



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA



EVALUACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS

CI 001

TEMA

ANEXOS

INSTRUCTOR: M. EN I. CARLOS VILLANUEVA MORENO
DEL 21 DE ENERO AL 01 DE FEBRERO DE 2008
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
PALACIO DE MINERÍA

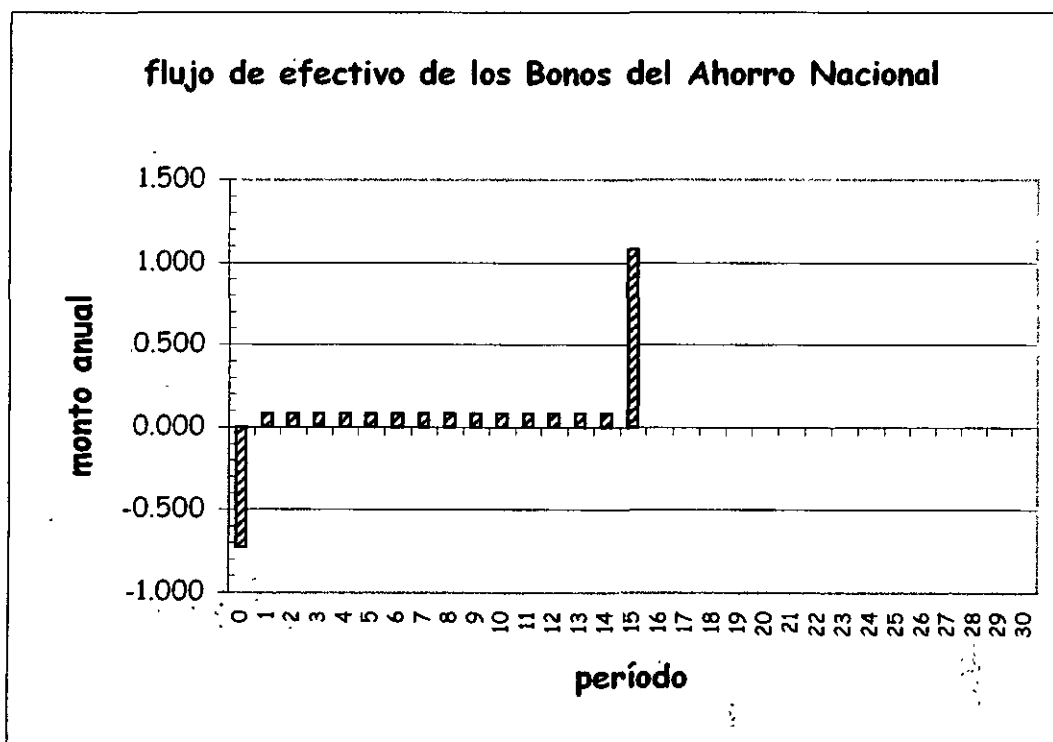
Valuación de los Bonos del Ahorro Nacional

$$P = \left\{ \frac{B}{(1+r)^N} \right\} + \left\{ i \cdot B \cdot \left[\frac{(1+r)^N - 1}{r} \right] \right\}$$

- B= 1.00000 valor nominal del bono
- i= 8.0% cotización del bono: interés nominal por período
- N= 15 número de períodos hasta la maduración del bono
- r= 12.0% tasa de rendimiento del bono por período
- P= 0.72757 valor presente del bono N períodos antes de la maduración

período flujo de efectivo

0	-0.72757	valor presente del flujo de efectivo del bono
1	0.08000	
2	0.08000	
3	0.08000	
4	0.08000	
5	0.08000	
6	0.08000	
7	0.08000	
8	0.08000	
9	0.08000	
10	0.08000	
11	0.08000	
12	0.08000	
13	0.08000	
14	0.08000	
15	1.08000	
16	0.00000	
17	0.00000	
18	0.00000	
19	0.00000	
20	0.00000	
21	0.00000	
22	0.00000	
23	0.00000	
24	0.00000	
25	0.00000	
26	0.00000	
27	0.00000	
28	0.00000	
29	0.00000	
30	0.00000	



Estructura de costos y estado de resultados de LyFC en el año 2006

	29.693	TWh	Energía vendida
	pesos/kWh	millones de pesos	
	1.3669	40,587.222	INGRESOS POR VENTAS
4.1%	-0.1039	-3,086.013	Salarios
3.0%	-0.0753	-2,234.429	Prestaciones
22.4%	-0.5610	-16,656.310	Previsión social
1.1%	-0.0271	-805.222	Materiales
59.3%	-1.4858	-44,117.513	Energía comprada
1.2%	-0.0306	-907.343	Combustibles y otros
2.5%	-0.0628	-1,864.432	Impuestos y derechos
1.5%	-0.0371	-1,101.249	Servicios de terceros
1.0%	-0.0251	-744.256	Costos generales
1.8%	-0.0459	-1,362.112	IMSS y seguridad social
97.9%	-2.4544	-72,878.879	COSTOS DE EXPLOTACION
	-1.0875	-32,291.657	RESULTADO DE EXPLOTACION
2.1%	-0.0525	-1,557.642	Depreciación
100.0%	-1.1400	-33,849.299	RESULTADO DE OPERACIÓN
	0.0124	367.626	Resultado por posición monetaria
	0.0240	713.154	Intereses ganados
	0.0011	33.477	Utilidad en cambios
	0.0375	1,114.257	RESULTADO DE FINANCIAMIENTO
	0.0222	660.481	Otros productos
	-1.0802	-32,074.561	RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE TRANSFERENCIAS
	1.1292	33,530.681	Subsidio del Gobierno Federal
	0.0490	1,456.120	UTILIDAD DEL AÑO 2006

USUARIOS DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

	gran industria	mediana industria	agrícola	servicios	comercial	residencial	total
	millones de usuarios						
LyFC	0.00005	0.015	0.001	0.004	0.682	5.156	5.859
CFE	0.00066	0.185	0.110	0.165	2.528	21.653	24.641
SEN	0.00071	0.200	0.111	0.168	3.210	26.809	30.500

VENTAS DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

	gran industria	mediana industria	agrícola	servicios	comercial	residencial	total
	TWh						
LyFC	3.145	14.002	0.053	1.898	3.917	6.361	29.376
CFE	33.909	50.817	7.655	4.697	9.542	38.175	144.795
SEN	37.054	64.819	7.709	6.595	13.459	44.536	174.171

PRODUCTOS DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

	gran industria	mediana industria	agrícola	servicios	comercial	residencial	total
	miles de millones de pesos corrientes						
LyFC	3.171	17.103	0.034	3.270	8.663	7.461	39.701
CFE	30.552	60.885	3.561	7.348	22.311	38.365	163.022
SEN	33.722	77.987	3.595	10.618	30.974	45.827	202.723

PRECIOS MEDIOS DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

	gran industria	mediana industria	agrícola	servicios	comercial	residencial	promedio pesado
	pesos por kWh						
LyFC	0.9976	1.2185	0.5876	1.7205	2.2285	1.1712	1.3508
CFE	0.8921	1.2227	0.4632	1.5804	2.3714	1.0256	1.0979
SEN	0.9011	1.2217	0.4642	1.6222	2.3296	1.0473	1.1393

CONSUMOS MEDIOS DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

	gran industria	mediana industria	agrícola	servicios	comercial	residencial	promedio pesado
	MWh por usuario						
LyFC	64,038.903	904.954	39.930	512.814	5.726	1.229	5.034
CFE	50,497.561	266.125	68.999	28.250	3.751	1.759	5.936
SEN	51,413.171	312.344	68.648	38.664	4.168	1.657	5.760

- Si la tasa de retorno mínima aceptable TREMA es $r = 18\%$, determine los valores presentes netos de los proyectos A y B y averigüe si el proyecto incremental I es atractivo.
- Demuestre que para un inversionista cuya TREMA es $r = 18\%$, el usar el procedimiento de la tasa interna de retorno TIR incremental le daría la respuesta equivocada para la toma de decisiones. (Tómese nota de que en el intervalo $10\% < r < 30\%$, la TIR del proyecto incremental I es $TIR = 15.3373\%$).

Tema 3. Evaluación de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica.

El factor de planta de 18% que la CFE adoptó para el caso base en la evaluación de la rentabilidad del proyecto hidroeléctrico de 750 MW, tratado en el tema 3 del curso, representa el valor promedio obtenido del historial hidrológico de disponibilidad de agua en la cuenca donde se ubica el proyecto, recabado durante muchos años de estudio.

Sin embargo, las condiciones hidrológicas de la cuenca varían año con año y algunos de estos se clasifican como secos, otros como medios y otros mas como húmedos, dando por resultado que los factores de planta varían como se muestra en la primera de las tablas siguientes, donde también se listan los correspondientes valores de los indicadores B/C y TIR:

Análisis probabilista de los indicadores B/C y TIR					A	B	C
					p= 0.25	0.50	0.75
año	f	B/C	TIR	tipo n año	probabilidad de ocurrencia		
muy seco	12.6%	0.930	7.9%	0 muy seco	0.1780	0.0156	0.0002
seco	14.4%	0.992	11.4%	1 seco	0.3560	0.0938	0.0044
medio seco	16.2%	1.054	16.5%	2 medio seco	0.2966	0.2344	0.0330
medio	18.0%	1.115	24.0%	3 medio	0.1318	0.3125	0.1318
medio húmedo	19.8%	1.177	34.3%	4 medio húmedo	0.0330	0.2344	0.2966
húmedo	21.6%	1.239	46.8%	5 húmedo	0.0044	0.0938	0.3560
muy húmedo	23.4%	1.301	60.6%	6 muy húmedo	0.0002	0.0156	0.1780
				total	1.0000	1.0000	1.0000

Se observa que a medida que el factor de planta anual baja en los años secos se reducen los indicadores B/C y TIR, de manera que el proyecto no sería rentable si esa tendencia persistiera a lo largo de la vida del mismo. En cambio, en los años húmedos la rentabilidad del proyecto aumentaría considerablemente.

En la segunda tabla se muestran las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los 7 tipos de año hidrológico en que se clasifican, según el historial acumulado a lo largo de muchos años, suponiendo que siguen una distribución binomial de probabilidad $P(n;N=6;p)= \text{DISTR.BINOM}(n;N;p;\text{FALSO})$.

La tabla siguiente muestra los valores de los indicadores de rentabilidad B/C y TIR esperados en tres escenarios hidrológicos:

escenario	f	valor esperado	
		B/C	TIR
A	15.3%	1.023	14.9%
B	18.0%	1.115	25.9%
C	20.7%	1.208	41.4%

- El escenario A corresponde al valor $p= 0.25$ en la distribución binomial, que desplaza el promedio de ocurrencia hacia los años secos, disminuyendo la rentabilidad del proyecto a valores esperados de $B/C= 1.023$ y $TIR= 14.9\%$.
- El escenario B corresponde al valor $p= 0.5$ que centra el promedio de ocurrencia en los años medios, dando lugar a una rentabilidad del proyecto esperada de $B/C= 1.115$ y $TIR= 25.9\%$, que son valores muy cercanos a los del caso base de la evaluación.
- El escenario C corresponde al valor $p= 0.75$, que desplaza el promedio de ocurrencia hacia los años húmedos, aumentando la rentabilidad del proyecto a valores esperados de $B/C= 1.208$ y $TIR= 41.4\%$.

En tales circunstancias, investigue la sintaxis y estructura de la función **DISTR.BINOM** de Excel, para repetir el análisis probabilista y calcular los indicadores de rentabilidad B/C y TIR esperados cuando la probabilidad de éxito sea respectivamente $p= 0.375$ y $p= 0.625$, que corresponderían a tendencias más moderadas de ocurrencia frecuente de años secos y húmedos.

Tema 4. Evaluación económica de la confiabilidad en la red de distribución de energía eléctrica.

- Después de una muy bien planeada y ejecutada encuesta a sus clientes, una empresa de distribución de energía eléctrica encuentra que el costo anual por usuario q_2 como función de la duración promedio t de las interrupciones del servicio se comporta de acuerdo con la ecuación: $q_2 = a_2 * t + b_2 * t^2 + c_2$

- Basada en la contabilidad de sus costos para proyectos de distribución de energía eléctrica con distintos grados de confiabilidad, también determinó que su costo anual por usuario q_1 , como función de la duración promedio t de las interrupciones, se comporta de acuerdo con la ecuación: $q_1 = a_1/t + b_1$
- La tabla siguiente muestra los valores de q_1 y q_2 , así como del costo social de la confiabilidad $Q = q_1 + q_2$ para tres valores de t , inferidos de la encuesta a los clientes y de la contabilidad propia de la empresa eléctrica:

t	q_1	q_2	Q
0.300	2.545	0.288	2.833
2.400	0.406	0.965	1.370
4.500	0.263	1.752	2.015

1. Calcule con esa información los valores numéricos de los coeficientes de ambas ecuaciones a_1 , b_1 y a_2 , b_2 , c_2 .
2. Determine algebraica y calcule numéricamente el valor T de la duración promedio óptima de las interrupciones, así como el costo social de la confiabilidad $Q(T)$ correspondiente a ese valor.

Tema 5. Evaluación de proyectos de distribución de energía eléctrica.

Una empresa eléctrica de distribución de energía eléctrica está diseñando una subestación para dar servicio a un parque industrial nuevo, en el cual los motores de inducción de los clientes van a deprimir el factor de potencia. Este efecto adverso se mitigará con un banco de capacitores que se incluirá en la subestación, así como con un cargo por factor de potencia en la facturación que inducirá a los clientes a balancear sus cargas eléctricas.

Hace cinco años se instaló un banco de capacitores semejante en una subestación similar a la que se construirá ahora, con el resultado de que la instalación contribuyó a aumentar las utilidades operativas anuales de la subestación, según la tabla de la página siguiente, donde la declinación que se observa de las utilidades operativas en el caso de referencia se debió a que gradualmente los clientes balancearon sus cargas eléctricas.

Se espera que la nueva subestación muestre un comportamiento semejante en un horizonte de $N=10$ años, de manera que el flujo de beneficios se podría modelar conforme a tres casos optativos que también se muestran en la tabla:

- Caso 1. Un flujo constante de valor +90 durante un número menor de años que la vida del proyecto, $n < 10$.

- Caso 2. Una serie de 10 anualidades equivalentes de valor +50 .
- Caso 3. Una serie que decrece geométricamente del valor +96 en el primer año, baja a +48 en el quinto año y sigue decreciendo hasta el valor 20.182 en el décimo año.

	N=	5	10	10	
i=	10.0%				18.9207115% = δ
año	referencia	caso 1	caso 2	caso 3	
0	267.16				valor presente
1	90	90	50	96.000	
2	71	90	50	80.726	
3	70	90	50	67.882	
4	63	90	50	57.082	
5	50	90	50	48.000	
6		0	50	40.363	
7		0	50	33.941	
8		0	50	28.541	
9		0	50	24.000	
10		0	50	20.182	

Si la tasa de interés es $i = 10\%$ anual, calcule el valor presente VPN en los tres casos optativos, compare sus valores y entre un grupo de colegas expertos en el tema discuta cuál sería el caso a ser seleccionado que mejor modela el comportamiento de los beneficios esperados por la instalación del banco de capacitores en la nueva subestación.



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN
CONTINUA Y A DISTANCIA

EVALUACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS CI 001

TEMA

ANEXO 2

**INSTRUCTOR: M. EN I. CARLOS VILLANUEVA MORENO
DEL 21 DE ENERO AL 01 DE FEBRERO DE 2008
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
PALACIO DE MINERÍA**

ANALISIS DE RENTABILIDAD

OBRA : PROGRAMA DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

1 BANCOS DE CAPACITORES

DATOS

1	No. DE BANCOS
32.14	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN DEM. MAX.(KVA)
81,712	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR CAPACITOR (KW-H/AÑO))
61,631	Labor
166,154	Material
227,785	INV 2008 (P E S O S)
3417	COSTO DE MANTO POR BCO DE CAPAC (1.5% DE LA INV)
0.12	TASA DE DESCUENTO
1.031	TASA DE CRECIMIENTO (1 p.u. + TC)
1.2	COSTO ENERGIA GLOBAL EN LFC (\$/KWH)
0.68	FACTOR DE CARGA
0.53	FACTOR DE PERDIDAS
2000	COSTO POTENCIA \$/KVA

ANALISIS DE RENTABILIDAD

OBRA : PROGRAMA DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

2008

(PESOS)

FLUJO DE COSTOS					(6A)	(6B)	B E N E F I C I O S				
(1) No. AÑOS	(2) INVERSION	(3) OPER. Y MANTO.	(4) TOTAL	(5) VALOR PRESENTE COSTOS	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POTENCIA ENERGÍA		POTENCIA LIBERADA	ENERGÍA AHORRADA	UTILIDAD NETA	(15) VALOR PRESENTE BENEFICIOS	
					KVA	KW-H/AÑO	(7A) \$	(7B) \$	\$		
1	2004		227,785		227,785					0	0
2	2005	0	3,417	3,417	2,724	21.9	81,711.5	45,065	101,093	146,159	116,517
3	2006	0	3,417	3,417	2,432	22.5	84,244.6	46,462	104,227	150,690	107,258
4	2007	0	3,417	3,417	2,171	23.2	86,856.2	47,903	107,458	155,361	98,735
5	2008	0	3,417	3,417	1,939	24.0	89,548.7	49,388	110,790	160,177	90,889
6	2009	0	3,417	3,417	1,731	24.7	92,324.7	50,919	114,224	165,143	83,667
7	2010	0	3,417	3,417	1,546	25.5	95,186.8	52,497	117,765	170,262	77,018
8	2011	0	3,417	3,417	1,380	26.2	98,137.6	54,125	121,416	175,540	70,898
9	2012	0	3,417	3,417	1,232	27.1	101,179.8	55,803	125,180	180,982	65,264
10	2013	0	3,417	3,417	1,100	27.9	104,316.4	57,532	129,060	186,593	60,078
11	2014	0	3,417	3,417	982	28.8	107,550.2	59,316	133,061	192,377	55,304
12	2015	0	3,417	3,417	877	29.7	110,884.3	61,155	137,186	198,341	50,909
13	2016	0	3,417	3,417	783	30.6	114,321.7	63,051	141,439	204,489	46,864
14	2017	0	3,417	3,417	699	31.5	117,865.7	65,005	145,823	210,828	43,140
15	2018	0	3,417	3,417	624	32.5	121,519.5	67,020	150,344	217,364	39,712
16	2019	0	3,417	3,417	557	33.5	125,286.6	69,098	155,005	224,102	36,556
17	2020	0	3,417	3,417	498	34.5	129,170.5	71,240	159,810	231,050	33,651
18	2021	0	3,417	3,417	444	35.6	133,174.8	73,448	164,764	238,212	30,977
19	2022	0	3,417	3,417	397	36.7	137,303.2	75,725	169,872	245,597	28,515
20	2023	0	3,417	3,417	354	37.9	141,559.6	78,073	175,138	253,210	26,249

COST. TOT.	227,785 00	64,919	292,703.7	
VALOR PRESENTE DE COSTOS				225,850
RELACION BENEFICIO/COSTO				5.15
BENEFICIO NETO				936,350

VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS	1,162,200
TASA INTERNA DE RETORNO	65.8%
AÑO DE RECUP DE LA INVERSIÓN	3



**ESTADO CONSOLIDADO DE VENTAS POR TARIFA
Y NÚMERO DE CLIENTES
DICIEMBRE DE 2007**

15 de Enero de 2008

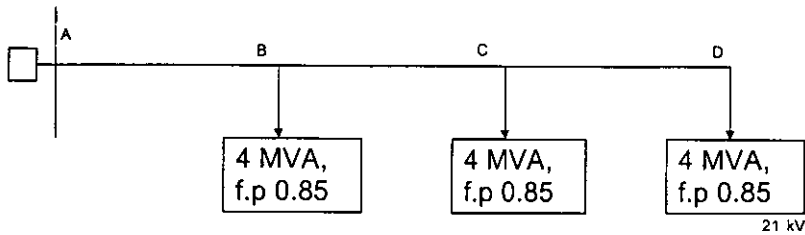
TAR.	CLASE DE SERVICIO	PRODUCTOS (PESOS)	VENTAS (MWH)	CLIENTES VIGENTES	PRECIO PROM. \$/kWh	CONSUMO PROMEDIO kWh/CLTE
1	DOMESTICO	409,911,612	460,995	5,018,546	0.889	92
DAC	DOMESTICO ALTO CONSUMO	<u>245,749,823</u>	<u>95,789</u>	<u>186,020</u>	2.566	515
	SUMA 1 Y DAC	655,661,435	556,784	5,204,566	1.178	107
2	GENERAL HASTA 25 kW DE DEMANDA	493,380,993	195,290	659,345	2.526	296
3	GENERAL PARA MAS DE 25 kW DE DEMANDA	316,232,290	140,934	17,468	2.244	8,068
5	ALUMBRADO PUBLICO	122,667,239	54,996	503	2.230	109,336
5A	ALUMBRADO PUBLICO	34,952,893	19,706	142	1.774	138,775
6	BOMBEO AGUAS POTABLES O NEGRAS, SERVICIO PUBLICO	110,957,986	69,141	3,059	1.605	22,602
	TEMPORAL	0	0	0		
OM	GRAL. MEDIA TENSION < 100 kW	169,698,400	116,720	8,655	1.454	13,486
HM	GRAL. MEDIA TENSION > 100 kW	<u>1,567,227,402</u>	<u>1,154,819</u>	<u>6,797</u>	1.357	170,152
	SUMA OM Y HM	1,736,925,802	1,271,539	15,442	1.366	82,343
9	BOMBEO AGUA RIEGO AGRICOLA	555,918	438	566	1.270	773
9M	BOMBEO AGUA RIEGO AGR. M.T.	(545,538)	1,367	410	-0.399	3,334
9CU	BOMBEO AGUA RIEGO AGR. C.U.	<u>831,521</u>	<u>1,272</u>	<u>341</u>	0.654	3,731
	SUMA 9, 9M Y 9CU	841,901	3,077	1,317	0.274	2,336
	GENERAL ALTA TENSION :					
HS	NIVEL SUBTRANSMISION	129,300,809	103,147	23	1.254	4,484,652
HSL	NIVEL SUBT. LARGA DURACION	<u>86,834,503</u>	<u>77,751</u>	<u>14</u>	1.117	5,553,643
	SUMA HS Y HSL	216,135,312	180,898	37	1.195	4,889,135
HT	NIVEL TRANSMISION	60,169,428	50,390	6	1.194	8,398,333
HTL	NIVEL TRANS. LARGA DURACION	<u>31,640,782</u>	<u>33,937</u>	<u>3</u>	0.932	11,312,333
	SUMA HT Y HTL	91,810,210	84,327	9	1.089	9,368,667
	SUMA HS, HSL, HT y HTL	307,945,522	265,225	46	1.161	5,765,761
		<u>3,779,566,061</u>	<u>2,576,692</u>	<u>5,901,888</u>	<u>1.467</u>	<u>437</u>

RESUMEN DE COSTOS DE MODELOS

Nota: Los costos de los modelos se incrementan: labor 1.07321 y material 1.07

F G

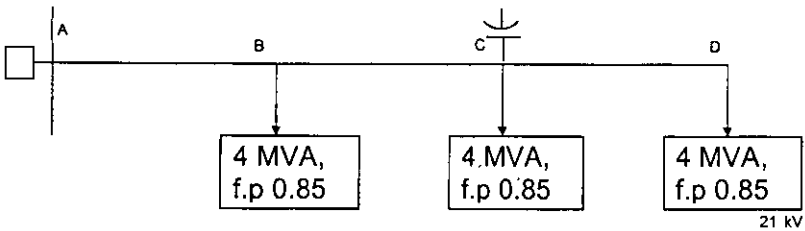
NOMBRE DEL MODELO	ANTIDA	UNIDAD	COSTOS EN MILES DE PESOS		
			LABOR	MATERIAL	TOTAL
INDICADORES DE CORRIENTE DE FALLA L A	1	JUEGO	0.690	3.892	4.581
INDICADORES DE CORRIENTE DE FALLA C.S.	1	JUEGO	1.507	3.731	5.237
ALIM 1 km TRONCAL TERR I	1	KM	386.158	311.176	697.334
ALIM 1 km TRONCAL TERR II	1	KM	386.158	309.672	695.830
ALIMENTADOR AEREO DE 3 KM	1	KM	2.025.425	2.380.710	4.406.135
ALIMENTADOR AEREO DE 5 KM	1	KM	2.733.393	3.116.737	5.850.130
ALIMENTADOR AEREO DE 8 KM	1	KM	4.311.814	4.453.362	8.765.176
ALIMENTADOR AEREO DE 12 KM	1	KM	5.639.232	5.705.407	11.344.639
ALIMENTADOR SUBTERRANEO DE 1 KM	1	KM	1.123.592	2.121.390	3.244.982
RESTAURADOR	1	PZA	37.007	285.089	322.096
SECCIONALIZADOR	1	PZA	37.007	322.358	359.365
INTERRUPTOR DE DISTRIBUCIÓN TELECONTROLADO	1	PZA	37.007	316.448	353.455
INTERRUPTOR DE DISTRIBUCIÓN TIPO BOTONERA	1	PZA	37.007	192.164	229.170
CORTACIRCUITO FUSIBLE 23 112	1	JUEGO	4.022	3.807	7.829
CORTACIRCUITO FUSIBLE 23 220	1	JUEGO	4.022	10.367	14.389
CAMBIO DE TENSIÓN TRANSF 30 KVA	1	TRANSF.	1.715.473	1.196.360	2.911.833
CAMBIO DE TENSIÓN TRANSF. 45 KVA	1	TRANSF.	1.906.946	1.302.847	3.209.793
CAMBIO DE TENSIÓN TRANSF. 75 KVA	1	TRANSF.	2.159.558	1.741.876	3.901.434
CAMBIO DE TENSIÓN TRANSF. 112.5 KVA	1	TRANSF.	61.142	97.576	158.718
SOLICITUDES DE SERVICIO SIN APORTACIÓN TRANSF. 30 KVA	1	TRANSF.	111.020	105.974	216.994
SOLICITUDES DE SERVICIO SIN APORTACIÓN TRANSF. 45 KVA	1	TRANSF.	111.020	118.740	229.760
SOLICITUDES DE SERVICIO SIN APORTACIÓN TRANSF 75 KVA	1	TRANSF.	122.283	147.532	269.815
CABLE SEMIAISLADO ALD 336 1 KM	3	km	333.866	277.659	611.525
CABLE SEMIAISLADO ALD 336 1 KM MAS POSTERÍA	1	km	448.909	299.494	748.402
CABLE SEMIAISLADO ACSR 1/0 1 KM	1	km	328.234	184.084	512.318
CABLE SEMIAISLADO ACSR 1/0 1 KM MAS POSTERÍA	1	km	458.563	224.241	682.804
BANCO DE CAPACITORES 900 F CON INTERRUPTOR	1	BANCO	61.631	166.154	227.785
APARTARRAYOS DOM 23	1	JUEGO	8.045	7.828	15.873
APARTARRAYOS IOM 23	1	JUEGO	8.045	8.586	16.631
APARTARRAYOS AICP 23	1	JUEGO	2.413	6.200	8.614
APARTARRAYOS TIPO CODO 23	1	JUEGO	19.892	5.381	25.273
RECONFIGURACIÓN ALIMENTADOR 0.5 KM	1	JUEGO	205.951	189.053	395.004
RECONFIGURACIÓN ALIMENTADOR 1 KM	1	KM	485.915	392.558	878.473
REINGENIERIA DE ALIMENTADOR 5 KM L.A. 0.5 KM C.S	1	KM	2.406.716	3.374.280	5.780.996
REINGENIERIA DE ALIMENTADOR 8 KM L.A. 0.5 KM C.S.	1	KM	3.035.832	4.108.742	7.144.573
Modelo para reemplazar 4 TR de 112.5 kVA por 6 TR de 45 kVA y 6 TR de	1	TRANSF	901.035	1.501.921	2.402.957
REEMPLAZO Y BLINDAJE DE 5 TRAMOS DE BAJA TENSIÓN	1	KIT	42.638	61.959	104.597
BLINDAJE DE 5 TRAMOS DE BAJA TENSIÓN	1	KIT	9.654	16.247	25.901
INSPECCIÓN Y REVISIÓN DE TRANSF. SUBT. SE INTERIOR	1	TRANSF	3.084	4.547	7.630
INSPECCIÓN Y REVISIÓN DE TRANSF. SUBT. SE PEDESTAL	1	TRANSF	3.084	2.306	5.390
INSPECCIÓN Y REVISIÓN DE TRANSF. SUBT. SE SUMERGIBLE	1	TRANSF.	3.084	6.048	9.132
INSPECCIÓN Y REVISIÓN DE CAJAS P 4.400	1	EQUIPO	3.085	1.604	4.689
EQUIPOS DE MEDICIÓN MLA-23	1	EQUIPO	24.135	86.790	110.925
UNIDAD PARA ADMÓN. DE CARGA EN TRANSF. CAJAS DE PROTEC	1	CAJAS	6.436	72.156	78.592
RED CUBIERTA CON MODELO DE 1 KM	1	KM	471.075	907.979	1.379.053
RED CUBIERTA CON MODELO DE 3 KM	1	KM	406.992	897.322	1.304.314
SS SIN APORTACIÓN ACOMETIDAS SUBTERRANEAS	1	ACOMETIDA	14.896	13.144	28.040
REEMPLAZO DE TRANSF SUBT DRS PEDESTAL	1	TRANSF	67.036	152.167	219.204
REEMPLAZO DE TRANSF SUBT SE INTERIOR	1	TRANSF	181.997	484.565	666.562
REEMPLAZO DE TRANSF SUMERGIBLE 750 KVA	1	TRANSF	162.370	304.941	467.311
REEMPLAZO DE TRANSF SUMERGIBLE 500 KVA	1	TRANSF	156.344	305.775	462.119
REEMPLAZO DE GABINETE 23 E TIPO 2Q2R	1	EQUIPO	111.052	231.089	342.141
INSTALACIÓN DE INTERRUPTORES TIPO RAC	1	EQUIPO	174.727	578.108	752.835
INSTALACIÓN DE INTERRUPTORES TIPO CSV	1	EQUIPO	164.840	850.822	1.015.662
REEMPLAZO DE INTERRUPTOR TIPO CSV	1	EQUIPO	140.186	920.495	1.060.681
INSTALACIÓN DE INTERRUPTORES TIPO RAC CON SE PEDESTAL	1	EQUIPO	253.933	779.299	1.033.232
REEMPLAZO DE RELE MICROPROCESADO EN PROTECTORES	1	EQUIPO	0.664	45.274	45.938
REEMPLAZO DE CABLE DE SALIDA 100 M	1	100 MTS	199.688	220.716	420.405
REEMPLAZO DE CABLE DE SALIDA 500 M	1	500 MTS	573.517	1.036.507	1.610.024
INSTALACIÓN DE PROTECTOR INTERIOR DE RED 2500	1	EQUIPO	26.408	337.290	363.699
INSTALACIÓN DE PROTECTOR SUMERGIBLE DE RED 2500	1	EQUIPO	26.408	402.162	428.570
REEMPLAZO DE TRANSF CON BPC's Y ACOMETIDA	0	TRANSF.	0.000	0.000	0.000
REEMPLAZO DE TRANSF CON BPC's Y CABLE	0	TRANSF.	0.000	0.000	0.000
REEMPLAZO DE TRANSF CON BPC's Y BUS DE BAJA TENSIÓN	0	TRANSF.	0.000	0.000	0.000
REEMPLAZO DE TRANSF CON BPC's Y CABLE DE BUS A TRANSF	0	TRANSF.	0.000	0.000	0.000
TOTAL			34,884	43,713	78,597



conductor	ALD 336	R (ohm/km)	xl (ohm/km)	0.85
longitud km	A-B	3	0.198	31.7883306
	B-C	3	0.594	0.85 0.52678269
	C-D	3	0.594	3400.00 kW
				2107.13 kVAR
				4000 kVA

Et = Er + i(rcos + Xsen) aprox.

Corriente C-D	109.97 A	perdidas W	perdidas VAR	VA
Tensión en C	21.12 kV	21551.02 kW	6040.75 kVAR	22381.63 kVA
potencia que llega a C		6821.55	4220.30	8021.50
Corriente B-C	219.33 A	85725.01 kW	24028.72 kVAR	89028.97 kVA
Tensión en B	21.34 kV	10307.28	6351.46	12107.06
potencia que llega a B				
Corriente A-B	327.48 A	191105.65 kW	53566.91 kVAR	198471.11 kVA
Tensión en A	21.69 kV	10498.38	6405.03	12297.98
potencia que sale de A				



Se instala un capacitor en C de 900 kVAR

capacitor de 900 kVAR

conductor	ALD 336	R (ohm/km)	xl (ohm/km)	0.85
longitud km	A-B	3	0.198	31.7883306
	B-C	3	0.594	0.85 0.52678269
	C-D	3	0.594	3400.00 kW
				2107.13 kVAR
				4000 kVA

Et = Er + i(rcos + Xsen) aprox.

Corriente C-D	109.97 A	perdidas W	perdidas VAR	VA
Tensión en C	21.12 kV	21551.02 kW	6040.75 kVAR	22381.63 kVA
potencia que llega a C		6821.55	3320.30	7586.70
Corriente B-C	207.44 A	76683.42 kW	21494.36 kVAR	79638.90 kVA
Tensión en B	21.33 kV	10298.23	5448.93	11650.94
potencia que llega a B				
Corriente A-B	315.33 A	177184.13 kW	49664.71 kVAR	184013.04 kVA
Tensión en A	21.66 kV	10475.42	5498.59	11830.85
potencia que sale de A				

Fc = 0.6

tramo	corriente A	sin capacitor				corriente A	con capacitor					
		Perdidas de potencia			Perdidas de energía		Perdidas de potencia			Perdidas de energía		
		kW	kVAR	kVA	kWh		kVAR-h	kW	kVAR	kVA	kWh	kVAR-h
A-B	327.48	191.11	53.57	198.47		315.33	177.18	49.66	184.01			
B-C	219.33	85.73	24.03	89.03		207.44	76.68	21.49	79.64			
C-D	109.97	21.55	6.04	22.38		109.97	21.55	6.04	22.38			
total		298.38	83.64	309.88			275.42	77.20	286.03			

Ahorro	22.96	6.44	23.85	120.694	33,831
---------------	-------	------	-------	---------	--------