

## **Cabos Aéreos Para Linhas de Transmissão de Energia elétrica**

### ***“Modelamento de uma Linha de Transmissão pelo Custo Anual de Operação e Manutenção”.***

*Geraldo R. de Almeida (Engenheiro Eletricista –MSc DSc)*

#### **RESUMO**

No modelo ANEEL de leilão de linhas de transmissão a reciprocidade oferecida pelo Estado, através do agente regulador, denomina – se RAP (Receita Anual Permitida) que é honrada através da tarifa que os consumidores pagam pelo uso da energia (Gerada Transmitida e Distribuída). Neste modelo são apresentadas as equações que permite estimar parcelas da RAP das linhas de transmissão. Nestas parcelas devem estar contidos os custos de: Investimentos da construção da linha, As perdas Joules devido à circulação de corrente nos cabos, As perdas devido aos reativos, Perdas Corona, Riscos de confiabilidade, Custo de confiabilidade, Custo de uso da faixa de servidão, Os custos de manutenção da linha durante o período de conseção. A remuneração pelo Serviço prestado e outros custos eventuais: Fortuitos ou de Força Maior. De modo CLÁSSICO os investimentos são levantados na fase que antecede o leilão com uma ENGENHARIA, bem conhecidos. As perdas nos condutores: (i) Devido à corrente circulante, (ii) Tensão do sistema e (iii) Reativos envolvidos podem ser determinados facilmente com o conhecimento dos materiais, condição de operação do sistema e distancias dos condutores ao cabo guarda e a terra. O custo de operação e manutenção tem sido estimado com alguma heurística de paradigma e experiência do BIDDER. A remuneração pelo serviço prestado tem sido arbitrada pelo agente regulador neste PAÍS. Os custos eventuais são estimados como o RISCO financeiro do EMPREENDEDOR. Neste artigo serão introduzidos Os conceitos: A linha como uma máquina térmica, Custo de confiabilidade dos materiais, Custo de atratividade para o investimento, na fase de projeto, no leilão, na operação, na fase de eventual manutenção. O conhecimento destes custos: (i) Como uma máquina térmica, (ii) Pelo gerenciamento dos ativos, (iii)Pela disponibilidade dos CAPITAIS (Capex e Opex), (iv) Pela rentabilidade do negócio, permitirá uma melhor apuração das parcelas de custos, reduzindo o risco financeiro do empreendedor.

#### **KEYWORDS**

Transmission Lines, Overhead Bare Cables, Engineering Materials, Reliability, Operational and Maintenance costs, Assets Management.

#### **INTRODUCTION**

No artigo anterior [01] foi apresentada a equação (01) onde o custo anual de operação de uma

linha está resumido: (i) ao custo das perdas joules, (ii) custo dos condutores e (iii) custo da estruturas.

$$C_{total}^{anual} = 10^{-6} 8760 \frac{\rho}{S} I^2 \cos\varphi C_{MWh}^{\$} + JSd C_{kg}^{\$} + JSd(g) \frac{C_{estrutura}^{\$}}{8\zeta\kappa C_{rup}} \text{ eq. (01)}$$

$\rho$  Resistividade do condutor na temperatura de funcionamento

$S$  Seção transversal do condutor

$\zeta$  Relação flecha vão

$\kappa$  Relação tensão no cabo e a tensão de ruptura

$I$  Corrente circulante

$\cos\varphi$  Fator de potencia

$d$  Densidade do cabo

$C_{anual}^{total}$  Custo total

$C_{MWh}^{\$}$  Custo do MWh

$C_{Kg}^{\$}$  Custo metal condutor

$C_{estrutura}^{\$}$  Custo estrutura

$C_{rup}$  Carga de ruptura

$J$  Taxa anual de juros

As duas primeiras parcelas foram exaustivamente analisadas no artigo anterior [02], mas as demais parcelas serão consideradas neste artigo.

Numa visão geral o custo anual de: construção, operação, manutenção serão abordados e analisados como conjunto maior de formação da RAP.

$$C_{total}^{anual} = \left\{ \begin{array}{l} C_{perdas}^{anual} \\ C_{condutores}^{anual} \\ C_{estruturas}^{anual} \\ C_{confiabilidade}^{anual} \\ C_{faixa}^{anual} \\ C_{fortuitos}^{anual} \\ C_{força\ maior}^{anual} \end{array} \right\} \text{ eq (02)}$$

### **CUSTO DAS PERDAS**

Na equação (01) a única perda considerada é aquela JOULE devido a corrente circulante no condutor. Porem duas outras perdas devem ser consideradas: (i) Perdas devido aos reativos para as linhas AC e (ii) Perdas corona em linhas AC e DC.

O papel das perdas devido aos reativos já foi analisado no artigo [02] e a equação abaixo deve ser adicionada á equação (01).

$$C_{total}^{anual} = 10^{-6} 8760 \left( \frac{\omega 10^{-4}}{2} \right) I^2 \text{sen}\varphi C_{MWh}^{\$} \text{ eq. (03)}$$

O efeito corona é típico das linhas de transmissão em alta tensão. Este fenômeno decorre do campo elétrico na superfície dos condutores (fase e guarda) superar a rigidez dielétrica do ar. Por isso, é natural que as linhas em AC apresentem uma perda corona superior as linhas DC. Este efeito é de considerável monta em linhas

Superiores a 138 kV em AC e nas linhas DC igual ou superior a  $\pm 600$  kV DC.

O efeito corona é também muito dependente do diâmetro do condutor. Formações de condutores em BUNDLE emulam diâmetro maior, mas não conseguem emular a curvatura dos condutores nos ângulos do bundle.

O engenheiro americano F. W. PEEK (1919) foi quem formulou, equacionou e resolveu o problema de perda corona nas linhas de transmissão [03].

$$P = \frac{123}{1,04} \sqrt{\frac{r_1'}{s}} \left[ V - 29,8(0,47)r_1' \ln\left(\frac{s}{r_1'}\right) \right]^2 10^{-5} \left[ \frac{kW}{km} \right] / \text{circuito eq (04)}$$

$r_1'$  Raio do bundle

$s$  Espaçamento entre fases

$V$  Voltagem entre fase e terra

Depois de PEEK muitos outros melhoram o calculo das perdas por efeito corona, inclusive com algumas fórmulas empíricas para os “bundles”. Em DC [04] usa-se

$$P = [2V(\kappa + 1)(\kappa_c)(N)2^{0,25(G-g_0)}]10^{-3} \left[ \frac{kW}{\text{circuito} * km} \right] \text{ eq (05)}$$

$$G = \frac{V \left[ 1 + (N - 1) \frac{r}{R} \right]}{NrLn \left\{ \frac{2H}{[NrR^{(N-1)}]^{(1/N)} \sqrt{\left(\frac{2H}{S}\right)^2 + 1}} \right\}} \left[ \frac{kV}{cm} \right] \text{ eq (06)}$$

$r$  Raio de um condutor do bundle

$R$  Raio do bundle

$N$  Nº de condutores no bundle

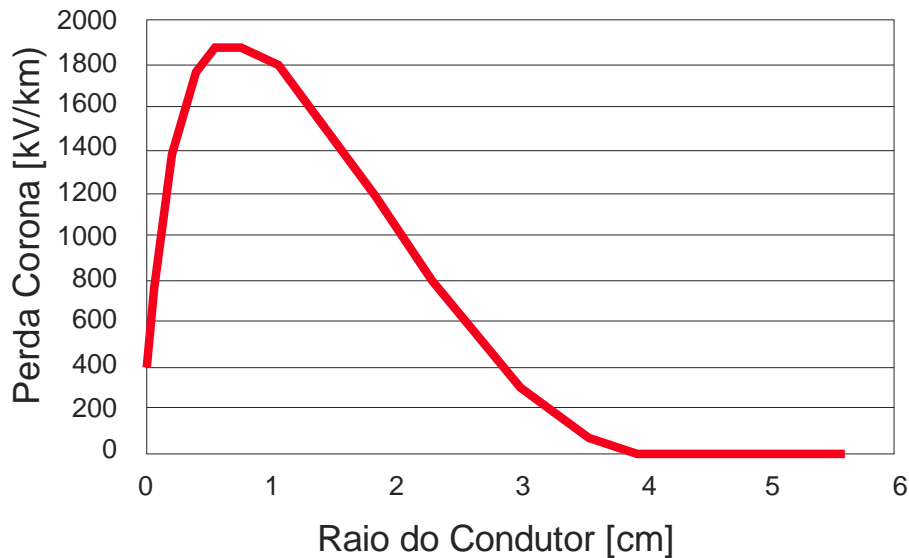
$H$  Altura do bundle

$V$  Voltagem do polo

$g_0$  Campo disruptivo no ar

$k, k_c$  Fatores adimensionais

De modo geral o efeito CORONA, quando a linha é bem dimensionada contribui pouco para o total das perdas. Entretanto não pode ser desconsiderado.



**FIGURA – 01**

**PERDAS CORONA**

**CUSTOS DOS CONDUTORES**

A segunda parcela da equação [01] apresenta a contribuição dos custos dos condutores. O produto  $\langle Sd \rangle$  Tem a dimensão  $[kg/km]$  sendo a composição de áreas de material condutor e material mecânico resistente.

Nas linhas de transmissão os condutores são na sua grande maioria constituídos de liga de alumínio como condutor elétrico e de aço como elemento mecânico resistente. Modernamente os Nanos materiais, Fibras de carbono e Polímeros muito orientados tem sido usados em substituição ao aço, mas em estado probatório.

Os materiais condutores estão no domínio das commodities, enquanto que os materiais de reforço mecânico estão fora deste domínio.

**CUSTOS DAS ESTRUTURAS**

A terceira parcela da equação (01) numa primeira vista parece semelhante à segunda, mas do ponto de vista de engenharia precisa ser analisada independentemente. Nesta parcela chama a atenção o cociente;

$$\frac{C_{\text{estrutura}}}{8\zeta\kappa C_{rup}} \text{ eq (07)}$$

Onde o numerador é o custo de uma estrutura: (i) com todo material estrutural (aço), (ii) material de aterramento, (iii) rateio do cabo guarda e (iv) Isoladores. Já o denominador é formado pelo produto de três fatores; dois fatores estão correlacionados com o EDS e a relação flecha vão, enquanto que o terceiro  $C_{rup}$  é a carga de ruptura do condutor. O numerador e o denominador  $C_{rup}$  merecem atenção especial e este artigo enfocará seu papel no custo operacional e de manutenção deste parâmetro.

O custo das estruturas são torres somadas ao de todas as peças agregadas inclusive isoladoras. Dito desta maneira este custo não teria relação alguma com os condutores, especialmente com a carga de ruptura destes condutores. Mas todos sabem que cada par de estruturas consecutiva tem o desempenho mecânico (esforços e energia) definido pelo: (i) peso do condutor, (ii) Estado de tensão, (iii) Vento lateral, (iv) casca de gelo, (v) temperatura. Além disso, a forma de disposição do cabo suspensos requer a aplicação de um esforço de tração nos cabos disposto em catenária.

No artigo anterior [01] todas estas variáveis estão relacionadas com o ESTADO DE MAIOR SOLICITAÇÃO do cabo suspenso;

$$f = \frac{w}{H} \left( \frac{a^2}{8} \right) \text{ eq. (08)}$$

*a Comprimento do vão*

*f Flecha máxima no vão plano*

*H Força de tração horizontal*

*w Peso linear do cabo*

Considerando  $H = \kappa C_{rup}$   $w = Sd$  e  $f = \zeta a$  vem;

$$\frac{1}{a} = \frac{Sd}{8\zeta\kappa C_{rup}} \text{ eq (09)}$$

Se o parâmetro "a" for medido em km e multiplicarmos o custo da estrutura dos dois lados da equação anterior, reproduzimos a terceira parcela da equação (aa).

A despeito da singeleza da equação (2) ela pode juntando duas a duas levar ao custo total das estruturas de toda a linha, ou considerando dois vãos consecutivos, representativos do projeto, pode ser usada nos estudos preliminares.

O produto  $Sd$  é o peso linear do cabo onde  $S$  é a seção transversal do condutor e "d" a densidade. Para cabos do tipo ACSR, ACCR e ACCC a seção transversal é a seção total e a densidade a média que considere a participação dos materiais. Para as ligas de alumínio S e d são naturalmente os valores dos materiais uniformes.

A carga de ruptura  $C_{rup}$  dos condutores é a “variável” de maior importância na equação (01). Este parâmetro se fosse considerado constante deveríamos ler o custo de operação e manutenção (a menos de eventos fortuitos e de força maior) como constantes ao longo da consecção de operação da linha. Porem o próprio ensaio de tensão X deformação dos cabos condutores mostra que ao longo do tempo  $C_{rup}$  varia.

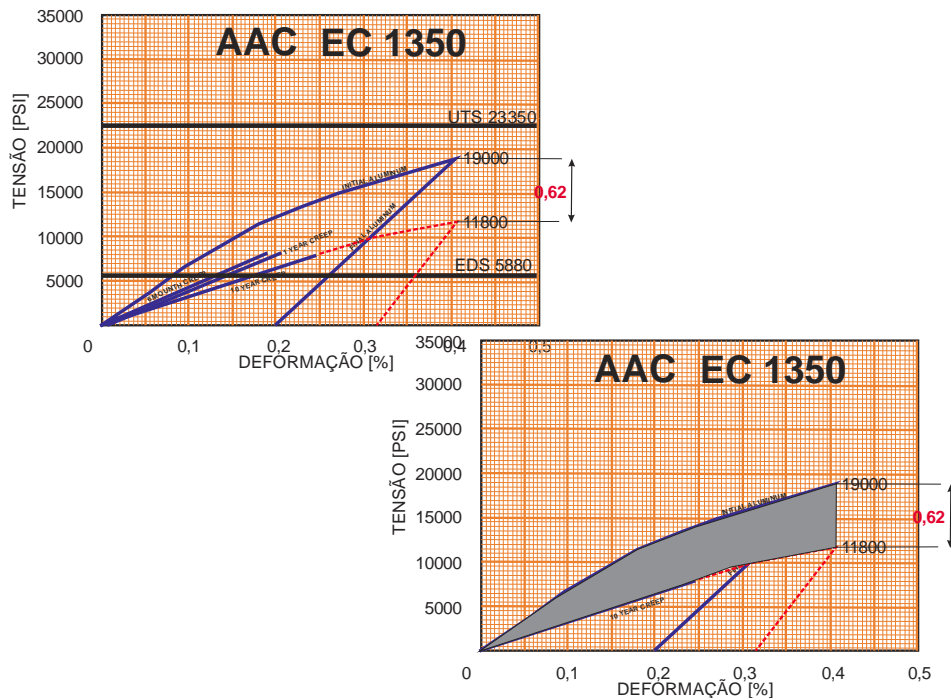


FIGURA – 02

### ENSAIO TENSÃO-DEFORMAÇÃO E CREEP

Na figura anterior aquela superior à esquerda apresenta o diagrama tensão deformação [05] para formações 7 fios de cabos construídos com a liga EC 1350. Nesta figura (extraída da referencia [05]) a linha azul é o resultado do ensaio (tensão deformação), que neste caso coincidentemente, a deformação residual coincide com 0,2%, valor teórico do limite elástico. Nesta mesma curva são apresentadas três retas resultados da progressão do resultado de fluência sobre os mesmos cabos (O resultado de fluência tem a progressão para 6 meses, 1 ano e 10 anos – 100 000 horas). Ainda nesta figura é construído um ensaio virtual de tensão deformação com cabos após 10 anos de fluência. Este ensaio virtual tem a curva virtual em vermelho. O limite desta curva virtual é a mesma deformação do ensaio original (0,4%), que corresponde a 85% da carga de ruptura. Neste ensaio virtual a diferença entre a tensão (85% da carga de ruptura) do cabo original e do cabo com 10 anos de fluência é cerca de 60% (veja figura). Em outras palavras, depois de 10 anos de uso do cabo a FLUÊNCIA reduz aproximadamente 40% da carga de ruptura original.

Na mesma figura, apenas abaixo e a direita, a área em cinza corresponde a energia (trabalho realizado pelo esforço de fluência durante 10 anos) consumida durante o uso do cabo suspenso.

Depois de 10 anos o EDS do condutor passa de 25% inicial para 50% depois de 10 de fluência. Na equação (01) a redução da carga de ruptura na terceira parcela da esquerda implicaria um aumento de custo das estruturas de 60%.

Assim, o parâmetro  $C_{rup}$  pode ser usado para MODELAR a evolução do custo das estruturas. O trabalho anterior [01] fornece a equação de referencia.

$$\left(\frac{\tau}{\tau_0}\right)^N \frac{t}{t_0} = 1 \text{ eq(10)}$$

$\tau$  Tensão mecânica atual nos condutores

$\tau_0$  Tensão para o MTTF em 10 anos

$t$  Variável tempo na atuação  $\tau$

$t_0$  MTTF (10 anos para ligas de alumínio)

$N$  Expoente de vida do material

Em trinta anos de conseqüência a tração horizontal nos condutores consome cerca de 60% da VIDA UTIL dos cabos

### **CUSTO DA FAIXA DE SERVIDÃO**

A faixa de servidão é uma vereda correspondente á projeção da linha de transmissão em relação ao solo, mais uma extensão lateral em relação a esta projeção. A faixa de servidão delimita regiões seguras e de risco para pessoas e animais ao longo de uma linha de transmissão. No melhor juízo, as regiões seguras para pessoas e anim são aquelas exteriores às extensões laterais da vereda.

Neste país a faixa de servidão é considerada parte dos ativos de uma linha de transmissão de energia elétrica. Por isso seu custo deve ser amortizado durante o período de conseqüência de uma linha.

Para os ambientalistas uma faixa de servidão é uma “cicatriz” que a TECNOLOGIA impõe na ECOLOGIA. Para os capitalistas (e também para os comunistas) a faixa de servidão é uma ARTÉRIA onde o coração da ECONOMIA vai irrigar o corpo (social ou industrial) da SOCIEDADE. Este conflito sempre existirá, mas as faixas de servidão também existirão. No empreendimento essas devem ser minimizadas seja por motivos ecológicos, seja por motivos econômicos e a tecnologia cuidará disso.

Na Europa existe o critério de “Relação de Eficiência” [06]

$$\text{efficiency ratio} = \frac{\text{Power Transmitted}}{\text{ROW width}} \text{ eq (11)}$$

Que de modo geral é um parâmetro estatístico que avalia toda experiência do continente ao longo do ciclo da tecnologia de potencia elétrica. Nos Estados Unidos e Canada, a faixa de servidão baseia-se também na eficiência, mas com critérios objetivos:(i) Campos eletromagnéticos no limite da faixa, (ii) Riscos de morte para pessoas e animais, (iii) Interferência em telecomunicações, entre



outros.

A faixa de servidão (ROW – Right of Way na literatura inglesa) além do critério de eficiência depende de vários outros fatores como a região que atravessa (urbana – suburbana – rural – florestas). Na maioria dos casos a largura desta faixa leva em consideração: A saúde das pessoas, O risco de morte de pessoas e animais e a interferência nas comunicações [03].

O custo da faixa de servidão depende do desembolso inicial para sua aquisição (ou arrendamento, quando for possível) e a taxa anual de juros praticada para os ativos deste investimento.

Se no critério da eficiência FOR POSSÍVEL RELACIONAR A ÁREA DA FAIXA DE SERVIDÃO com o diâmetro do condutor (do bundle) e a distancia entre o condutor e o limite da faixa, o custo da faixa poderá ser mais uma parcela da equação < >. Então este custo poderá ser renumerado com a taxa anual de juros “J” e colocado na equação [01].

### **CUSTO DA CONFIABILIDADE**

*“A confiabilidade de um sistema é a probabilidade que quando sob determinadas condições pré-estabelecidas, o sistema desempenhará sua função efetivamente dentro de um intervalo de tempo especificado”*

Esta foi a primeira definição de confiabilidade ditada pela eletrônica, quando os primeiros dispositivos foram fabricados (e duravam pouco!), mas pode ser aplicada a sistemas que tenham como missão uma expectativa de vida de 30 anos, como no caso de concessão de linhas transmissão nos leilões do modelo ANEEL.

Nos projetos de linhas transmissão com horizonte de vida de pelo menos 30 (trinta anos) o tempo médio para a primeira falha (MTTF) em materiais de construção (civil, mecânica e Elétrica) deve ser de pelo menos 30 anos. Neste caso o concessionário deveria trocar o material antes de devolver a concessão para o ente regulador ou seu controlador.

Antes da primeira falha existe sempre uma probabilidade dos materiais do sistema falhar. Se a função de densidade de probabilidade dos materiais falharem for conhecida, seu custo pode ser securitizado e incorporar à RAP, ou fazer parte do custo anual de operação da linha.

Nas estruturas (Torre e Isoladores) são geralmente AÇO e CERÂMICA os tempos médios de vida esperada é de 50 anos. Os condutores (Cabo Para Raio e Condutores de Fase), entretanto o MTTF depende dos materiais. Para Aço  $MTTF \sim 300$  Anos Cobre  $MTTF \sim 30$  Anos Alumínio  $MTTF \sim 10$  Anos.

Antes do MTTF a probabilidade de um cabo falhar é dada pela estatística de Weibull, onde o expoente é;

$$\left(\frac{\tau}{\tau_0}\right)^N \left(\frac{t}{t_0}\right) = 1 \text{ eq (10)}$$



Onde:

- $\tau_0$  Tensão no cabo para o MTTF
- $t_0$  Tempo de MTTF
- $\tau$  Tensão atuante no cabo
- $t$  Tempo de atuação da tensão no cabo
- $N$  Para característico do material

Se a carga de ruptura decresce ao longo do uso de um cabo suspenso devido a fluência mecânica e se existe uma equação que modela este decrescimento, então esta confiabilidade pode ser avaliada e valorizada.

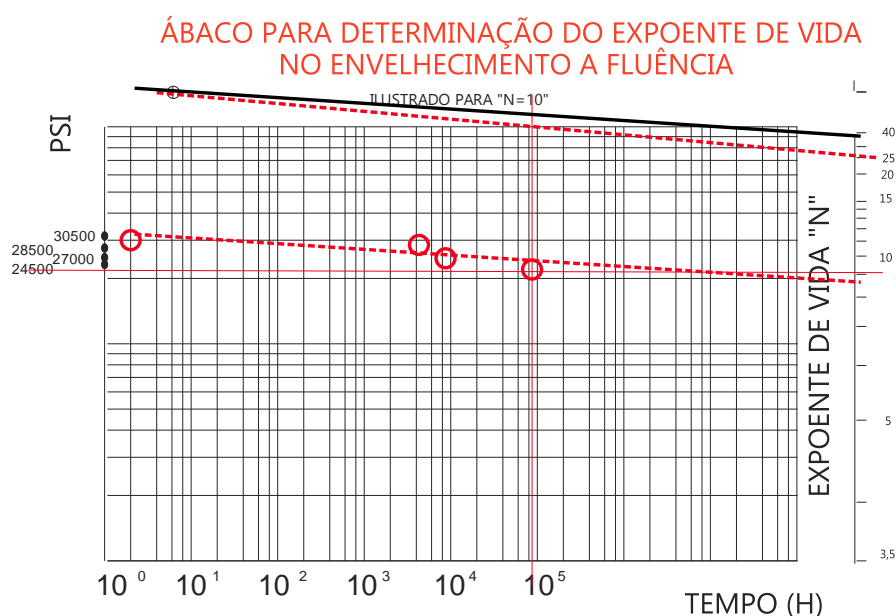


FIGURA – 03

### ENVELHECIMENTO DE UM CABO TRACIONADO

A figura [03] anterior foi obtida diretamente de um diagrama tensão deformação conjugado com o ensaio de creep, conforme mostrado em trabalho [cc] anterior. O expoente de vida 25 denota uma “SAUDE” muito boa para o material, no caso um condutor com liga de alumínio EC 1350. Todavia, apenas o CREEP consome uma grande parte da saúde do material em 30 anos.

A probabilidade de material falhar durante o desempenho, é dada pela FDP de WEIBULL,

$$F(\tau, \tau_0, t, t_0, N) = \text{Exp} \left[ - \left( \frac{\tau}{\tau_0} \right)^N \frac{t}{t_0} \right] \text{ eq (12)}$$

### CUSTOS FORTUITOS E DE FORÇA MAIOR

Custos fortuitos e de força maior não devem fazer parte do custo de operação e manutenção de uma linha de transmissão. Qualquer custo que não puder ser previsto na equação < > pode ser

considerado ou fortuito ou de força maior. Estariam dentro dos casos fortuitos, por exemplo, um incêndio florestal. Poderia ser considerado um custo de força maior; uma descarga atmosférica de entidade descomunal, com rompimento de cabos para raio e condutores simultaneamente. Porém na recorrência de qualquer das circunstâncias, estes custos não mais poderiam ser assim caracterizados. Em qualquer das circunstâncias, há necessidade de uma provisão de pelo menos 2,5% dos investimentos em estruturas e condutores para uma securitização destes custos.

### **SIGNIFICADO DOS CUSTOS**

Toda análise feita até então seria uma peça teórica, sem valor e utilidade, se não tivesse consequência na prática.

As perdas joules: (i) Devido a corrente circulante, (ii) Devido aos reativos, (iii) Devido ao corona, estão relacionadas à corrente circulante, à voltagem entre fase (polo) e terra, forma e geometria dos condutores. A corrente circulante e os reativos são próprios do sistema, mas o “corona” pode ser manejado no projeto dos condutores.

Os custos dos condutores (aproximadamente 40% do custo de uma linha de transmissão) é uma função direta do custo dos metais contidos (Elétricos e Mecânicos)  $< Sd >$ . Os metais são geralmente commodities. Já os materiais para construção mecânica (alma dos condutores) têm seus custos (preços) não regulados pelo mercado. No custo dos condutores a taxa anual de juros ( $J$ ) é a variável mais importantes e de maior significado em um leilão de transmissão. Esta taxa pode ser um fator importante na hora do arremate (“Bidar”).

Os custos das estruturas possui o produto  $< Sd >$  como o custo dos condutores elétricos, porém aparece no denominador o valor  $< C_{rup} >$ , carga de ruptura. Assim, o custo das estruturas é crescente ao longo do tempo, porque a carga de ruptura de um cabo diminui com o tempo, devido ao CREEP. Este custo crescente deve ser apurado na RAP e devolvido com a recondução da linha antes da devolução ao órgão regulador (Estado).

O custo da confiabilidade esta vinculado à probabilidade da linha falhar antes do MTTF. Pode parecer que o custo confiabilidade seja uma redundância do custo das estruturas, mas não é. A confiabilidade é uma função independente do envelhecimento do material...O cabo pode falhar por outras causas que não seja o envelhecimento...Mais adiante será discutido este aspecto.

O custo anual da faixa de servidão, sempre que possível deve ser referido como uma função da seção do condutor. Se isto não for possível, dependerá apenas da taxa anual de juros ( $J$ ).

Os custos fortuitos e de força maior devem ser securitizados.

### **A MÁQUINA TÉRMICA**

Uma linha de transmissão é em qualquer análise uma MÁQUINA TÉRMICA que transporta um bloco de energia de um ponto para outro.

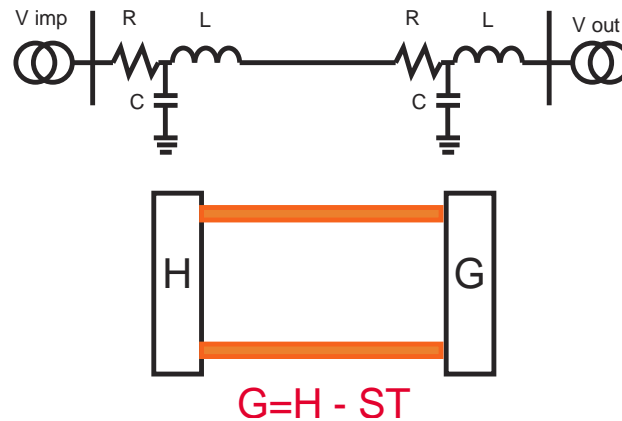


FIGURA 04

### ANALOGIA COM UMA MÁQUINA TÉRMICA

H é toda energia de entrada (Entalpia no sentido termodinâmico), G é toda energia recebida (Energia livre de GIBBS no sentido termodinâmico), S é toda a entropia perdida na máquina térmica (devido ao trabalho termodinâmico) e T a temperatura (absoluta) durante o trabalho de transformação.

Então  $\frac{G}{H} = 1 - \frac{S}{H}T$  é uma medida do rendimento desta máquina térmica. De outro modo se a energia for transformada em valor financeiro anual, S será o custo financeiro de operação e manutenção da linha de transmissão para uma dada temperatura de funcionamento desta.

### DISCUSSÕES

Foi feito uma breve análise, num modelo com uma função objetivo, sobre o papel dos custos anuais de uma linha de transmissão com o objetivo de comparar com ao critério da receita anual permitida chegando a condição suficiente para vencer um certame (leilão).

Desta análise merece uma discussão mais extensiva:

1) A temperatura de funcionamento dos condutores;

$$C_{anual}^{perdas} = 10^{-6} 8760 \frac{\rho}{S} I^2 \cos\varphi C_{MWh}^{\$} \text{ eq (13)}$$

Na fórmula acima  $\rho$  deve ser referido a uma determinada temperatura e esta é a temperatura da máquina térmica de similitude com a linha aérea. De modo geral o dimensionamento de uma linha de transmissão muito longa é feito na temperatura de 50°C. Isto pode significar baixas perdas, baixas flechas. Todavia, significa de imediatas seções condutoras grandes. 50° C facilita muito o critério de determinação da seção ótima (perdas joules mínimas), com densidade de corrente da ordem de 1 (A/mm<sup>2</sup>) para alumínio. Isto é permitido, sem qualquer consideração de pesquisa operacional, porque a região de ótimo é muito amplas e muitas seções podem estar vizinhas ao ótimo (mínimo dos mínimos).

Temperaturas superiores a 50°C devem ser consideradas, pois melhoram muito a transferência

de calor por radiação e convecção, melhorando muito a densidade de corrente nos condutores, com notável redução das seções dos cabos. Porém, aumento de temperaturas nos condutores significa maiores flechas e frequentemente diminuição do comprimento dos vãos. Isto pode ser manejado com AÇO na alma dos condutores ou mais simplesmente tracionamento apenas pelo AÇO.

Linhas longas necessitam maior esforço de otimização dos condutores.

O custo dos condutores;

$$C_{condutores}^{anual} = JSdC_{kg}^{\$} \text{ eq (14)}$$

É o conjugado de três fatores: (i) A seção transversal dos condutores + a seção transversal do metal mecanicamente resistente, (ii) A densidade conjugada dos dois metais e (iii) A taxa anual de juros devido ao uso do capital (para comprar os condutores. Os dois primeiros fatores são estritamente técnicos e estão correlacionados com o critério das perdas (anterior). Entretanto a taxa anual de juros ( $J$ ) depende do MERCADO.

O custo das estruturas;

$$C_{estruturas}^{anual} = JSd(g) \frac{C_{estrutura}^{\$}}{8\zeta\kappa C_{rup}} \text{ eq (15)}$$

Possui 4 (quatro) fatores conjugados, dos quais três já foram abordados. O quarto fator  $< C_{rup} >$  é aquele mais importante, pois seu andamento na equação acima indica uma relação de custos crescente. O aumento dos custos das estruturas ao longo do tempo decore da redução da carga de ruptura dos condutores  $< C_{rup} >$ .

No custo anual das estruturas estão também as três e isoladores que aparecem no numerador da equação, mas não perdem tanto desempenho mecânico como os condutores tracionados.

O custo da confiabilidade;

$$F(\tau, \tau_0, t, t_0, N) = Exp \left[ - \left( \frac{\tau}{\tau_0} \right)^N \frac{t}{t_0} \right] \text{ eq (12)}$$

No presente estado da arte é uma função de densidade de probabilidade de Weibull (Probabilidade de valor extremo) e enxerga apenas o envelhecimento pelo CREEP. Porém este custo implica um potencial gasto se o evento (falha) acontece. O par  $< \tau_0, t_0 >$  é a tensão média e o tempo médio para a primeira falha (10 anos para todas as ligas de alumínio, 30 anos para o cobre e 300 anos para os aços carbono).

O parâmetro  $< \tau >$  contém apenas o esforço de tração no cabo, porém existem outros esforços externos não contidos. Enquanto não existir modelagem para convalidar uma assinatura ambiental sobre a linha de transmissão, toda falha deve ser analisada com instrumentos da teoria da confiabilidade, por exemplo FMEA (Failure Mode and Engineering Analysis). Se o modo de falha não for identificado, o significado é que a vida do material chegou ao fim. Em outras palavras, a próxima falha ocorrerá num tempo muito menor que o MTTF do material.

O custo da faixa de servidão;

A faixa de servidão é uma vereda de comprimento igual ao comprimento da linha de transmissão e de largura que depende de fatores objetivos, tais como: (i) Campos eletromagnéticos e (ii) Interferência em radio e TV.

A faixa de servidão deve ser interpretada conforme esteja em: (i) Área urbana, (ii) Área suburbana, (iii) Área rural e (iv) Florestas. Nas três primeiras interferem os critérios objetivos, mas nas florestas outras considerações são necessárias.

Uma faixa de servidão em florestas pode ser vistas pelo menos de dois modos: (i) Com desmatamento ou (ii) Com preservação da vegetação.

Uma faixa de servidão com desmatamento vai requerer pelo menos uma vez por ano, a preservação da faixa com desmatamento da vegetação que cresce. Faixa com desmatamento pode significar que a linha estará dentro de uma vereda com vegetação na fronteira da faixa. Isto pode significar uma blindagem eletromagnética extra contra descargas atmosféricas, mas em contrapartida indica que os condutores estarão também blindados contra determinadas correntes de ar (ventos) que melhoram a troca de calor por convecção.

Uma faixa de servidão com preservação da vegetação, na essência significa torres mais elevadas que em qualquer outra zona. Condutores acima da vegetação indicam que o resfriamento por convecção será muito melhor, mas os cabos para raios serão sempre acionados. Isto pode ter implicação no projeto de coordenação de isolamento.

A despeito do custo da faixa de servidão parecer apenas um viés financeiro, se o projeto para operação e manutenção estudar com mais profundidade, este custo pode uma importante variável para melhora do projeto.

## **CONCLUSÕES**

Foi apresentada uma breve análise dos custos anuais de uma linha de transmissão de energia elétrica. A equação geral de todos os custos modela grande parte da RAP (receita anual permitida) usada para remunerar quem arremata o leilão de transmissão para aquela linha. A equação geral dos custos tem a singularidade ser uma função objetivo numa pesquisa operacional sem restrições (ambientais e confiabilidade). Esta mesma equação é uma proposta de ser uma função objetivo com “assinatura ambiental”. Dito isto, pode-se avançar algumas assertivas:

1-A temperatura de funcionamento do condutor elétrico é um argumento ainda em aberto. Arbitragem deste valor de temperatura leva a uma distorção do custo anual de operação de uma linha. Da temperatura do condutor derivam várias topologias para os mesmos condutores, silhuetas novas para as torres, Largura de faixa, confiabilidade e tempo médio para primeira falha.

2-O custo dos condutores depende formalmente de (1) com especial referencia à topologia e desenho do condutor.

3-O custo das estruturas, neste trabalho trás o papel de suprema importância do decréscimo da

carga de ruptura ao longo do tempo.

4-O custo da faixa de servidão não pode ser arbitrado, pois nele estão subentendidos vários outros custos que podem melhorar o desempenho da linha.

5-O custo da confiabilidade deve estar contido na RAP.

6-A confiabilidade, nestes tudo, refere-se aos MATERIAIS no seu desempenho mecânico e de corrosão.

7-Custos fortuitos e de força maior devem assim classificados por FMEA. Caso contrário estes custos podem ser apenas devidos a MORTE DO METAL CONDUTOR.

8-A taxa anual de juros (J) não pode ser arbitrada. Ela deve ser uma decisão do investidor que decidira também o tempo de retorno de seu investimento na hora do arremate no leilão.

9-A condição para vencer um certame (leilão) deve ser o RENDIMENTO MÁXIMO da maquina térmica e não o menor preço do investimento na hora do arremate (leilão).

10-Em qualquer circunstancia as linhas devem ser reconduzoradas antes do término da conseqção.

### **AGRADECIMENTOS**

O autor, consultor do grupo INTELLI, agradece a permissão para publicar este trabalho.

### **REFERENCIAS**

[01] G. R. de Almeida - CABOS PARA TRANSMISSÃO DE ENERGIA – A História dos Materiais e Formas de Cabos Aéreos Para LTs – REVISTA O SETOR ELÉTRICO jan 2018.

[02] G. R. de Almeida – Determinação da Seção Ótima do Condutor Técnica e Economicamente – REVISTA ELETRICIDADE MODERNA – jan 2008.

[03] EPRI – TRANSMISSION LINES REFERENCE BOOK 345 kV and Above.

[04] EPRI – TRANSMISSION LINES REFERENCE BOOK HVDC to  $\pm 600$  kV. G. R. de Almeida

[05] **AAA (ALUMINUM ASSOCIATION OF AMERICA)** – Stress-Strain-Creep curves for Aluminum Overhead Electrical Conductors. **A technical report for aluminum association's Electrical Technical Commitee.**

[06] OVERHEAD POWER LINES – F.KIESSLING, P. NEFSGER, J.F. NOLASCO, U KAJNTZYK – SPRINGER 2002

[07] “PROJETOS MECÂNICOS DAS LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO”- Paulo Roberto Labegalini, José Ayrton Labegalini, Rubens Dario Fuchs, Márcio Tadeu de Almeida- **Editora Blucher**

[08] NBR 7306 – ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas – Condutores elétricos de alumínio – Tensão e deformação em condutores de alumínio – MÉTODO DE ENSAIO.