5 ALLAINCE
CALIBRE/No. HILOS	Kcmil	123.3/7	155.4/7	246.9/7
CALIBRE EQUI. ACSR		1/0	2/0	4/0
ESPESOR AISLAMIENTO	mm ²	1.52	1.52	1.52
DIÁMETRO	mm	29.94	32.74	39.37
PESO	Kg./Km.	972.62	1191.70	1802.44
RESISTENCIA	Ohm/Km.	0.105062	0.10272	0.09974
ROTURA	Kg.	2020	2445	3883

Capacidad Amperica:

20.6 CALIBRE	20.7 NOMBRE	I (Amperios)
4	ASUZA	131
2	ANAHEIM	150
1/0	ALLAINCE	205

REGULACION Y PERDIDAS

CONSIDERANDO:

Constante K:	20.8 AZUSA	ANAHEIM	ALLAINCE
Regulación	4.196E-07	3.6279E-07	2.8051E-07
Perdidas	3.77627E-07	2.99568E-07	1.88616E-07
Voltaje	240/127		
Coseno fi	0.8		

TASAS DE CRECIMIENTO

Como en el caso de los factores de diversidad y de los datos de demanda máxima diversificada se proponen valores de tasas de crecimiento de la demanda, obtenidos por similitud con proyectos desarrollados en zonas similares, así:

CONSUMO	TASA ANUAL %
RESIDENCIAL BAJO	2.20
RESIDENCIAL MEDIO	2.00
COMERCIAL	1.80

Para el cálculo de la tasa de crecimiento de la demanda anual se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_f \gg P_o(1+r)^n$$

Donde:

P_f = Población futura

P_0 = Población inicial

r = Rata de crecimiento anual de viviendas

n = Numero de viviendas en el año deseado

Con base en las tasas de crecimiento anteriormente citadas, se calcula la demanda máxima.

20.8.1 MEMORIA DE CÁLCULO GENERAL

DEMANDA O CARGA CONECTADA POR USUARIO

SALIDA	CANTIDAD	CARGA EN WATIOS POR UNIDAD	CARGA TOTAL EN WATIOS
LAMPARAS COMUNES	3	100	300
TOMA CORRIENTE ORDINARIO	2	100	200
PLANCHA	1	1000	1000
NEVERA	1	250	250
VENTILADOR	1	150	150
TELEVISOR	1	150	150

LICUADORA	0	500	0
20.8.1.1	TOTAL WATIOS		2.563

CALCULO DE LA DEMANDA TOTAL EN KW-H

Se calculará la demanda en Watios para 1857 usuarios (ultimo año del proyecto)

ALUMBRADO Y PEQUEÑOS APARATOS ELECTRICOS

AÑO	N_o USUARIOS	Demanda x Usuar. (Watios/Usuar.)	TOTAL (WATIOS)
2004	1120	2563	2870560
2005	1123	2563	2878249
2006	1132	2563	2901316
2007	1139	2563	2919257
2008	1143	2563	2929509
2009	1156	2563	2962828
2010	1159	2563	2970517
2011	1167	2563	2991021
2012	1171	2563	3001273

AÑO	Nº USUARIOS	Demanda Usuar. (Watios/Usuar.)	TOTAL (WATIOS)
2013	1185	2563	3037155
2014	1194	2563	3060222
2015	1203	2563	3083289
2016	1214	2563	3111482
2017	1232	2563	3157616
2018	1258	2563	3224254

Para este tipo de edificaciones y usando las normas Icontec para el factor de la demanda, con una demanda de 3'224.254 Watios (Último año del proyecto) se tiene:

	Carga conectada (Watios)	Factor de demanda	Total demanda (watios)
Primeros	3.000	100%	3.000
Entre 3000 y 120000	117.000	35%	40.950
Sobre 120000	3'104.254	25%	776.063
20.9 TOTAL DEMANDA			820.013

DEMANDA COCINAS

Asumiendo que cada usuario tendrá una parrilla de 1500 Watios cada una.

No. de estufas	Demanda usuar. (wattios/estufa)	x Factor de demanda	Total demanda (wattios)
1120	1.500	30%	504000
1123	1.500	30%	505350
1132	1.500	30%	509400
1139	1.500	30%	512550
1143	1.500	30%	514350
1156	1.500	30%	520200
1159	1.500	30%	521550
1167	1.500	30%	525150
1171	1.500	30%	526950
1185	1.500	30%	533250
1194	1.500	30%	537300
1203	1.500	30%	541350
1214	1.500	30%	546300
1232	1.500	30%	554400
1258	1.500	30%	566100

20.9.1 A + B TOTAL DE DEMANDA CALCULADA EN KILOVATIOS =

1386,1

Esta demanda se ve afectada por el factor de diversidad (fd) que es de 1.5 para el estrato de los habitantes del sector BACK ROAD.

PARÁMETROS DE DISEÑO

En este proyecto se consideran los siguientes parámetros de diseño:

20.9.2 Tensión de servicio

En media tensión	13.800 V
En baja tensión	220/127 V

20.9.3 Regulación máxima permitida

En media tensión	3%
En baja tensión	5%

20.9.4 Conductores

En media tensión	Cu. DESNUDO 1/0
------------------	-----------------

En baja tensión AAAC No. 1/0

ACOMETIDA

Carga básica (Kw.) Último año:	1.10
Tensión de servicio:	120 Voltios
I. máxima [Amp](Kw./(V*0.9)):	9.61
Protección (Breaker)	1x10A
Conductor	2# 10 AWG – THW, 75 °C, 600 V, Cobre (18 metros por usuario)
Ducto:	3/4"

SELECCIÓN DE PROTECCIONES

20.9.5 Para los transformadores de 75 KVA

Capacidad transformador 75 KVA

Tensión de servicio 13200V

Factor de seguridad 1.4

I. Fusible $1.4 \times \underline{75000 \text{ VA}} = 7.61$

13800 V

Se requiere utilizar de 8A. Tipo Dual en cortacircuitos Monopolares de 15 KV

De igual forma 8 para los de mas transformadores.

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Se hizo uso de la formula para calculo de transformadores del “Manual de procedimiento para diseño” de las normas ICEL, así como para los factores de diversidad, “fd”.

$$\text{KVA diseño} = (\text{No. Usuarios} * \text{Demanda por Usuario}) / \text{fd} + \text{Carga Alumbrado publico} + \text{CE}$$

Se utilizará cable de cobre con aislamiento THW, 75 °C, 600V, en calibre No 4 desde los bornes del transformador a la red de baja tensión; este conductor cumple con la capacidad de corriente, en conductores aislados al aire libre.