ANEXO IV

COSTOS, SELECCIÓN DEL CONDUCTOR Y REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN

Costo Unitario de Líneas de Transmisión

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.11	0.00	8.11	8.11
2. Conductores y accesorios	1.00		32.79	0.00	32.79	32.79
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.55	0.00	4.55	4.55
5. Torres y accesorios	1.00		101.80	0.00	101.80	101.80
Sub-Total Materiales				**0.00**	**157.48**	**157.48**
6. Fundaciones	1.00	0.27		42.71		42.71
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.55		1.55
8. Montaje	1.00	0.24		38.00		38.00
Total Costo Base				**82.27**	**157.48**	**239.75**
9. Contingencias	0.10			8.23	15.75	23.97
10. Ingeniería y Administración	0.08			19.18		19.18
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			11.99		11.99
13. Inspección	0.05			11.99		11.99
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			14.38		14.38
COSTO TOTAL				**185.54**	**173.22**	**358.76**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		8.11	0.00	8.11	8.11
2. Conductores y accesorios	1.00		32.26	0.00	32.26	32.26
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.96	0.00	2.96	2.96
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.55	0.00	4.55	4.55
5. Torres y accesorios	1.00		135.74	0.00	135.74	135.74
Sub-Total Materiales				**0.00**	**193.84**	**193.84**
6. Fundaciones	1.00	0.32		61.08		61.08
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.22		2.22
8. Montaje	1.00	0.28		54.34		54.34
Total Costo Base				**117.65**	**193.84**	**311.49**
9. Contingencias	0.10			11.76	19.38	31.15
10. Ingeniería y Administración	0.08			24.92		24.92
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			15.57		15.57
13. Inspección	0.05			15.57		15.57
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			18.69		18.69
COSTO TOTAL				**241.67**	**213.23**	**454.90**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		16.28	0.00	16.28	16.28
2. Conductores y accesorios	1.00		65.59	0.00	65.59	65.59
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.96	0.00	2.96	2.96
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.55	0.00	4.55	4.55
5. Torres y accesorios	1.00		135.74	0.00	135.74	135.74
Sub-Total Materiales				**0.00**	**235.33**	**235.33**
6. Fundaciones	1.00	0.25		58.15		58.15
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.12		2.12
8. Montaje	1.00	0.22		51.74		51.74
Total Costo Base				**112.01**	**235.33**	**347.34**
9. Contingencias	0.10			11.20	23.53	34.73
10. Ingeniería y Administración	0.08			27.79		27.79
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			17.37		17.37
13. Inspección	0.05			17.37		17.37
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			20.84		20.84
COSTO TOTAL				**244.07**	**258.87**	**502.93**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		28.38	0.00	28.38	28.38
2. Conductores y accesorios	1.00		68.40	0.00	68.40	68.40
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.96	0.00	2.96	2.96
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.80	0.00	5.80	5.80
5. Torres y accesorios	1.00		127.83	0.00	127.83	127.83
Sub-Total Materiales				**0.00**	**243.59**	**243.59**
6. Fundaciones	1.00	0.26		63.70		63.70
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.98		2.98
8. Montaje	1.00	0.28		67.06		67.06
Total Costo Base				**133.74**	**243.59**	**377.34**
9. Contingencias	0.10			13.37	24.36	37.73
10. Ingeniería y Administración	0.08			30.19		30.19
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			18.87		18.87
13. Inspección	0.05			18.87		18.87
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			22.64		22.64
COSTO TOTAL				**275.18**	**267.95**	**543.13**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		28.38	0.00	28.38	28.38
2. Conductores y accesorios	1.00		68.40	0.00	68.40	68.40
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.96	0.00	2.96	2.96
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.80	0.00	5.80	5.80
5. Torres y accesorios	1.00		127.83	0.00	127.83	127.83
Sub-Total Materiales				**0.00**	**243.59**	**243.59**
6. Fundaciones	1.00	0.26		63.70		63.70
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.98		2.98
8. Montaje	1.00	0.28		67.06		67.06
Total Costo Base				**133.74**	**243.59**	**377.34**
9. Contingencias	0.10			13.37	24.36	37.73
10. Ingeniería y Administración	0.08			30.19		30.19
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			18.87		18.87
13. Inspección	0.05			18.87		18.87
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			22.64		22.64
COSTO TOTAL				**275.18**	**267.95**	**543.13**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		14.19	0.00	14.19	14.19
2. Conductores y accesorios	1.00		34.20	0.00	34.20	34.20
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		6.00	0.00	6.00	6.00
5. Torres y accesorios	1.00		57.54	0.00	57.54	57.54
Sub-Total Materiales				**0.00**	**122.15**	**122.15**
6. Fundaciones	1.00	0.26		31.94		31.94
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.50		1.50
8. Montaje	1.00	0.28		33.63		33.63
Total Costo Base				**67.07**	**122.15**	**189.22**
9. Contingencias	0.10			6.71	12.22	18.92
10. Ingeniería y Administración	0.08			15.14		15.14
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			9.46		9.46
13. Inspección	0.05			9.46		9.46
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			11.35		11.35
COSTO TOTAL				**156.69**	**134.37**	**291.05**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		28.38	0.00	28.38	28.38
2. Conductores y accesorios	1.00		82.95	0.00	82.95	82.95
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.96	0.00	2.96	2.96
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.80	0.00	5.80	5.80
5. Torres y accesorios	1.00		170.44	0.00	170.44	170.44
Sub-Total Materiales				**0.00**	**300.74**	**300.74**
6. Fundaciones	1.00	0.2633		79.17		79.17
7. Derecho de vía	1.00	0.0123		3.71		3.71
8. Montaje	1.00	0.2771		83.35		83.35
Total Costo Base				**166.23**	**300.74**	**466.97**
9. Contingencias	0.10			16.62	30.07	46.70
10. Ingeniería y Administración	0.08			37.36		37.36
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			23.35		23.35
13. Inspección	0.05			23.35		23.35
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			28.02		28.02
COSTO TOTAL				**332.42**	**330.82**	**663.24**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CONDUCTOR 714 DOVE ACCC						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		26.53	0.00	26.53	26.53
2. Conductores y accesorios	1.00		157.18	0.00	157.18	157.18
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.96	0.00	2.96	2.96
4. OPGW y accesorios	1.00		10.22	0.00	10.22	10.22
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.80	0.00	5.80	5.80
5. Torres y accesorios	1.00		127.83	0.00	127.83	127.83
Sub-Total Materiales				**0.00**	**330.52**	**330.52**
6. Fundaciones	1.00	0.26		86.43		86.43
7. Derecho de vía	1.00	0.01		4.05		4.05
8. Montaje	1.00	0.28		90.99		90.99
Total Costo Base				**181.47**	**330.52**	**511.99**
9. Contingencias	0.10			18.15	33.05	51.20
10. Ingeniería y Administración	0.08			40.96		40.96
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.05			25.60		25.60
13. Inspección	0.05			25.60		25.60
14. Indemnización B/. * kM	35.00			35.00		35.00
15. IDC	0.06			30.72		30.72
COSTO TOTAL				**359.99**	**363.57**	**723.56**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV Cable XLPE, 750 Cu.								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTOS UNITARIOS		COSTOS TOTALES		
				LOCAL	EXTRANJERO	LOCAL	EXTRANJERO	TOTAL
1	Cable XLPE, 750 Cu.	km	1.0	0	253.15	0.0	253.2	253.2
2	Terminal	c/u	6	0	13.19	0.0	79.2	79.2
3	Pararrayos	c/u	6	0	3.72	0.0	22.3	22.3
4	Estructuras y torre	lote	1	0	22.12	0.0	22.1	22.1
5	Repuestos	lote	1	0	32.63	0.0	32.6	32.6
	SUBTOTAL MATERIALES					**0.0**	**409.4**	**409.4**
6	Montaje	lote	0.138	56.5		56.5	0.0	56.5
7	Obra civil	lote	0.363	148.61		148.6	0.0	148.6
	TOTAL COSTO BASE					**205.1**	**409.4**	**614.5**
8	Contingencias		0.1			61.5		61.5
9	Ingeniería y Administración		0.08			49.2		49.2
10	Inspección		0.05			30.7		30.7
11	IDC		0.06			36.9		36.9
12	Diseño		0.03			18.4		18.4
13	EIA		0.01			6.1		6.1
	COSTO TOTAL					**407.9**	**409.4**	**817.3**

Costo Unitario de Subestaciones

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Autotransformador 100 MVA 230/115 kV	-	4,757,662	-
2	Autotransformador 100 MVA 230/115/34.5 kV	-	4,757,662	-
3	Autotransformador 120 MVA 230/22.2 kV	-	3,620,403	-
4	Autotransformador 150 MVA 230/115/34.5 kV	-	4,013,761	-
5	Autotransformador 175 MVA 230/115/13.8 kV	-	3,582,226	-
6	Autotransformador 175 MVA 230/115/34.5 kV	-	3,582,226	-
7	Autotransformador 350 MVA 230/115 kV	-	4,451,345	-
8	Autotransformador 350 MVA 230/115/13.8 kV	-	4,451,345	-
9	Autotransformador 50 MVA 230/115/34.5 kV	-	2,085,688	-
10	Autotransformador 62.5 MVA 115/34.5 kV	-	2,373,249	-
11	Autotransformador 70 MVA 230/115/34.5 kV	-	1,975,512	-
12	Banco de Capacitores 20 MVAR 115 kV	-	356,922	-
13	Banco de Capacitores 30 MVAR 230 kV	-	535,383	-
14	Cuchilla Manual Monopolar 230 kV	-	19,423	-
15	Cuchilla Manual Monopolar 34.5 kV	-	17,668	-
16	Cuchilla Manual Tetrapolar 115 kV	-	10,245	-
17	Cuchilla Motorizada Tetrapolar PT 115 kV	-	22,772	-
18	Cuchilla Manual Tetrapolar 230 kV	-	16,043	-
19	Cuchilla Motorizada Tetrapolar PT 230 kV	-	27,503	-
20	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 115 kV	-	14,517	-
21	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 115 kV	-	22,049	-
22	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 13.8 kV	-	8,480	-
23	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 230 kV	-	19,423	-
24	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 230 kV	-	23,307	-
25	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar 34.5 kV	-	17,668	-
26	Cuchilla Manual Trifásico Tripolar PT 34.5 kV	-	16,275	-
27	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 115 kV	-	20,134	-
28	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 115 kV	-	19,217	-
29	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 22.2 kV	-	10,314	-
30	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 22.2 kV	-	12,376	-
31	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 230 kV	-	27,503	-
32	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 230 kV	-	49,690	-
33	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar 34.5 kV	-	11,345	-
34	Cuchilla Motorizada Trifásico Tripolar PT 34.5 kV	-	13,614	-
35	Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar 192 kV	-	70,328	-
36	Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar 230 kV	-	77,625	-
37	Cuchilla Motorizada GIS Trifásico Tripolar PT 230 kV	-	97,031	-
38	Interruptor de Gabinete Trifásico Tripolar 13.8 kV	-	38,214	-
39	Interruptor GIS Monopolar 230 kV	-	428,442	-
40	Interruptor Tanque Muerto Monopolar 230 kV	-	275,143	-

41	Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 115 kV	-	205,952	-
42	Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 230 kV	-	142,099	-
43	Interruptor Tanque Muerto Trifásico Tripolar 34.5 kV	-	121,272	-
44	Interruptor Tanque Vivo Monopolar 115 kV	-	161,711	-
45	Interruptor Tanque Vivo Monopolar 230 kV	-	156,209	-
46	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 115 kV	-	98,770	-
47	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 22.2 kV	-	68,757	-
48	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 230 kV	-	142,099	-
49	Interruptor Tanque Vivo Trifásico Tripolar 34.5 kV	-	68,757	-
50	Pararrayo 192 kV	-	5,264	-
51	Pararrayo 22.2 kV	-	1,682	-
52	Pararrayo 34.5 kV	-	1,604	-
53	Pararrayo 96 kV	-	2,045	-
54	Reactor 20 MVAR 115 kV	-	1,077,399	-
55	Reactor 20 MVAR 230 kV	-	1,077,399	-
56	Reactor 20 MVAR 34.5 kV	-	985,814	-
57	Reactor 30 MVAR 230 kV	-	1,616,098	-
58	Reactor 60 MVAR 22.2 kV	-	2,957,442	-
59	Reactor ONAN 20 MVAR 230 kV	-	1,077,399	-
60	STATCOM 60 MVAR 22.2 kV	-	2,957,442	-
61	Transformador de Corriente 115 kV	-	9,989	-
62	Transformador de Corriente 22.2 kV	-	11,337	-
63	Transformador de Corriente 230 kV	-	21,631	-
64	Transformador de Corriente 34.5 kV	-	18,792	-
65	Transformador de Potencia 24 MVA 4.16/115 kV	-	1,063,056	-
66	Transformador de Potencia 83.33 MVA 230/34.5 kV	-	2,351,705	-
67	Transformador de Tierra 19.9 MVA 34.5 kV	-	871,898	-
68	Transformador de Tierra 25.4 kVA 22.2 kV	-	2,032	-
69	Transformador de Tierra 5 MVA 34.5 kV	-	262,884	-
70	Transformador de Tierra 5976 kVA 34.5 kV	-	262,884	-
71	Transformador de Voltaje 115 kV	-	10,963	-
72	Transformador de Voltaje 22.2 kV	-	11,131	-
73	Transformador de Voltaje 230 kV	-	17,092	-
74	Transformador de Voltaje 34.5 kV	-	14,361	-
75	Transformador de Potencia 83.33 MVA 230/34.5 kV	-	2,351,705	-
76	Transformador GIS de Corriente 230 kV	-	20,949	-
77	Transformador GIS de Voltaje 230 kV	-	17,092	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS			**-**

	SUBTOTAL DE EQUIPOS, SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**-**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
78	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	-
79	Servicios auxiliares	lote	12.00	-
80	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	-
81	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	-
82	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	-
83	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	-
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**-**
			% sobre Subtotal Suministro	
84	Montaje	lote	15.00	-
85	Obras Civiles Generales	lote	25.00	-
	TOTAL COSTO BASE			**-**
			% sobre Total Costo Base	
86	Contingencias		5.00	-
87	Diseño		3.00	-
88	Ingeniería		4.00	-
89	Administración		4.00	-
90	Inspección		5.00	-
91	IDC		6.00	-
92	EIA		0.19	-
93	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**-**

Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN OPTIMA DE CONDUCTORES

Los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor en una línea de transmisión son:

1. *Selección de la configuración o de las configuraciones de fase a ser adoptadas:* se realiza una elección de los tipos de torre y de la configuración de las cadenas de aisladores a ser estudiadas.

2. *Determinación de los tipos de conductores a ser considerados en la evaluación:*
   - 2.1. Conductor ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced): los conductores de aluminio-acero son los más ampliamente utilizados en líneas aéreas de transmisión en el mundo. Combinan satisfactoriamente las propiedades mecánicas del acero con las propiedades eléctricas y de conductibilidad del aluminio. Han sido empleados con buen desempeño aún cerca del litoral marítimo, no habiendo, en general, registros de corrosión acentuada del alma de acero debido a atmósferas salinas. En el caso de atmósferas muy salinas o agresivas, es práctica común optar por una clase de galvanización más espesa para el alma de acero.
   - 2.2. Conductor ACSR/AW: es un cable con características prácticamente iguales a las del cable ACSR común, pero con el alma más resistente a la corrosión.
   - 2.3. Conductor AAAC (All Aluminum – Alloy Conductor): se trata de conductores de aleación de aluminio, generalmente con la aleación ASTM 6201-T81. Son similares al ALMELEC, ampliamente utilizado en Francia. Es un conductor homogéneo con buen desempeño eléctrico y mecánico.
   - 2.4. Conductor ACAR (Aluminum Alloy Reinforced): este tipo de conductor posee la ventaja de no sufrir corrosión acentuada en el alma.

3. *Determinación del diámetro mínimo aceptable:* el diámetro mínimo aceptable es determinado en función del nivel de gradiente superficial máximo admisible, de las tensiones de inicio o extinción de la corona visible, de los niveles máximos de RI y RA, de la potencia natural de la línea, de la regulación

de tensión, de las pérdidas máximas admisibles y de la máxima temperatura de proyecto, la cual dependerá de la ubicación del proyecto.

3.1. Gradiente superficial: como el gradiente de potencia disruptivo del aire es del orden de 21 KVrms/cm, se debe, en la práctica, limitar el gradiente máximo superficial del conductor a cerca del 90% del valor anteriormente mencionado.

3.2. Tensión de extinción de corona: como la tensión de corona visible generalmente ocurre a un valor más bajo de tensión que el inicio de corona, basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para el cual no debe aparecer corona visible.

3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 □V/m.

3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.

3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.

3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.

3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos ¨templates¨ depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.

3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.

3.9. Campo eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

4. Determinación de las ecuaciones de regresión para el cálculo del peso de las estructuras en función de los conductores y del modelo meteorológico de la región.

5. Optimización preliminar para selección de la faja de calibres de conductores más económicos en función del valor presente de los costos de capital, las pérdidas, la instalación de potencia reactiva y de los costos de mantenimiento.
6. Elaboración de estudios de sensibilidad de las alternativas que se ubiquen próximo a las de mínimos valores presentes.

Finalmente, podemos indicar que la determinación de los conductores o del haz de conductores más económicos para una línea de transmisión debe armonizar dos metas fundamentales: un desempeño técnico adecuado y economía.

En lo que se refiere al desempeño técnico, se deben tener en cuenta los niveles de aislamiento adecuados, junto con un diámetro mínimo abajo del cual la operación de la línea de transmisión pueda tornarse precaria o deficiente.

En relación a la economía, la misma será función de la resistencia de los conductores en análisis, de las potencias a transmitir, de los costos de pérdidas y del periodo de análisis.

Una solución previamente ejecutada debe restringir el análisis económico apenas a la determinación de los calibres que sean técnicamente satisfactorios desde el punto de vista de los aspectos eléctricos.

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN PARA SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Protección Diferencial de línea

La política de aplicación del esquema de protección diferencial de corriente en líneas de transmisión, esquema de protección primaria, está sujeta a la longitud de la línea (líneas menores a 60 Km) y a la facilidad del medio de comunicación (fibra óptica dedicada).

Cuando se utiliza el diferencial de línea, la comunicación entre los extremos de la línea debe ser muy confiable, ya que de esta forma se asegura que en todo momento se realiza la comparación entre las corrientes de los extremos.

Una cantidad remota conteniendo la información de corriente necesita ser enviada al extremo local para comparación con la corriente local. Las cantidades a ser comparadas necesitan ser coincidentes en tiempo y la información del fasor debe ser preservada, de no ser así disparos incorrectos pueden ocurrir.

Se requiere tomar en cuenta el diseño de la interfase de comunicación del relevador, la cual tiene que bloquear mensajes de data corrupta que le llegan a cada relé y asegurar que los relés en ambos extremos permanezcan sincronizados. Además, el relé debe poder medir y compensar con precisión el tiempo de retardo del canal, de manera de poder realizar un adecuado alineamiento de las cantidades medidas.

El principio de medición del relé debe manejar adecuadamente los errores introducidos por los transformadores de corrientes (TC) y las corrientes capacitivas.

La protección debe contar con facilidad de medición de la corriente diferencial en una base por fase y debe permitir la selección de disparo tripolar o monopolar, de manera de poder implementar esquema automático de recierre de alta velocidad.

La corriente mínima de operación debe ser ajustable y debe ser dependiente de la característica diferencial de porcentaje. Debe tener curva de operación con doble pendiente, donde cada pendiente sea ajustable.

Para perdida de comunicación entre los relevadores del extremo de la línea protegida, la protección diferencial de corriente cuenta con una protección de respaldo que está habilitada continuamente.

Protección de Distancia

En la red de transmisión de ETESA, para líneas menores de 60 Km., es utilizada una protección secundaria de comparación direccional conformada por un relé de distancia. Para líneas de transmisión superiores a 60 Km. de longitud, tanto la protección primaria como la protección secundaria son esquemas de comparación direccional.

La protección de distancia debe contar con cuatro zonas de operación tres de las cuales detectan fallas hacia delante y una que detecta fallas hacia atrás.

Las zonas pueden ser de características mho o de características cuadrilateral. Las características mho puede ser polarizada con voltaje de memoria de secuencia positiva o una técnica superior. La característica cuadrilateral puede ser polarizada con corriente de secuencia cero o negativa o con una técnica superior.

La característica cuadrilateral está conformada por cuatro líneas que se intersecan formando un cuadrilátero en el plano x-y. Una de estas líneas es el límite reactivo superior, otra el límite resistivo positivo, otra el límite resistivo negativo y finalmente la línea de direccionamiento que cruza por el origen del plano x-y. El alcance resistivo máximo debe guardar un margen de seguridad con la impedancia de carga máxima de la línea igual al 20%.

Zona uno detecta fallas hacia delante de la línea y es ajustada a un 80% de la impedancia de secuencia positiva. La operación de zona uno es instantánea.

Zona dos detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente eléctricamente más corta. Zona dos es menor que la zona uno de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona dos depende de la estabilidad del sistema. Debe realizar un estudio que indique el tiempo crítico de despeje de fallas. Además, tiene que asegurar la coordinación con las protecciones de las líneas existentes.

Zona tres detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más el 100% de la línea adyacente eléctricamente más larga. Zona tres es menor que la zona dos de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes

condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona tres es de un segundo.

Zona cuatro detecta fallas hacia atrás, sirviendo de respaldo de la protección de barra del bus local. El tiempo de operación de zona cuatros es de un segundo.

Protección Direccional de Sobrecorriente de Falla a Tierra (67N)

Las protecciones de distancia tienen como respaldo al 67N. Esta protección debe existir como una función programada en el relevador de distancia/diferencial o como un equipo independiente. El 67N debe ser polarizado por elementos de secuencia negativa. El tap debe ajustarse 1.5 veces o más por encima del máximo desbalance y 2 veces o más por debajo de la falla mínima. Consideramos que el máximo desbalance en transmisión es el 10% de la carga máxima que puede llevar la línea. También, hay que verificar la coordinación entre el nuevo 67N y los de las líneas adyacentes. Se espera que una falla al final de la línea sea despejada en un tiempo igual al tiempo de zona dos (400 milisegundos).

Esquema piloto

El esquema piloto usa canales de comunicación para enviar información desde la protección local hasta la protección en el bus remoto. El propósito es despejar instantáneamente las fallas a lo largo de toda la línea protegida. ETESA utiliza el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). Cada línea cuenta con dos canales de comunicación. El primario es 21X1 y el secundario, 21X2. Requerimos dualidad en el envío. Es decir, tanto la protección secundaria como la primaria tienen que enviar tonos por ambos canales de comunicación. Las protecciones de línea únicamente envían tono si el elemento de zona 1 se activa. No se utiliza dualidad en el recibo, la protección primaria recibe información del canal primario y la protección secundaria del canal secundario.

Si las protecciones de línea reciben tono y además tienen activo el elemento de zona dos, entonces ocurre un disparo asistido.

Adicional al esquema PUTT, ETESA utiliza como respaldo para fallas en la línea remota el esquema de fallo de interruptor remoto (BFR). Cuando el esquema de fallo de interruptor local opera, envía un tono por los canales primario y secundario. En el extremo remoto se reciben ambos tonos que junto a la activación del elemento de zona tres de las protecciones primaria y secundaria hacen operar el esquema BFR. Este esquema sólo dispara los interruptores asociados a la línea.

Recerrador

El esquema de recierre es monopolar y puede conformarse por un solo recerrador por línea o por un recerrador por cada interruptor. Se utilizará el esquema maestro seguidor, siendo el interruptor de la barra el maestro y el del medio, el seguidor. Primero, recierra el interruptor maestro, transcurre un tiempo programable y finalmente, recierra el seguidor. Si por alguna razón el maestro se encuentra fuera de servicio, el seguidor se convertirá en el maestro.

El tiempo muerto, que es el tiempo en que la fase fallada permanece abierta es de 800mseg. Durante el tiempo muerto el recerrador debe bloquear la función 67N. El tiempo de reclamo, que es el tiempo inmediatamente posterior al recierre es de 25seg. Cualquier tipo de falla que ocurra durante el tiempo muerto o de reclamo se despeja tripolarmente y el recerrador se bloquea. La forma de desbloquearlo es cuando se cierra el interruptor.

En el esquema de recierre se monitorea el estatus de cada polo para asegurar que solamente se realicen recierres monopolares. También, se verifica la condición del interruptor (resorte cargado, buena presión de gas). Para que el recierre sea exitoso esta condición debe ser óptima, de no ser así las otras dos fases son disparadas por el recerrador. Por otro lado, cada vez que se solicite una tarjeta amarilla, el recerrador debe desactivarse por comando enviado desde el CND. Tiene que garantizarse que cualquier falla que ocurra cuando el recierre esté desactivado provoque disparo tripolar de los interruptores asociados a la línea. En el caso que compartan la misma bahía, si el recerrador de la línea 1 está con tarjeta amarilla y ocurre una falla en la línea 2, el interruptor del medio disparará tripolarmente.

Protección de transformadores

El esquema de protección de los transformadores de ETESA está conformado por 2 protecciones diferenciales (87T) de alta velocidad, Sobrecorrientes instantáneos de tiempo definido (50 TD) para condiciones de sobrecarga y Sobrecorrientes tiempo inverso de fase (51 P) como respaldo para fallas en el terciario cuya conexión es típicamente en delta, también debe contar con un sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) como respaldo ante fallas asimétricas externas al transformador. Los transformadores deben contar con las protecciones mecánicas por temperatura, presión súbita y Bucholtz.

Al operar la protección diferencial de transformador, debe activar un relé de disparo y bloqueo (86T) para disparar todos sus interruptores asociados y evitar someterlo nuevamente a fallas antes de reponer el relé 86T

Protección de reactores

El esquema de protección de los reactores está conformado por relevadores de sobrecorriente si el reactor está acoplado al sistema directamente sobre la barra de la subestación, si el reactor entra en una nave (como es el caso de las subestaciones del proyecto GUVELLA), se requiere de una protección diferencial que proteja desde el reactor hasta los interruptores de la nave en donde esté conectado.

Protección de fallo de interruptor

El esquema de fallo de interruptor es un esquema de respaldo que está conformado por relés de sobrecorriente instantáneos (50 BF), temporizador (62 BF) y relés de disparo y bloqueo (86 BF). El esquema es iniciado por contactos de las protecciones en serie con contactos del 50 BF, si el sobrecorriente instantáneo 50BF detecta corriente de falla a pesar del disparo de la protección, cierra su contacto energizando la bobina del temporizador 62 BF el cual al cumplir su tiempo de ajuste cierra un contacto que dispara el relevador multicontacto 86 BF que dispara y bloquea los interruptores adyacentes locales y transfiere el disparo a los interruptores remotos adyacentes de ser necesario.

Protección de Barras

El esquema de protección diferencial de barras está conformado por protecciones diferenciales de alta impedancia cuya operación es por voltajes para asegurar su estabilidad para fallas de altas corrientes, evitando problemas por saturación de CT´s. Para los disparos de esta protección, se utiliza un relé de disparo y bloqueo 86 B que dispara y bloquea todos los interruptores asociados a la barra.

Protección de Transformador de tierra

Las protecciones de los transformadores de tierra son protecciones de respaldo para fallas monofásicas que consisten en relays de sobrecorriente de tiempo inverso (51G), los cuales deben estar debidamente coordinados con las protecciones de los alimentadores que salen de la barra de 34.5 KV de las subestaciones.