



ANALISIS DE INGENIERIA Y ESTIMACION DE COSTOS DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL



NRECA International Ltd.

Power Development Group, Government of India

El Diseño Mecánico

- En esta guía no se trata del diseño mecánico.
- Se debe hacer el diseño mecánico solamente después de determinar que un proyecto sea factible para evitar el gasto innecesario de fondos.
- Un diseño mecánico apropiado asegura que las líneas funcionen con confiabilidad y con seguridad y que no cuesten más de lo apropiado.
- El “Manual Simplificado de Estacado para Líneas Aéreas de Distribución” es la guía para el diseño mecánico de líneas eléctricas.

El Diseño Eléctrico

- El diseño eléctrico tiene una influencia primordial sobre el costo del proyecto a desarrollar y sobre la calidad del servicio al usuario final.
- Un diseño óptimo asegura que se provee el servicio al costo mínimo, manteniendo una calidad de servicio adecuado, y con el menor nivel de pérdidas técnicas que sea económicamente posible lograr.

La base de diseño establecido por el RUS de los EEUU

- La configuración es con neutro físico multiterrado.
- Aplicación de líneas primarias monofásicas.
- Aplicación de transformadores monofásicos de 10-50kVA.
- Limitación de la longitud de las redes de baja tensión:
 - reducir pérdidas técnicas
 - mejorar la calidad de servicio
 - reducir las posibilidades de conexiones ilegales
- Medición universal.

El procedimiento consiste en los siguientes pasos:

- Recopilación de información técnica del sistema actual.
- Visita al campo para obtener la información geográfica y la cantidad y características de los clientes potenciales.
- Desarrollo y aplicación de un estudio de selección económica de conductores.
- Diseño del proyecto específico utilizando un modelo de flujo de carga.
- Consideración de la coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.
- Estimación de costos del proyecto.
- Presentación del proyecto en una forma suficientemente.

Recopilación de información y documentación del sistema actual:

- Averiguar si ya tienen planes para la extensión de la red al área del proyecto.
- Averiguar cuales son las opciones de expansión del sistema eléctrico al área del proyecto.
- Averiguar información del punto de origen o suministro para el proyecto.
- Impedancia de la fuente.

Impedancia de la fuente

$$Z1 = \frac{Vf}{I3f}$$

$$Z0 = \frac{3 \times Vf}{I1f} - (2 \times Z1)$$

Donde: $Z1$ = impedancia de secuencia positiva, ohmios

$Z0$ = impedancia de secuencia cero, ohmios

Vf = voltaje nominal de fase a tierra, voltios

$I3f$ = la magnitud del corriente de la falla trifásica, amperios

$I1f$ = la magnitud del corriente de la falla monofásica, amperios

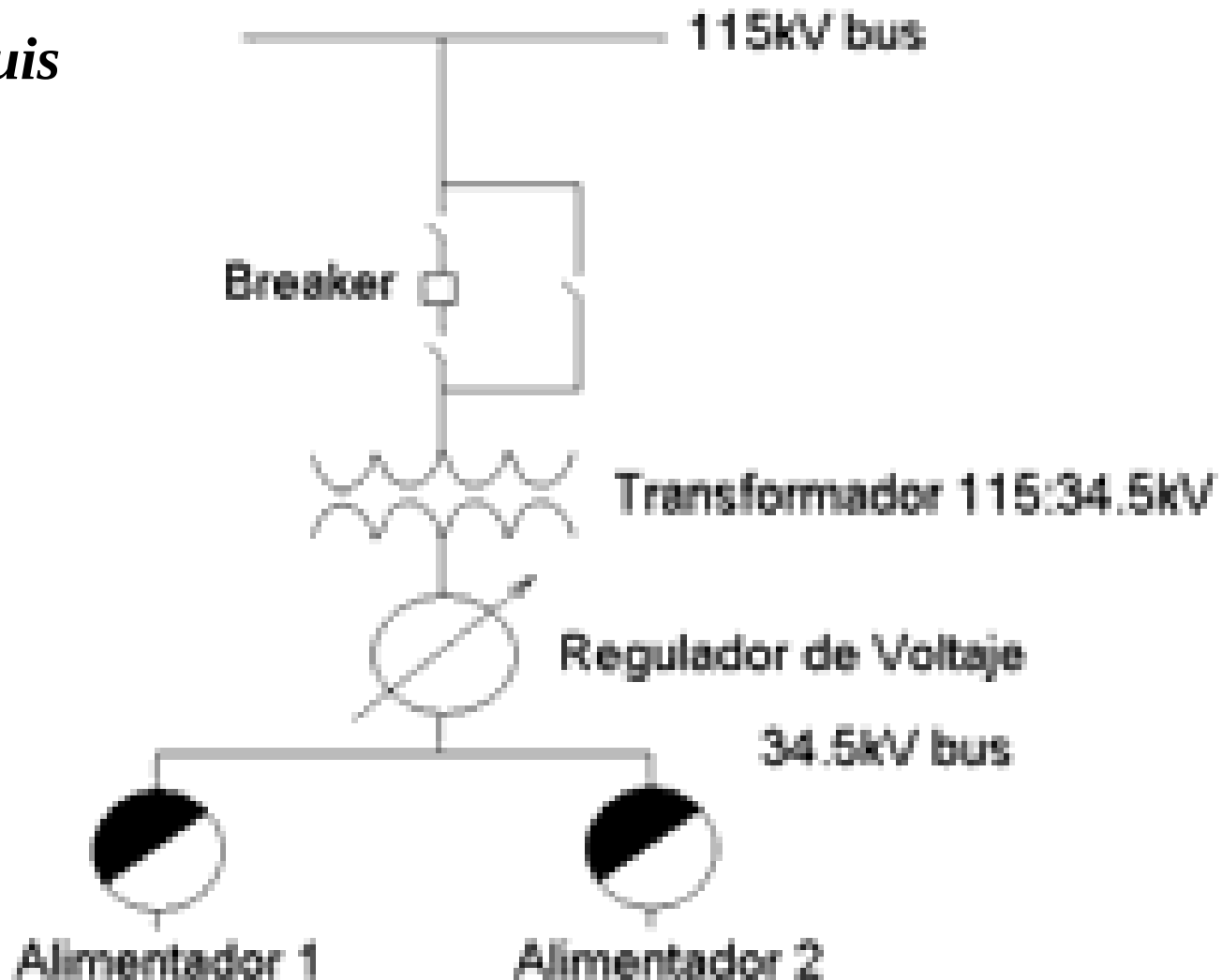


Visita al campo:

- Subestación y líneas existentes
- GPS
- Registro

Visita al campo - Subestación:

Croquis



Visita al campo - Subestación:

- Capacidad de la subestación
- Capacidad disponible en la subestación
- Voltajes en ambos lados del transformador
- Tomas disponibles en el transformador
- Existe regulación automática de voltaje
- Impedancia del transformador y de la conexión a tierra
- Configuración de la conexión del transformador
- Características de dispositivos de protección de sobrecorrientes
- Características de otros equipos de la subestación

Recabar información del punto de origen o suministro para el proyecto (1):

- Nivel de tensión en las líneas de distribución existentes
- Número de fases disponible
- ¿Existe neutro físico?
- Distancia desde la subestación
- Conductor existente desde la subestación
- Carga en la línea existente

Recolectar información del punto de origen o suministro para el proyecto (2):

- Consumo promedio de energía en la última comunidad electrificada
- Tasa de penetración actual en el área electrificada

GPS:

Navegador

+/- 8m



\$200-\$300



Agrimensor

+/- 1cm



\$15,000

Visita al campo - GPS:



Visita al campo - Registro:

<u>Punto de interés/comunidad</u>	<u>km</u>	<u>Numero de usuarios</u>	<u>Notas</u>
Subestación Aranjuez	0.0	-	
Parque Industrial	6.0	(3500kW)	(carga existente)
Aeropuerto	8.0	(100kW)	(carga existente)
Santa Catalina	13.3	(50kW)	Fin de línea trifásica
Gra Loma	18.5	8	
Tawricasa	22.6	15	
Punilla	24.3	41	
Silvico	27.8	5	
Chataquilla	30.6	1	Convento
Chaunaca	36.6	10	
Caraviri	41.4	30	
Colpacucho	48.9	30	
Potolo	54.3	300	Fin de línea
Molle Molle	59.7	38	Chuquisaca
Molle Molle 2	60.0	102	Potosí
Sorojchi	62.6	73	
Isluco	64.6	22	
Yoroca	65.1	69	
Tomoyo	68.5	84	
Joroja	69.3	41	
Llatapata	70.6	35	
Kasapata	72.5	35	
Sorocoto	76.2	108	
Soroscopa	77.2	41	

Cálculo de carga (1):

USUARIOS POR CLASE

Comunidad		Residencia	Tienda	Escuela	Molina	Centro Medico	Punto Entel	Total
kWh/mes		25	75	100	250	150	120	
1	Molle Molle (Chuquisaca)	54	1	1	1	-	-	57
2	Molle Molle (Potosi)	146	2	1	1	1	1	152
3	Sorojchi	105	2	1	-	1	1	110
4	Yoroca	98	3	1	1	-	-	103
5	Tomoyo	114	4	1	3	1	1	124
6	Llajtapata	50	1	-	-	1	-	52
7	Isluco	30	1	1	-	-	-	32
8	Joroja	60	1	1	-	-	-	62
9	Kasapata	50	1	-	-	1	-	52
10	Sorocoto	160	2	1	-	1	-	164
11	Soroscopa	60	1	1	-	-	-	62
TOTAL		927	19	9	6	6	3	970

Cálculo de carga (2):

Estimación de la demanda usando
datos de generación existente (si hay):

10 kWh/galón o 2.64 kWh/litro de diesel

Cálculo de carga (3):

$$\text{Demanda (D)} = (\text{Factor "A"}) * (\text{Factor "B"})$$

Donde:

$$\text{Factor A} = C * (1 - 0.4 * C + 0.4 * (C^2 + 40)^{0.5})$$

$$\text{Factor B} = 0.005925 * (\text{kWh/mes/consumidor})^{0.885}$$

C = número de consumidores

Cálculo de carga (4):

DEMANDA CALCULADA POR COMUNIDAD				
	Comunidad	Usuarios	kWh	kW
1	Molle Molle (Chuquisaca)	57	1,775	8
2	Molle Molle (Potosi)	152	4,420	19
3	Sorojchi	110	3,145	14
4	Yoroca	103	3,025	13
5	Tomoyo	124	4,270	18
6	Llajtapata	52	1,475	7
7	Isluco	32	925	5
8	Joroja	62	1,675	8
9	Kasapata	52	1,475	7
10	Sorocoto	164	4,400	19
11	Soroscopa	62	1,675	8
TOTAL		970	28,260	124

Diseño del proyecto:

- Selección del nivel de voltaje primario
- Determinación del número de fases
- Determinar la aplicación de un neutro físico
- Determinación del calibre del conductor
- Cálculo del voltaje mínimo en año 15

Selección del nivel de voltaje primario:

- Usualmente, selecciona el nivel de voltaje disponible en el punto de partida
- Si no sostiene el nivel de tensión en el flujo de carga:
 - puede instalar un banco de autotransformadores para elevar la tensión
 - puede extender la transmisión y construir una subestación

Determinación del número de fases:

- Aplicación de líneas monofásicas hasta:

Para sistemas de 12.5kV entre fases

Carga máxima, circuito principal- 70 amp

Carga máxima, ramales con fusibles- 25 amp

Para sistemas de 24.9kV entre fases

Carga máxima, circuito principal- 140 amp

Carga máxima, ramales con fusibles- 65 amp

Para sistemas de 34.5kV entre fases

Carga máxima, circuito principal- 200 amp

Carga máxima, ramales con fusibles- 80 amp

Determinar la aplicación del MRT:

- Para situaciones en que no existe ninguna esperanza de crecimiento de carga sobre una base muy baja (8 amperios por circuito)
- Para controlar los voltajes de neutro a tierra en las acometidas, es necesario implementar un sistema de doble puesta a tierra en los puestos de transformación, un sistema de puesta a tierra para el neutro primario del transformador y otro, ubicado a cierta distancia, para el neutro del sistema de baja tensión y la acometida.
- Otra consideración a tener en cuenta es la separación entre los sistemas de puesta a tierra del sistema primario y del sistema de baja tensión y la acometida.

Determinar la aplicación del MRT (2):

- Para limitar la gradiente de voltaje para la seguridad de personas o animales, se recomienda limitar el valor máximo del voltaje resultante en la puesta a tierra de la bobina primaria de un transformador a 20 voltios. Para lograr este valor para diferentes capacidades de transformadores, es necesario asegurar que las resistencias de la puesta a tierra no excedan los valores indicados en la tabla abajo:

Voltaje del Sistema	7.2kV	14.4kV	19.9kV
Modulo	Resistencia de Aterramiento Máximo- Ohmios		
10 kVA	15	30	30 (reglamento)
15 kVA	10	20	27
25 kVA	5	10	16

Determinación del calibre del conductor :

- Los niveles de demanda máxima a no más del 50% de la capacidad nominal
- #2 ACSR mínimo (NESC 235.B.1.b)
- 1/0ACSR mínimo para 34.5kV (RUS 1724E-200, pga 9-5)
- Selección económica

Selección económica de conductores:

$$CA = K_A * (Const) + K_L * (Loss)$$

Donde:

CA = Costo total anual de un kilómetro de línea

K_A = Factor de anualización de costos de inversión, típicamente ~ 0.15

Const = Costo de construcción de un kilómetro de línea con un conductor específico

K_L = Costo de adquisición de un kWh de energía a la entrada del proyecto

Loss = Pérdida anual en kWh de un kilómetro de línea con el conductor específico a una carga específica

$$= (LLF)(n)(I^2R)*8.76$$

Donde:

LLF = Factor de carga de pérdidas = $(\text{Factor de Carga})^2 * 0.84 + (\text{Factor de Carga}) * 0.16$

$n = 3.0$ si la línea es trifásica, 2.0 si la línea es monofásica

I = Corriente en la fase a la carga específica

R = resistencia en ohmios de un kilómetro del conductor específico

Selección económica de conductores:

Conductor	#4 ACSR	#2 ACSR	#1/0 ACSR	#2/0 ACSR	#4/0 ACSR	397.5 MCM
Costo Construcción \$/km	\$8,961	\$9,140	\$10,766	\$12,941	\$15,073	\$24,314
Carga kW.	Costo Total Annual \$/km					
400	\$1,406	\$1,410	\$1,639	\$1,961	\$2,273	\$3,654
600	\$1,483	\$1,458	\$1,670	\$1,985	\$2,288	\$3,662
800	\$1,591	\$1,526	\$1,713	\$2,019	\$2,310	\$3,673
1000	\$1,730	\$1,614	\$1,767	\$2,062	\$2,337	\$3,688
1200	\$1,900	\$1,720	\$1,835	\$2,115	\$2,371	\$3,706
1400	\$2,101	\$1,846	\$1,914	\$2,178	\$2,411	\$3,727
1600	\$2,332	\$1,992	\$2,005	\$2,251	\$2,456	\$3,752
1800	\$2,594	\$2,157	\$2,109	\$2,333	\$2,508	\$3,780
2000	\$2,888	\$2,341	\$2,225	\$2,425	\$2,566	\$3,811
2500	\$3,756	\$2,887	\$2,568	\$2,698	\$2,738	\$3,903
3000	\$4,817	\$3,553	\$2,988	\$3,031	\$2,948	\$4,015
3500	\$6,071	\$4,341	\$3,484	\$3,424	\$3,196	\$4,148
4000	\$7,519	\$5,251	\$4,056	\$3,878	\$3,483	\$4,301
4500	\$9,159	\$6,281	\$4,704	\$4,393	\$3,807	\$4,475
5000	\$10,992	\$7,433	\$5,428	\$4,968	\$4,170	\$4,669
5500	\$13,018	\$8,706	\$6,229	\$5,603	\$4,571	\$4,883
6000	\$15,237	\$10,100	\$7,106	\$6,300	\$5,010	\$5,118
6500	\$17,648	\$11,616	\$8,060	\$7,056	\$5,487	\$5,374
7000	\$20,253	\$13,252	\$9,089	\$7,873	\$6,002	\$5,649

Neutro reducido:

- Se puede usar un conductor de calibre reducido para el neutro en una línea trifásica con cargas equilibradas
- Se recomienda que el conductor del neutro tenga por lo menos el 20% de la capacidad del conductor de la fase en líneas trifásicas y que tengan características similares de flechado (RUS Boletín N° 61-4)

Neutro reducido:

Conductor de la Fase	Conductor del Neutro
#2 AWG ACSR	#2 AWG ACSR (calibre mínimo)
1/0 AWG ACSR	#2 AWG ACSR
2/0 AWG ACSR	#2 AWG ACSR
3/0 AWG ACSR	1/0 AWG ACSR
4/0 AWG ACSR	1/0 AWG ACSR

Cálculo del voltaje mínimo - año 20:

Límites de Tensión:

El rango aceptable es de **+4%/-7.5%** para condiciones normales y de **+7/-10%** en condiciones de emergencia.

Caída en Baja Tensión:

Como criterio de referencia, se pueden utilizar los siguientes valores:

Caída en Transformador	2%
Caída en red de Baja Tensión	2%
Caída en Acometida	1%
Total Caída en BT	5%

Modelo de flujo de carga:

- Carga Constante vs. Corriente Constante
- Calcular el efecto Capacitivo de Líneas Aéreas
- Modelar Cargas Desequilibradas
- Calcular Impedancias Desequilibradas
- Interface con GIS y GPS

Diseño del proyecto utilizando un modelo de flujo de carga:



Diseño del proyecto utilizando un modelo de flujo de carga:

Database: C:\MILSOFT\DATA\BOLIVIA\USDA\TOMOYO-STAKED-Y20.WM\
Title:
Case:

01/20/2006 08:57 Page 1

		Units Displayed In Percent -Base Voltage:100.0-														-----Element-----				
Element Name	Parent Name	Cnf	Type/ Conductor	Pri KV	Base Volt	Element Drop	Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	% PF	kW Loss	% Loss	km From Src	Length (km)	KW	KVAR	Cons On	Cons Thru
Aranjuez Sub		ABC		15.12Y	105.0	0.00	0.00	117.11	0	4798	2281	90	0.00	0.0	0.000	0.000	0	0	0	1567
Parque Industri	Aranjuez Sub	ABC	266 800 AC	14.99Y	104.1	0.92	0.92	117.11	25	4798	2281	90	20.66	0.4	6.000	6.000	4271	2068	0	1567
Aeropuerto	Parque Industri	ABC	#4/0ACSR6/	14.98Y	104.0	0.06	0.98	12.08	4	506	197	93	0.19	0.0	8.000	2.000	122	59	0	1567
Sta Catalina	Aeropuerto	ABC	#1/0ACSR6/	14.95Y	103.8	0.21	1.18	9.11	4	384	143	94	0.64	0.2	13.300	5.300	61	30	0	1567
Gra Loma	Sta Catalina	B	#2ACSR6/1	14.80Y	102.8	1.01	2.20	23.14	13	322	126	93	2.78	0.9	18.500	5.200	2	1	8	1567
Tawricasa	Gra Loma	B	#2ACSR6/1	14.69Y	102.0	0.80	2.99	23.03	13	317	125	93	2.17	0.7	22.619	4.119	4	2	15	1559
Punilla	Tawricasa	B	#2ACSR6/1	14.64Y	101.7	0.33	3.32	22.82	13	311	124	93	0.87	0.3	24.330	1.711	7	4	41	1544
Silvico	Punilla	B	#2ACSR6/1	14.55Y	101.0	0.66	3.98	22.29	12	303	121	93	1.73	0.6	27.816	3.486	1	1	5	1503
Chataquilla	Silvico	B	#2ACSR6/1	14.47Y	100.5	0.52	4.50	22.25	12	300	121	93	1.36	0.5	30.613	2.797	6	3	1	1498
Chaunaca	Chataquilla	B	#2ACSR6/1	14.31Y	99.4	1.10	5.60	21.83	12	293	119	93	2.84	1.0	36.599	5.986	2	1	10	1497
Caraviri	Chaunaca	B	#2ACSR6/1	14.19Y	98.5	0.88	6.49	21.73	12	287	119	92	2.25	0.8	41.434	4.835	6	3	30	1487
Colpacucho	Caraviri	B	#2ACSR6/1	13.99Y	97.2	1.34	7.83	21.33	12	279	117	92	3.35	1.2	48.897	7.463	6	3	30	1457
Potolo	Colpacucho	B	#2ACSR6/1	13.87Y	96.3	0.88	8.71	20.96	12	270	115	92	2.05	0.8	54.294	5.396	45	22	300	1427
Molle Molle S	Potolo	B	#2 ACSR 6/	13.78Y	95.7	0.59	9.30	17.44	10	222	95	92	1.20	0.5	58.487	4.193	18	9	73	1127
Molle Molle P	Molle Molle S	B	#2 ACSR 6/	13.76Y	95.5	0.18	9.47	16.05	9	203	88	92	0.32	0.2	59.912	1.425	35	17	183	1054
Sorojchi	Molle Molle P	B	#2 ACSR 6/	13.72Y	95.3	0.22	9.69	13.25	7	168	71	92	0.33	0.2	62.065	2.153	27	13	148	871
Isluco	Sorojchi	B	#2 ACSR 6/	13.72Y	95.3	0.01	9.70	0.94	1	12	5	92	0.00	0.0	64.210	2.145	12	6	69	69
Yoroca	Sorojchi	B	#2 ACSR 6/	13.70Y	95.2	0.16	9.85	10.16	6	129	54	92	0.18	0.1	64.035	1.970	19	9	86	654
Tomoyo 2	Yoroca	B	#2 ACSR 6/	13.66Y	94.9	0.29	10.14	8.65	5	109	46	92	0.30	0.3	68.035	4.000	0	0	0	568
Tomoyo	Tomoyo 2	B	#2 ACSR 6/	13.66Y	94.9	0.01	10.15	8.71	5	109	48	92	0.01	0.0	68.122	0.087	31	15	129	568
Llatapata	Tomoyo	B	#2 ACSR 6/	13.66Y	94.8	0.02	10.16	1.67	1	21	9	92	0.00	0.0	70.658	2.536	21	10	127	127
Joroja	Tomoyo	B	#2 ACSR 6/	13.65Y	94.8	0.05	10.20	4.53	3	57	24	92	0.03	0.0	69.721	1.599	17	8	104	312
Sorocoto	Joroja	B	#2 ACSR 6/	13.64Y	94.7	0.05	10.25	3.17	2	40	16	93	0.02	0.0	72.960	3.239	29	14	147	208
Soroscopa	Sorocoto	B	#2 ACSR 6/	13.64Y	94.7	0.01	10.26	0.86	0	11	4	94	0.00	0.0	75.406	2.446	11	5	61	61

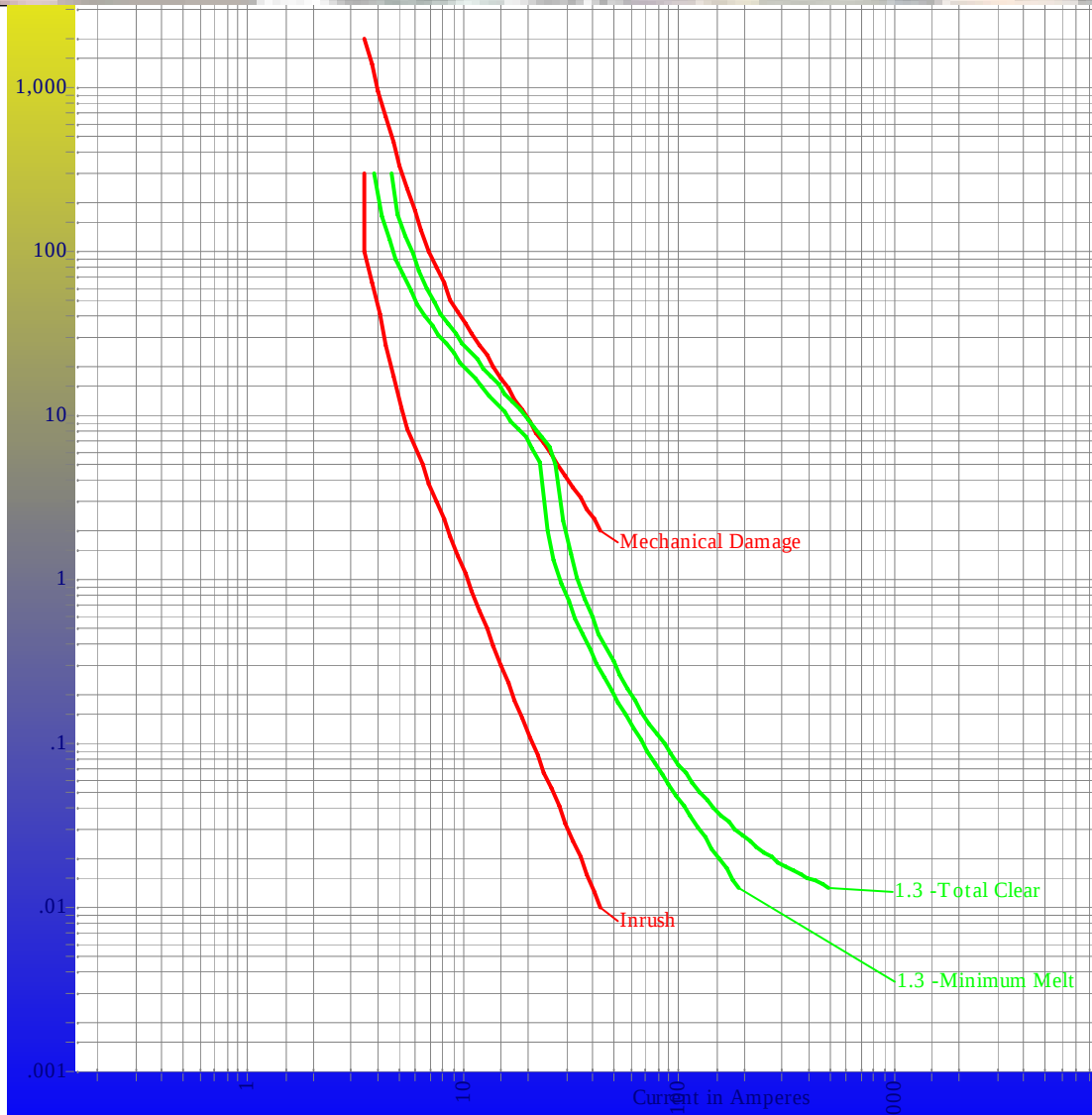
KEY-> L = Low Voltage H = High Voltage C = Capacity Over Limit (%capacity or load amps) G = Generator Out of kvar Limits P = Power Factor Low

	Load	Adjustment	Capacitance	Charging	Gen&Motors	Loops&Metas	Losses	No Load	Losses	Total				
KW	4754	0	0	0	0	0	43		0.00	4798	Lowest Voltage = 94.74 on Element Soroscopa			
KVAR	2303	0	0	-72	0	0	50			2281	Max Accm VoltD = 10.26 on Element Soroscopa			
											Max Elem VoltD = 1.34 on Element Colpacucho			

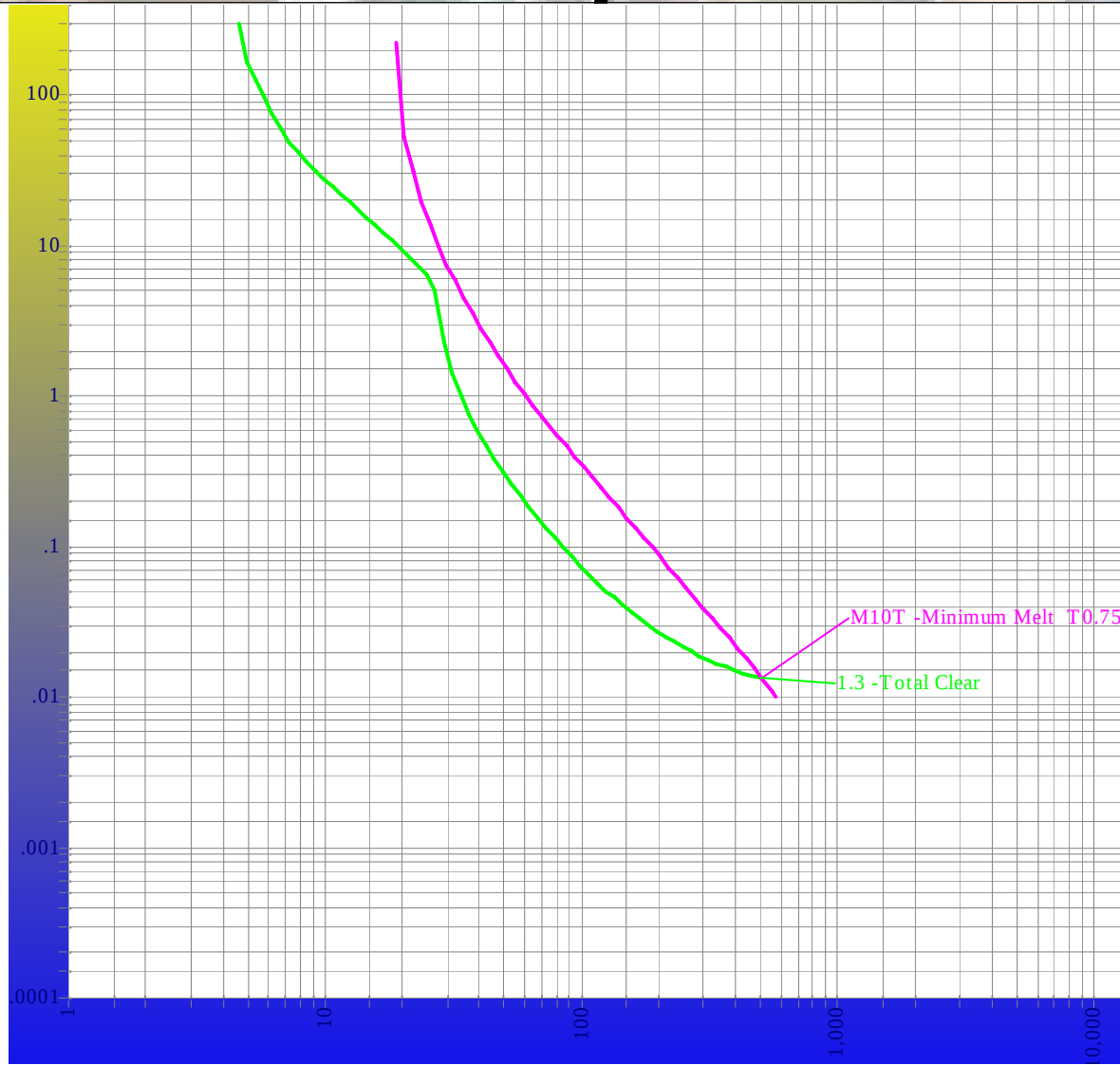
Coordinación de protecciones contra sobrecorrientes:



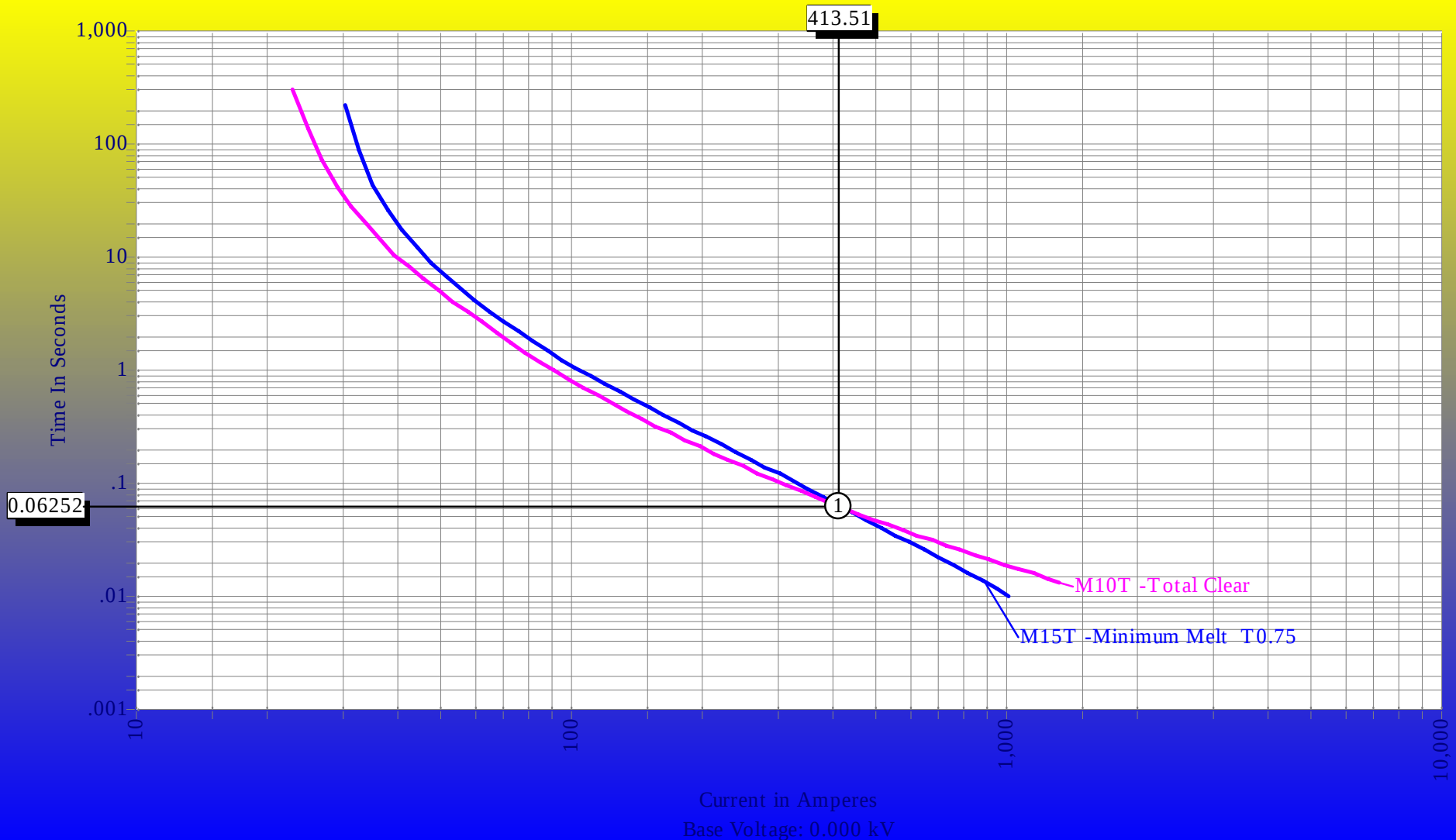
Coordinación de fusibles en transformadores:



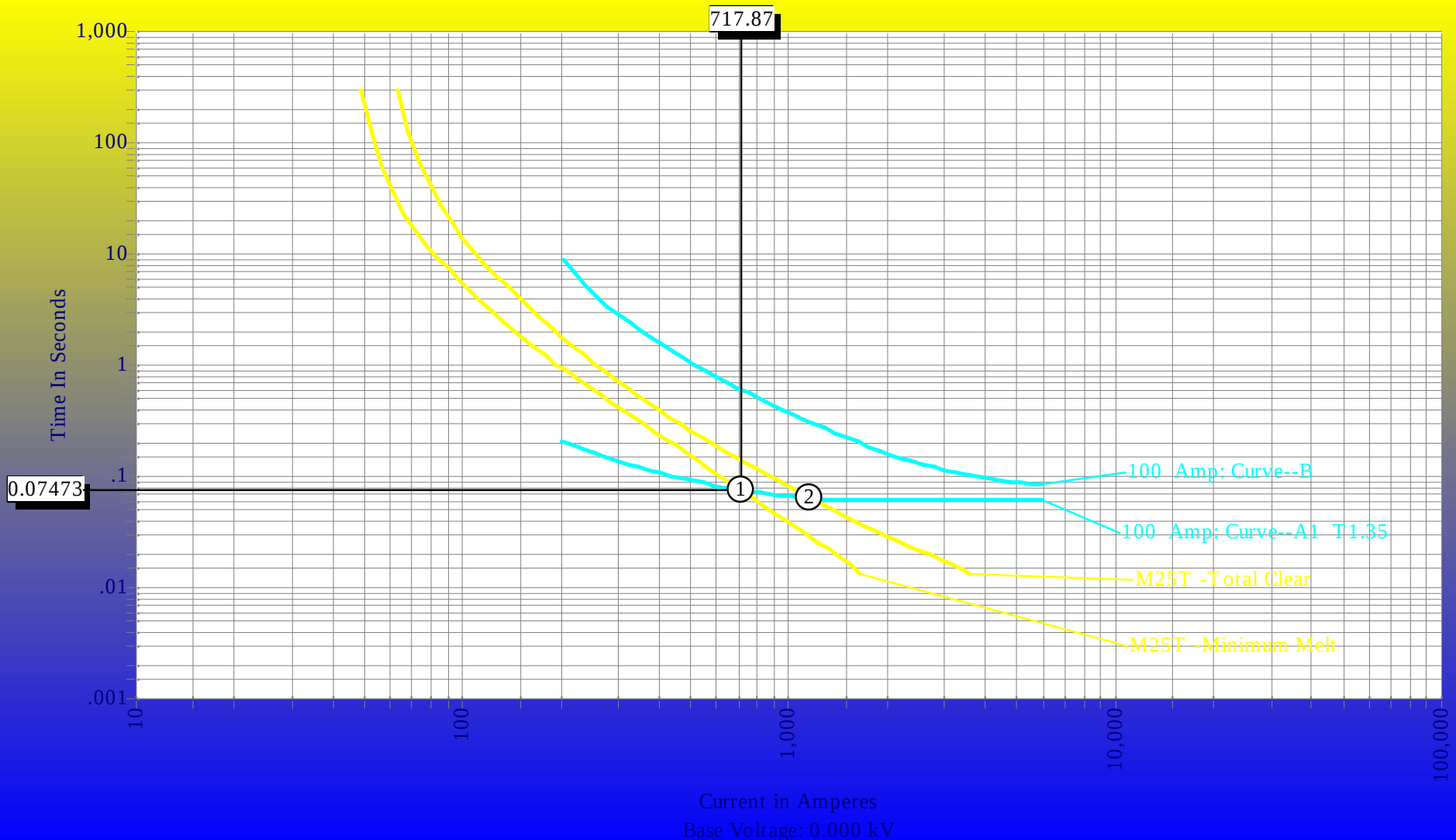
Coordinación de fusibles en ramal con fusible en transformadores:



Coordinación de fusibles en ramal con fusible en línea:



Coordinación de fusibles en línea con recloser en subestación:



Estimación de costos del proyecto:

- Base de Datos de Materiales
- Base de Datos de Mano de Obra
- Base de Datos por Unidad Constructiva
- Base de Datos de Diseños Anteriores
- Base de Datos de Costos de Acometidas
- Base de Datos del Costo del Estacado
- Costo Total de Inversión del Proyecto

Base de Datos por Unidad Constructiva:

Unidad: ZA1

Descripción	Cantidad	Costo Unitario	Costo Extendido
Arandela Cuadrada 2-1/4"(5/8")	3	\$ 0.13	\$ 0.39
Contratuerca 5/8"	2	\$ 0.11	\$ 0.23
Aislador Carrete, 1-3/4"	1	\$ 1.22	\$ 1.22
Conector Compresión Neutro Tierra	1	\$ 0.33	\$ 0.33
Juego varillas preformado, sencillo, fase	1	\$ 3.01	\$ 3.01
Juego varillas preformado, sencillo, neutro	1	\$ 2.17	\$ 2.17
Perno de Maquina, 5/8" x 10"	2	\$ 0.55	\$ 1.10
Perno aislador carrete 5/8" x 10"	1	\$ 2.43	\$ 2.43
Aislador tipo espiga, ANSI 56-3	1	\$30.22	\$ 30.22
Espiga punta de poste, 20"	1	\$ 3.68	\$ 3.68
Amarre de Aluminio	15	\$ 0.07	\$ 1.04
Costo Total de Materiales			\$ 45.81
Costo de Mano de Obra			\$ 5.79
Costo Total de la Unidad			\$ 51.60

Base de Datos de Diseños Anteriores:

Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
ZC1	71	\$ 165.28	\$11,734.65
ZC1-1	1	\$ 310.71	\$ 310.71
ZC2	9	\$ 311.45	\$ 2,803.08
ZC3	5	\$ 221.28	\$ 1,106.41
ZC6-10	2	\$ 490.96	\$ 981.92
ZC7-1	6	\$ 230.48	\$ 1,382.86
ZC7H	1	\$ 259.57	\$ 259.57
ZC8H	3	\$ 422.10	\$ 1,266.30
E1-2	49	\$ 22.95	\$ 1,124.64
E6-2	6	\$ 38.80	\$ 232.79
F1-12	61	\$ 20.46	\$ 1,247.79
M2-11	48	\$ 17.71	\$ 849.93
ZM3-3	1	\$ 455.90	\$ 455.90
ZM5-7	3	\$ 42.79	\$ 128.36
ZM5-18	1	\$ 42.24	\$ 42.24
Poste 11-6	78	\$ 107.22	\$ 8,362.93
Poste 12-6	10	\$ 130.67	\$ 1,306.73
Poste 13.5-5	6	\$ 144.30	\$ 865.79
1/0 ACSR	35,679	\$ 0.55	\$19,671.74
#2 ACSR	11,893	\$ 0.46	\$ 5,527.81
RM6	10,225	\$ 0.44	\$ 4,547.43
TOTAL			\$64,209.60
Unidades	12	km	
Precio Unitario		\$ 5,398.94	/km

Base de Datos de Acometidas:

Tipo de Acometida	K10M	K10E	K10L	K10P	K10P-X	TOTAL
Descripción	Sobrepuesta en pared de madera	Empotrada en pared de adobe	Sobrepuesta en pared de ladrillo	Puesta en poste de 6m	Puesta en poste de 9m	
Cantidad	414	494	530	3,122	180	4,740
Porcentaje	9%	10%	11%	66%	4%	100%

Base de Datos del Costo del Estacado:

Proyecto	Costo / km	Costo / Usuario
Nº 1	\$ 218.76	\$ 7.56
Nº 2	\$ 248.25	\$ 8.07
Nº 3	\$ 246.90	\$ 8.97
Nº 4	\$ 222.22	\$ 9.88
Nº 5	\$ 195.00	\$ 10.00
Nº 6	\$ 215.00	\$ 13.00
Promedio:	\$ 224.35	\$ 9.58
Tasa Inflación:		5%
Proyectado:	\$ 235.57	\$ 10.06

Costo Total de Inversión del Proyecto

	Tomoyo	km	fases	usuarios	KWh	kW	Estacado	Alimentador	Distribución	Costo Total	\$/Usuario
	Molle Molle										
1	(ambos)	6.4	1	200	6,000	25	\$ 4,723	\$ 28,160	\$ 94,000	\$ 126,883	\$ 634
2	Sorojchi	2.7	1	105	3,150	14	\$ 2,240	\$ 11,880	\$ 49,350	\$ 63,470	\$ 604
3	Yoroca	2.5	1	98	2,940	13	\$ 2,084	\$ 11,000	\$ 46,060	\$ 59,144	\$ 604
4	Tomoyo	4.2	1	114	3,420	15	\$ 2,893	\$ 18,480	\$ 53,580	\$ 74,953	\$ 657
5	Llatapata	2.0	1	50	1,500	7	\$ 1,326	\$ 8,800	\$ 23,500	\$ 33,626	\$ 673
6	Isluco	2.0	1	30	900	5	\$ 1,086	\$ 8,800	\$ 14,100	\$ 23,986	\$ 800
7	Joroja	1.0	1	60	1,800	8	\$ 1,083	\$ 4,400	\$ 28,200	\$ 33,683	\$ 561
8	Kasapata	3.0	1	50	1,500	7	\$ 1,689	\$ 13,200	\$ 23,500	\$ 38,389	\$ 768
9	Sorocoto	3.5	1	160	4,800	20	\$ 3,191	\$ 15,400	\$ 75,200	\$ 93,791	\$ 586
10	Soroscopa	1.0	1	60	1,800	8	\$ 1,083	\$ 4,400	\$ 28,200	\$ 33,683	\$ 561
		28.3	10	927	27,810	121	\$21,397	\$ 124,520	\$ 435,690	\$ 581,607	\$ 627

Descripción del Proyecto

Nombre del proyecto	Tomoyo
Ubicación del proyecto	Departamento de Potosí
Nombres de las comunidades beneficiadas	Molle Molle (ambos), Sorojchi, Yoroca, Tomoyo, Llatapata, Isluco, Joroja, Kasapata, Sorocoto, Soroscopa
Numero de usuarios beneficiados	927
Kilómetros de líneas primarias	28.3
Voltaje primario	14.4kV
Numero de fases	Monofásica
Tamaño de conductor	#2 AWG ACSR fase y neutro
Costo estimado del estacado	\$21,397
Costo estimado de los alimentadores	\$124,520
Costo estimado de las redes de distribución	\$435,690
Costo total estimado del proyecto	\$581,607
Costo por usuario estimado del proyecto	\$627
