



**GRUPO III
GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT**

**CUSTOS DE ESTRUTURAS METÁLICAS EM PROJETOS DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO, EM FUNÇÃO DO CABO CONDUTOR, TEMPERATURA DE
PROJETO E PERFIL DE TERRENO**

João Nelson Hoffmann*

Hiram Eder Fonseca De Lima

COPEL TRANSMISSÃO S. A.

RESUMO

São apresentados os custos de estruturas metálicas em linhas de transmissão, em função da tensão da LT (138 kV e 230 kV), tipo de circuito (simples ou duplo), topografia (terreno plano, normal e acidentado), cabo condutor (CAA, ACSR TW, AAAC, ACAR e ACSS, totalizando 10 cabos diferentes) e temperatura de projeto (50, 70 e 90 °C para os cabos CAA, ACAR e AAAC, e 120, 150 e 180 °C para os cabos ACSS). Para a obtenção dos valores foram feitas cerca de 200 simulações de projetos de linhas de transmissão em computador (software PLS-CADD), cada projeto com 30 km de extensão.

PALAVRAS-CHAVE

Linha de transmissão, Estruturas Metálicas, Condutores, Custos

1.0 INTRODUÇÃO

Na implantação de uma nova linha de transmissão é feito um estudo técnico-econômico que indica o nível de tensão e o cabo condutor mais adequado. Normalmente, este estudo considera os seguintes aspectos:

- a) definição da tensão mais apropriada, em princípio, em função da regulação (queda de tensão),
- b) custos das perdas por efeito Corona, e por aquecimento nos cabos condutores e pára-raios (correntes induzidas),
- c) custos de manutenção,

d) custos de aquisição e montagem dos cabos condutores e pára-raios,

e) custos de aquisição e montagem das torres.

Todos estes itens são normalmente definidos de modo relativamente simples, com exceção do item e - custos das torres. Nota-se ainda que o cálculo de perdas por aquecimento não pode ser generalizado em função, dentre outras variáveis, do regime de carregamento da LT. Desta forma, este Informe Técnico terá como enfoque principal a obtenção dos custos das torres, por ser o item de mais difícil avaliação, sem preocupar-se com a avaliação dos custos da linha de transmissão como um todo.

2.0 CABOS CONDUTORES

Na avaliação dos custos das torres, foram consideradas diversas alternativas de projetos de linhas de transmissão com diferentes cabos condutores, cujas características principais são resumidas a seguir:

2.1 Cabos Tipo CAA

É o cabo mais utilizado em transmissão de energia elétrica, com fios centrais em aço e fios externos em liga de alumínio 1350-H19. Diferentes combinações de aço-alumínio permitem obter altas cargas de ruptura sem sacrifício da ampacidade. Os fios de aço são galvanizados (classes A, B ou C, ver ref. [2]), ou como alternativa, podem ser tratados com camadas de alumínio (ACSR AZ - ref. [3], e ACSR AW, ref. [4]).

2.2 Cabos Tipo ACSR TW

São semelhantes ao CAA, porém os fios de alumínio tem forma trapezoidal (ref. [5]), preenchendo os espaços que se formam no caso dos fios circulares.

Existem dois projetos deste cabo: o primeiro permite igual área de alumínio e menor diâmetro quando comparado com o CAA equivalente, conduzindo a uma economia em torres. O segundo projeto possui igual diâmetro e portanto, maior ampacidade do que o CAA equivalente.

2.3 Cabos Tipo ACAR

Semelhantes ao CAA, porém os fios centrais são em alumínio liga 6201 (ref. [6]). Utilizados também em redes de distribuição, oferecendo maior ampacidade porém menor carga de ruptura e menor peso do que o CAA de mesmo diâmetro.

2.4 Cabos Tipo AAAC

Utilizado em linhas de transmissão e em menor escala, em redes de distribuição. Todos os fios são em alumínio liga 6201 (ref. [7]), permitindo uma boa relação carga de ruptura / peso unitário, o que conduz a menores flechas do que o CAA de mesmo diâmetro.

2.5 Cabos Tipo ACSS

Projetado para operar continuamente em elevadas temperaturas, podendo chegar a 200°C sem perda das características mecânicas. É formado por fios de aço centrais com camadas de alumínio liga 1350-0 sobrepostas sendo que, devido às características da liga, o aço suporta praticamente toda a carga mecânica. Tem flechas menores do que o CAA e portanto, apresenta vantagens na recapacitação de linhas de transmissão e em projetos de linhas novas com altas temperaturas. No entanto, a maior ampacidade conduz também a maiores perdas por aquecimento.

3.0 METODOLOGIA

Para a obtenção dos custos com torres em linhas de transmissão, foram feitas simulações de projetos (locação de estruturas) de linhas de transmissão em trechos com 30 km de extensão, utilizando-se o software PLS-CADD (ref. [1]). As seguintes alternativas foram consideradas:

a) *tensão da LT* : 138 kV e 230 kV,

b) *tipo de circuito* : simples e duplo, utilizando as séries de torres desenvolvidas na COPEL, as quais foram originalmente projetadas para os cabos Ibis/397,5 MCM (séries de 138 kV) e Grosbeak/636 MCM (séries de 230 kV). Deste modo, os limites de utilização das torres foram redefinidos para cada tipo de cabo condutor, sendo que o novo “vão de peso” foi considerado proporcional ao peso unitário do cabo, e o novo “vão de vento” proporcional ao diâmetro.

c) *cabo condutor e temperatura de projeto* : foram considerados 10 tipos diferentes de cabos condutores e 3 valores de temperatura de projeto, conforme resumido na Tabela 1.

Tensão	Circuito	Temp. Projeto	Cabo Condutor (Tipo/MCM)
138 kV	Simplex	120 °C, 150 °C, 180 °C	ACSS/397
138 kV	Simplex	50 °C, 70 °C, 90 °C	CAA/266, CAA/397, ACSR TW/397, CAA/636, ACAR/355, AAAC/394, AAAC/465
138 kV	Duplo		CAA/266, CAA/397, CAA/636, AAAC/394 AAAC/465
230 kV	Simplex		CAA/397, CAA/636, AAAC/652, CAA/900
230 kV	Duplo		CAA/397, CAA/636, AAAC/652, CAA/900

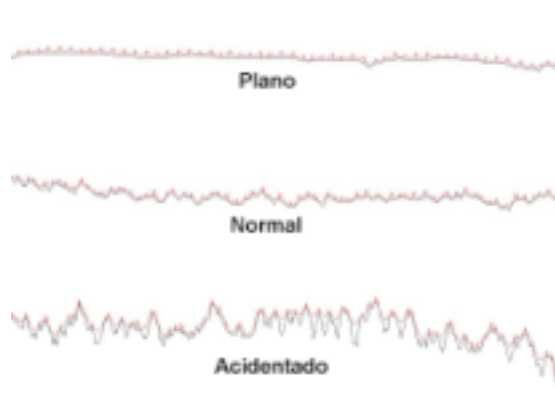


Figura 1 – Tipos de terrenos considerados (30 km)

d) *tipo de terreno* : em complemento, foram considerados projetos sobre terrenos tipo “Plano”, “Normal” e “Acidentado”, conforme ilustrados na Figura 1.

As diversas combinações das alternativas acima resultaram em cerca de 200 simulações de projetos de linhas de transmissão. Os custos obtidos de torres/km estão indicados na Tabela 2 (1000 R\$/km) e na Tabela 3 (valores percentuais)

Tabela 2 – Custos De Estruturas Em 1000 R\$/km

TIPO DE TERRENO =>			PLANO			NORMAL			ACIDENTADO		
TEMP. DE PROJETO =>			50	70	90	50	70	90	50	70	90
138	CS	CAA 266	37,90	38,93	39,77	33,15	34,10	35,03	27,65	28,29	28,87
		ACAR 355	44,40	45,27	46,07	39,70	40,57	41,33	32,39	33,30	33,93
		AAAC 394	36,03	37,23	38,50	32,12	33,43	34,40	27,34	28,65	29,52
		CAA 397	38,77	39,60	41,07	34,73	35,77	36,77	29,12	29,68	30,32
		ACSR TW 397	38,50	39,40	40,23	33,87	34,67	35,50	28,34	28,81	29,51
		AAAC 465	36,57	37,73	38,80	32,71	33,87	34,97	28,19	29,22	30,03
	CAA 636	41,90	42,70	43,50	37,13	37,87	38,60	33,97	34,50	34,97	
	CD	CAA 266	52,63	54,30	55,73	46,90	48,37	49,67	39,53	40,43	42,23
		AAAC 394	50,17	52,17	54,23	45,97	47,67	49,30	39,43	41,20	42,27
		CAA 397	53,83	55,17	56,50	48,60	49,70	50,70	42,07	43,00	43,80
AAAC 465		51,40	52,97	54,50	46,27	47,63	49,00	40,67	42,33	43,27	
CAA 636		58,63	59,47	60,30	52,87	53,93	54,80	48,57	49,40	50,00	
230	CS	CAA 397	64,13	65,77	67,27	55,07	56,50	58,00	44,23	45,20	46,20
		CAA 636	65,13	66,70	68,13	55,93	57,30	58,77	47,17	48,17	48,87
		AAAC 652	59,70	62,03	64,20	51,20	53,37	55,23	43,60	44,87	46,47
		CAA 900	70,83	72,23	73,47	61,00	62,33	63,47	52,17	52,97	53,77
	CD	CAA 397	81,07	82,87	84,80	76,07	77,40	78,53	74,33	75,07	75,70
		CAA 636	88,80	89,57	90,50	88,43	89,30	89,93	91,87	92,77	93,63
		AAAC 652	81,93	83,33	84,63	82,20	83,47	84,87	84,90	86,53	87,77
		CAA 900	98,67	99,47	100,2	99,03	100,0	100,6	103,6	103,9	104,9

TEMP. DE PROJETO =>			120	150	180	120	150	180	120	150	180
138	CS	ACSS 397	45,87	46,67	47,20	40,37	40,87	41,43	33,80	34,27	35,00

TIPO DE TERRENO =>			PLANO			NORMAL			ACIDENTADO		
TEMP. DE PROJETO =>			50	70	90	50	70	90	50	70	90
138	CS	CAA 266	106,0	108,9	111,2	92,7	95,3	97,9	77,3	79,1	80,7
		ACAR 355	124,1	126,6	128,8	111,0	113,4	115,6	90,6	93,1	94,9
		AAAC 394	100,7	104,1	107,6	89,8	93,5	96,2	76,4	80,1	82,5
		CAA 397	108,4	110,7	114,8	97,1	100,0*	102,8	81,4	83,0	84,8
		ACSR TW 397	107,6	110,2	112,5	94,7	96,9	99,3	79,2	80,6	82,5
		AAAC 465	102,2	105,5	108,5	91,4	94,7	97,8	78,8	81,7	84,0
	CAA 636	117,1	119,4	121,6	103,8	105,9	107,9	95,0	96,5	97,8	
	CD	CAA 266	105,9	109,3	112,1	94,4	97,3	99,9	79,5	81,4	85,0
		AAAC 394	100,9	105,0	109,1	92,5	95,9	99,2	79,3	82,9	85,0
		CAA 397	108,3	111,0	113,7	97,8	100,0*	102,0	84,6	86,5	88,1
AAAC 465		103,4	106,6	109,7	93,1	95,8	98,6	81,8	85,2	87,1	
CAA 636		118,0	119,7	121,3	106,4	108,5	110,3	97,7	99,4	100,6	
230	CS	CAA 397	111,9	114,8	117,4	96,1	98,6	101,2	77,2	78,9	80,6
		CAA 636	113,7	116,4	118,9	97,6	100,0*	102,6	82,3	84,1	85,3
		AAAC 652	104,2	108,3	112,0	89,4	93,1	96,4	76,1	78,3	81,1
		CAA 900	123,6	126,1	128,2	106,5	108,8	110,8	91,0	92,4	93,8
	CD	CAA 397	90,8	92,8	95,0	85,2	86,7	87,9	83,2	84,1	84,8
		CAA 636	99,4	100,3	101,3	99,0	100,0*	100,7	102,9	103,9	104,9
		AAAC 652	91,8	93,3	94,8	92,0	93,5	95,0	95,1	96,9	98,3
		CAA 900	110,5	111,4	112,2	110,9	112,0	112,6	116,0	116,3	117,5

TEMP. DE PROJETO =>			120	150	180	120	150	180	120	150	180
138	CS	ACSS 397	128,2	130,5	132,0	112,9	114,3	115,8	94,5	95,8	97,9

Tendo-se em vista que os diversos cabos possuem diferentes capacidades de condução de corrente elétrica, para uma melhor avaliação dos resultados, foram preparados gráficos das Figuras 2, 3 e 4, que mostram a Temperatura de Projeto em função da potência transmitida pela LT em MVA.

Na elaboração destas figuras seguiu-se a metodologia da ref. [8], com os seguintes parâmetros básicos: Coeficiente de emissividade: 0,5 ; Coeficiente de absorção solar: 0,5 ; Temperatura ambiente: 40 °C ; Velocidade do vento: 0,6 m/s ; Direção do vento: ortogonal ao condutor ; Latitude da LT: 25° ; Direção da LT: Leste-Oeste; Horário: 12 hrs; Atmosfera sem poluição.

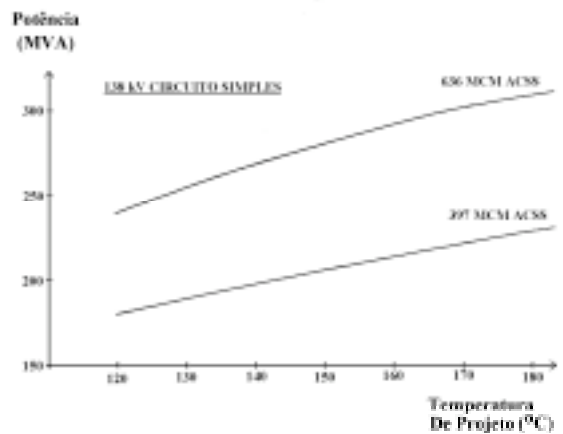


Figura 3 – Temperatura de Projeto em 138 kV, Cabos ACSS

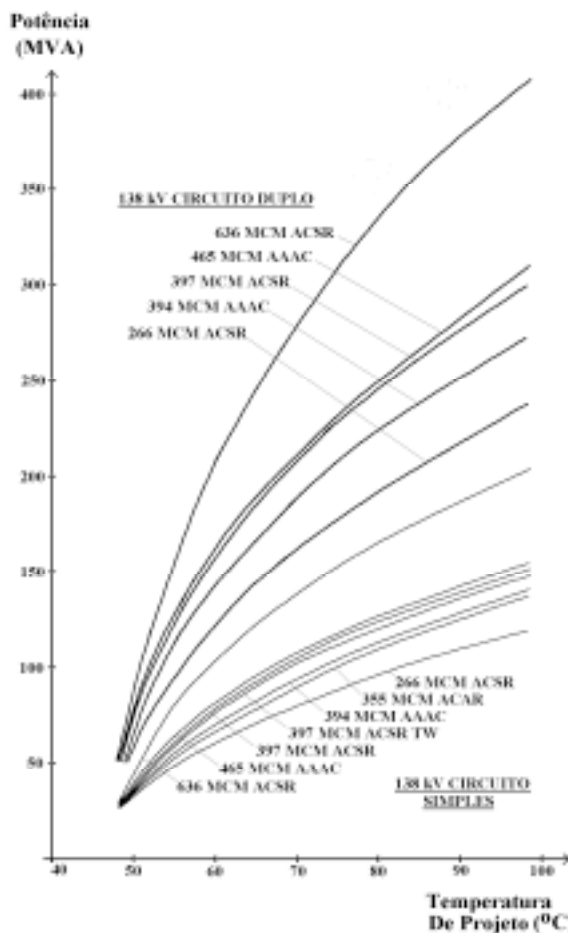


Figura 2 – Temperatura de Projeto em 138 kV, Cabos CAA, ACAR e AAAC

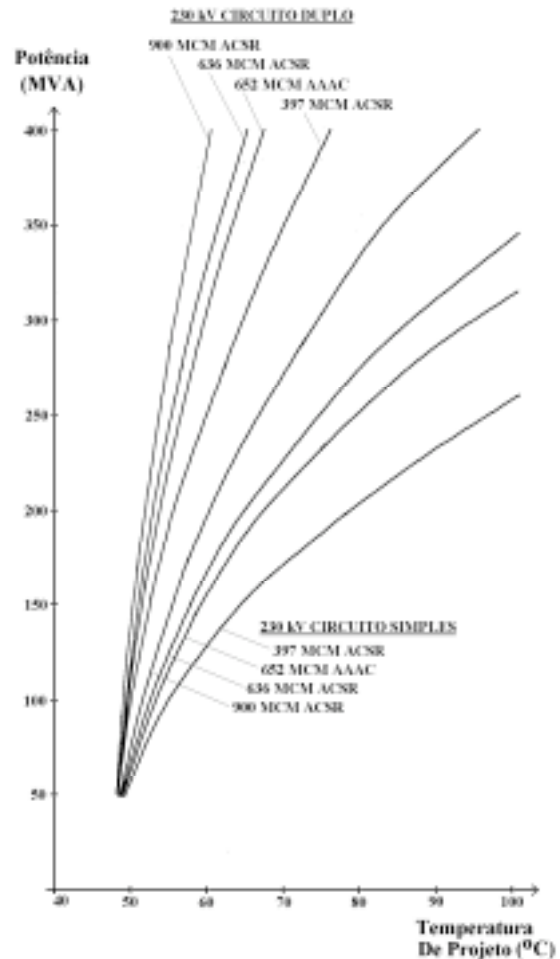


Figura 4 – Temperatura de Projeto em 138 kV, Cabos CAA, ACAR e AAAC

4.0 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise das Tabelas 2 e 3, em conjunto com as Figuras 2, 3 e 4 permitem algumas conclusões

referentes ao custo com torres em projetos de linhas de transmissão:

4.1 Influência da Topografia

Para a mesma temperatura de projeto do cabo condutor, um projeto sobre um terreno "Normal" apresenta 10 a 15% (média=12%) de redução no custo das torres do que um projeto sobre um terreno "Plano". Esta redução nos custos, de terreno "Normal" para "Acidentado" é de 10 a 20% (média=15%).

Porém, existem exceções como no caso da série de torres de 230 kV de circuito duplo, onde o custo é menor em terrenos planos: pode-se afirmar que esta série de torres não é a mais apropriada para terrenos do tipo "Acidentado", sendo constatadas diversas ocorrências de situações como as da Figura 5, onde são requeridas duas torres para transpor as elevações do terreno. Isto ocorre quando o vão de vento (vão médio) é relativamente pequeno, e portanto, é mais freqüente com cabos de maior diâmetro.

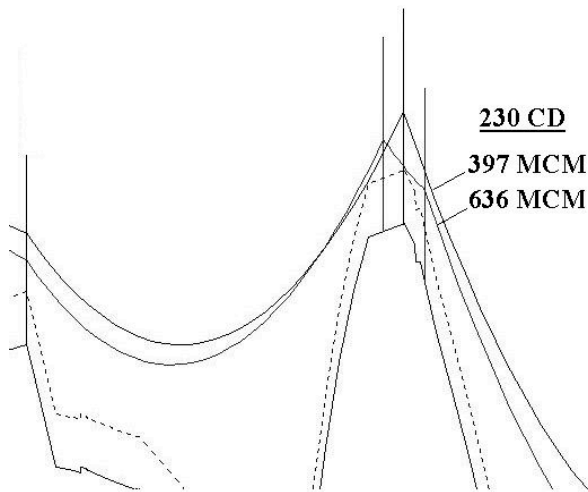


Figura 5 – Projeto de 230 kV, circuito duplo, em terreno "Acidentado"

4.2 Influência da Temperatura de Projeto

A Tabela 3 mostra que de modo geral, o acréscimo no custo das torres é da ordem de 1 a 2% (média=1,25%) para cada 10 graus de acréscimo na temperatura de projeto. Este percentual é tanto maior quanto mais plano é o terreno. O cabo AAAC tem os maiores percentuais (próximo de 2% em terrenos planos). A exceção é o ACSS, que tem percentuais da ordem de 0,5% para cada 10 graus de acréscimo na temperatura de projeto.

4.3 Comparação de Cabos ACSR TW x CAA

O cabo ACSR TW verificado apresentou uma redução da ordem de 3% no custo das torres, quando comparado com um CAA de mesma ampacidade e

perdas. Esta redução é consequência do menor diâmetro do cabo TW.

4.4 Comparação de Cabos AAAC x CAA

Conforme as Figuras 2 e 4, os cabos AAAC e CAA de mesmo diâmetro tem praticamente a mesma temperatura de projeto. Apesar de que o cabo AAAC tem peso em média 25% menor do que o CAA, a redução no custo das torres é de 2 a 8% apenas, pois as séries de torres tem vãos de vento máximos semelhantes, como consequência do mesmo diâmetro destes cabos.

Isto indica que o desenvolvimento de uma série de torres específica para o cabo AAAC poderia ser conveniente, propiciando maior economia em torres do que a verificada neste estudo. Esta série deveria aproveitar as vantagens do cabo AAAC (menor peso), e deveria contornar eventuais restrições de projeto devidas ao cabo, como por exemplo, por ser um cabo mais leve, há maior balanço de cadeias, o que sugere mísulas mais largas.

O cabo AAAC apresenta menor flecha (menor Constante da Catenária – T_0/\square), o que o torna apropriado para recapacitações de linhas existentes. Algumas simulações indicaram que a troca de cabos CAA por AAAC, mantendo as torres existentes, permite aumentar a temperatura de projeto (ampacidade) da ordem de 20 °C, o que pode significar acréscimos de 40% a 60% na capacidade de transmissão (Figuras 2 e 4).

4.5 Comparação de Cabos ACAR x CAA

As simulações indicaram que o cabo 355 ACAR conduz a um acréscimo de 12 a 20% em torres, quando comparado com os cabos CAA 266 MCM ou CAA 397 MCM. As razões para este acréscimo de custo são as flechas e ângulos de balanço maiores, resultantes de trações menores, em função da pequena carga de ruptura. A limitação na altura das torres levou a uma quantidade maior de torres, aumentando o custo global do projeto.

4.6 Comparação de Cabos ACSS x CAA

Neste caso não se pode delinear conclusões genéricas, sendo que as comparações devem ser feitas caso a caso. Por exemplo, ao transmitir 200 MVA em 138 kV, a temperatura de projeto com 397 ACSS é da ordem de 150 °C, o custo com torres é 15 a 20% menor do que uma LT circuito duplo com CAA 397 MCM, e 40% menor do que duas LT's circuito simples. No entanto, as perdas por aquecimento representam duas vezes o que ocorre com o CAA.

5.0 CONCLUSÕES

As constatações deste trabalho permitirão melhor equacionar os custos com torres na análise técnico-econômica de alternativas na implantação de linhas de transmissão novas.

Foi mostrado que o acréscimo médio do custo das torres para cada 10 graus de acréscimo na temperatura de projeto do cabo condutor é da ordem de 1 a 2%.

Concluiu-se que os cabos ACAR conduzem a projetos de maior dispêndio com torres. Por outro lado, os cabos AAAC apresentam ganhos de 2 a 8% nas torres (semelhante aos cabos ACSR TW), sendo que estes percentuais possivelmente podem ser aumentados com o desenvolvimento de uma série de torres que aproveite as vantagens inerentes deste cabo. Em complemento, os cabos AAAC podem ser uma boa alternativa no caso de recapacitação de uma linha de transmissão existente.

Os cabos ACSS são destinados a aplicações específicas, apresentando grande economia em torres, porém estes ganhos são penalizados no cômputo final de perdas por aquecimento.

Finalizando, este trabalho demonstrou a viabilidade e as vantagens da utilização do software PLS-CADD como ferramenta útil também na avaliação econômica de alternativas de linhas de transmissão.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] HOFFMANN, J.N., Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão em Ambiente Computacional com Interface Amigável (Software PLS-CADD); XIV SNPTEE – Belém, 1997
- [2] ABNT NBR-7270 – Cabos de Alumínio Com Alma de Aço (CAA).
- [3] ASTM B-341 - Aluminum-Coated Steel Core Wire for Aluminum Conductors, Steel Reinforced (ACSR/AZ).
- [4] ASTM B-549 Aluminum Conductors, Concentric-Lay-Stranded, Aluminum-Clad Steel Reinforced (ACSR/AW).
- [5] ASTM B-779 Shaped Wire Compact Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Steel-Reinforced (ACSR/TW).
- [6] ASTM B-524 Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Aluminum Alloy Reinforced ACAR, 1350/6201.
- [7] ASTM B-399 Concentric-Lay-Stranded 6201-T81 Aluminum Alloy Conductors.
- [8] IEEE Std. 738 (1993), IEEE Standard for Calculating the Current/Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.