



**XXII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GMI/22  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - XII**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS DE GERÊNCIAS DE MANUTENÇÃO - GMI**

**APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA A AVALIAÇÃO  
DA CONFIABILIDADE DE FUNÇÕES TRANSMISSÃO SUJEITAS À PARCELA VARIÁVEL**

**RUYGUARA ALCANTARA MEYBERG (\*)  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO – UFRJ**

**RESUMO**

Com a Resolução Normativa ANEEL nº 270 foram consolidados os critérios de aplicação da Parcela Variável, associando a remuneração das concessionárias de transmissão à disponibilidade de suas instalações. Neste novo cenário regulatório, um novo âmbito para a aplicação de métodos probabilísticos é propiciado: a análise conjunta da confiabilidade destas instalações e seu possível impacto sobre sua remuneração.

Este IT apresenta uma metodologia, fundamentada em ferramentas probabilísticas, para a avaliação da confiabilidade de Funções Transmissão, capaz de quantificar o desempenho da instalação e componentes em termos das penalizações da Parcela Variável, considerando sua vasta gama de critérios de aplicação.

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade, Função Transmissão, Parcela Variável, Métodos Probabilísticos, Rede Básica

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A Parcela Variável (PV) consiste em um mecanismo de incentivo à qualidade do serviço de transmissão por meio de deduções sobre a remuneração mensal das concessionárias em função da disponibilidade e capacidade plena de suas instalações, associando suas receitas à qualidade do serviço prestado.

Dentre as deduções referentes à Parcela Variável, a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) remete às indisponibilidades das instalações, sejam estas programadas, para manutenção, reforços ou melhorias etc., ou não programadas, como é o caso dos desligamentos intempestivos ocasionados por falhas internas aos equipamentos da instalação.

No último caso citado, as durações das indisponibilidades compõem o cálculo da penalização, a qual recebe um fator multiplicador que intensifica o montante a ser descontado, podendo vir a representar grandes quantias à concessionária responsável pela instalação.

Neste cenário, a utilização de métodos probabilísticos surge como um forte aliado, fornecendo uma avaliação da confiabilidade não só de cada equipamento como também de toda a instalação. Sua aplicação, direcionada pelos critérios de apuração do serviço de transmissão, possibilita uma análise conjunta da confiabilidade da instalação e o impacto que esta representaria sobre sua remuneração mensal, uma vez que ambos estão associados pela aplicação das penalizações da Parcela Variável.

Para tanto, foi desenvolvida uma metodologia para aplicação dos métodos probabilísticos utilizados nos programas computacionais ConWeib e Hydra, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), para a avaliação da confiabilidade de Funções Transmissão (FT), conjunto de instalações sob o qual é feita a apuração do

(\*) Av. Athos da Silveira Ramos, 149, Cidade Universitária, Ilha do Fundão – CEP 21941-914 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil  
Tel: (+55 21) 8731-9984 – Email: ruyguara@poli.ufrj.br

serviço de transmissão, de forma que possa ser avaliado e quantificado seu desempenho em termos das penalizações da Parcela Variável.

### 1.1 Ferramentas probabilísticas

Os programas computacionais ConWeib e Hydra, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica (CEPEL), consistem em ferramentas probabilísticas para a modelagem da probabilidade de falha de equipamentos e avaliação da confiabilidade de subestações, respectivamente.

A modelagem realizada pelo programa ConWeib é realizada através do ajuste das ocorrências de falhas do equipamento sobre uma curva de distribuição estatística. Atualmente o programa oferece a inclusão do histórico em forma de lista de ocorrências ou de intervalos e o ajuste pelas curvas de Weibull, Log-normal e Normal para sistemas não-reparáveis e pelos processos de Poisson Homogêneo (PPH) e não-homogêneo (PPNH) para sistemas reparáveis. A partir dos parâmetros obtidos, o valor da probabilidade de falha pode ser obtido para um instante desejado, além de outras métricas relevantes para o estudo da confiabilidade do equipamento, como a vida média, taxa de falha e percentis.

Na avaliação da confiabilidade de subestações realizada pelo programa Hydra, são produzidos índices de confiabilidade correspondentes às taxas de ocorrência, tempo médio de duração e o tempo esperado ao ano correspondente às contingências que ocasionem a descontinuidade entre as fontes e cada carga da subestação. Para tanto, o programa utiliza de um algoritmo baseado na teoria dos cortes mínimos descrito em (5), onde são analisados todos os possíveis caminhos entre as entradas e saídas da subestação e as contingências que levam à interrupção dos mesmos. Os índices são calculados em função de taxas individuais dos elementos envolvidos em cada contingência, assim como será apresentado adiante, no item 2.2.

## 2.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia desenvolvida consiste na aplicação de métodos probabilísticos para a obtenção das previsões de indisponibilidades das Funções Transmissão (FTs), em função da falha dos equipamentos integrantes, de forma que estas possam ser avaliadas quanto à apuração e aplicação das penalizações e bonificações (no caso das instalações sujeitas ao adicional à Receita Anual Permitida) as quais estão sujeitas.

As indisponibilidades são obtidas pela análise das contingências providas pelo método de rede utilizado pelo programa Hydra, sob a forma pela qual os eventos obtidos seriam apurados na regulação da qualidade do serviço público de transmissão. Para esta avaliação, são necessárias certas informações referentes à Função Transmissão, como o tipo e data da outorga, família de equipamentos a qual a instalação pertence etc., as quais devem ser devidamente providenciadas.

A metodologia conta ainda com a contribuição dos métodos de Poisson e Weibull, adotados pelo programa computacional ConWeib, para a modelagem da probabilidade de falha de equipamentos reparáveis e não-reparáveis, respectivamente. Dos parâmetros por estes obtidos pode-se estimar a taxa de falha dos equipamentos integrantes à FT sob análise, a qual é utilizada no cálculo das taxas de cada contingência que envolva o mesmo. Na ausência do histórico de falhas, que impossibilite a modelagem, ou para o projeto de novas instalações, dados típicos podem ser utilizados.

Para a descrição mais detalhada da metodologia, pode-se dividi-la em três etapas básicas, são estas:

- I. Descrição da Função Transmissão;
- II. Obtenção das Indisponibilidades da Função Transmissão;
- III. Avaliação da Confiabilidade frente ao cenário regulatório;

Cada uma destas etapas procede de acordo com uma sucessão de passos, descritos a seguir.

### 2.1 Descrição da Função Transmissão (FT)

A presente etapa consiste na descrição de todas as informações referentes à Função Transmissão necessárias para a avaliação da sua confiabilidade e utilizadas nas etapas seguintes. Para tanto, são assumidos os seguintes passos:

- i. Descrição dos equipamentos/módulos integrantes à FT, indicando: (a) a designação do equipamento/módulo; (b) respectiva quantidade; (c) nível (níveis) de tensão correspondente; (d) tipo de arranjo físico e (e) observações. No caso de Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão que possuam instalações de mais de uma concessão, a relação deve ser feita a toda instalação que componha a Função Transmissão.

- ii. Representação do Diagrama unifilar da Função Transmissão, indicando em cada equipamento a respectiva quantidade. Para Funções Transmissão do tipo Linha de Transmissão que possuam instalações de mais de uma concessão, a representação da instalação se limita a parte integrante à concessão de interesse;
- iii. Identificação do tipo de Função Transmissão e família de equipamentos a qual se enquadra de acordo com o anexo da Resolução Normativa nº 191/2005;
- iv. Classificação dos equipamentos da Função Transmissão quanto a equipamentos principais e complementares, de acordo com o anexo da Resolução 191/2005;
- v. Levantamento do Pagamento Base (PB) total da Função Transmissão;
- vi. Levantamento das informações referentes à outorga a qual a Função Transmissão se encontra, no caso, o tipo e data de outorga e processo pelo qual foi concedida;
- vii. Verificação (se possível) da existência de equipamentos reservas registrados no CPST;
- viii. Levantamento dos dados de confiabilidade dos equipamentos, que seguem:
  - a. Taxa de falhas passivas: número total de ocorrências de falhas ao ano do componente nas quais a sua remoção de serviço foi necessária para o reparo por quaisquer dos modos de falha possíveis [falhas/ano];
  - b. Tempo médio de reparo do componente para quaisquer modos de falhas [horas/falha];
  - c. Taxa de falhas ativas: número total de ocorrências de falhas ao ano do componente nas quais não houve a necessidade da sua remoção para a retomada da continuidade do circuito [falhas/ano];
  - d. Tempo de chaveamento: tempo desde a ocorrência da falha ativa do componente até o tempo em que o mesmo é isolado e os demais componentes afetados pela ação da proteção são devolvidos para o serviço. Caso o componente não possa ser isolado, o tempo de chaveamento se torna o tempo necessário para o reparo do mesmo [horas/falhas];
  - e. Taxa de manutenção: média de vezes que o componente foi removido de serviço para manutenção preventiva [ocorrências/ano];
  - f. Tempo médio de manutenção do componente [horas/ocorrências];
  - g. Probabilidade de disjuntor preso: probabilidade do disjuntor não operar quando solicitado [adimensional];

Como descrito anteriormente, caso o histórico de falhas do componente esteja disponível, a taxa de falha pode ser obtida através da utilização do programa ConWeib.

## 2.2 Obtenção das indisponibilidade da Função Transmissão

Esta etapa tem por finalidade a obtenção das indisponibilidades da Função Transmissão devido à falha dos seus equipamentos, respectivas taxas de falha e tempo médio de duração. Para tanto foi desenvolvida uma metodologia a qual analisa um por um, quais eventos, dentre os contemplados pela metodologia adotada pelo programa Hydra, que ocasionariam a indisponibilidade da instalação que corresponde à Função Transmissão. Nesta análise, apesar de estar focada sobre a Função Transmissão, são considerados os efeitos de cada falha sobre as demais instalações da subestação, além de considerar a função dos equipamentos de manobra no arranjo físico da instalação, os quais podem ter sua manobra associada a eventos de equipamentos específicos, como é o caso de chaves utilizadas para by-pass de alguns equipamentos.

Para a realização desta análise são tomados os seguintes passos:

- i. Classificar cada equipamento quanto à possibilidade de ser chaveado, ou seja, de ser isolado do circuito por equipamentos ditos dinâmicos, como chaves e disjuntores;
- ii. Avaliar cada equipamento quanto à existência de caminho alternativo para a continuidade do serviço de transmissão em caso de falha do equipamento, considerando o sentido do fluxo de energia elétrica que percorre a instalação. Para equipamentos classificados como chaveáveis no passo anterior, a mesma avaliação é feita considerando além da falha do equipamento, o mesmo em manutenção e reparo;
- iii. Aos equipamentos dinâmicos, como chaves e disjuntores, os passos i e ii são realizados para cada cenário relacionado ao seu estado (aberto/fechado), de acordo com sua função dentro do arranjo físico adotado;
- iv. Caso não existam caminhos alternativos, a falha do equipamento é tida como indisponibilidade da Função Transmissão. Caso contrário, são verificados quais eventos os eliminam e se as mesmas foram ou devem ser analisadas. São desprezadas contingências acima da segunda ordem, simultaneidade de falhas ativas e de elementos dinâmicos presos. Os eventos analisados portanto são: Falhas do equipamento com e sem a atuação da proteção<sup>1</sup>, equipamento fora de operação para reparo ou manutenção (quando possível) e disjuntor preso (para disjuntores apenas);

<sup>1</sup> A análise da falha com o efeito da proteção só é necessária caso a falha sem o efeito da proteção já tenha sido

- v. Em cada caso de indisponibilidade estimada, verificar quais eventos estão relacionados, classificar os tipos de falhas e, em funções destes, a indisponibilidade correspondente. Caso o equipamento possa ser chaveado, sua falha é classificada como uma falha ativa, caso contrário, passiva. Entretanto, deve-se observar a ordem, se possível, dos eventos. Uma falha ativa de um componente seguida de uma falha passiva de outro que represente a indisponibilidade da Função Transmissão, representa a falha passiva de dois elementos, ou seja, é necessário o reparo de pelo menos um dos equipamentos para a retomada da disponibilidade da instalação. Caso a falha passiva antecederesse a falha ativa, teríamos uma falha ativa quando outro equipamento está em reparo, gerando taxas e tempos de duração diferentes do primeiro caso.

As contingências obtidas devem ser dos seguintes tipos:

- I. Relacionadas às falhas passivas: (a) Falha passiva de um componente; (b) Falha passiva de dois componentes; (c) Falha passiva de um componente quando outro está em manutenção;
- II. Relacionadas às falhas ativas: (a) Falha ativa de um componente; (b) Falha ativa de um componente quando outro está em reparo; (c) Falha ativa de um componente quando outro está em manutenção; (d) Falha ativa de um componente e um disjuntor preso;

A partir destes passos são obtidas as contingências que gerem a indisponibilidade da Função Transmissão. O cálculo referente às taxas de falhas de cada contingência, tempo médio e duração da indisponibilidade ao ano é feito de acordo com as fórmulas utilizadas pelo programa, apresentadas a seguir:

Notação:  $\lambda$  - taxa de interrupção [falhas/ano];

$r$  - duração esperada da interrupção [horas/falhas];

$U$  - tempo de interrupção anual [horas/ano];

$S$  - tempo de chaveamento [horas/falha];

$d$  - probabilidade de disjuntor preso [adimensional].

(índices: p – falha passiva, a – falha ativa, m – manutenção)

- I. Relacionadas às falhas passivas:

- (a) Falha passiva de um componente (i):

$$\lambda_{pk} = \lambda_{pi}$$

$$r_{pk} = r_{pi}$$

$$U_{pk} = \lambda_{pi} \cdot r_{pi}$$

- (b) Falha passiva de dois componentes (i,j):

$$\lambda_{pk} = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{pj} \cdot (r_{pi} + r_{pj})$$

$$r_{pk} = \frac{r_{pi} \cdot r_{pj}}{r_{pi} + r_{pj}}$$

$$U_{pk} = \lambda_{pk} \cdot r_{pk}$$

- (c) Falha passiva de um componente (i) quando existe outro componente em manutenção (j):

$$\lambda_{pmk} = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj} + \lambda_{pj} \cdot \lambda_{mi} \cdot r_{mi}$$

$$r_{pmk} = \frac{\lambda_{pi} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj}}{\lambda_{pk}} \cdot \frac{r_{pi} \cdot r_{mj}}{r_{pi} + r_{mj}} + \frac{\lambda_{pj} \cdot \lambda_{mi} \cdot r_{mi}}{\lambda_{pmk}} \cdot \frac{r_{pj} \cdot r_{mi}}{r_{pj} + r_{mi}}$$

$$U_{pmk} = \lambda_{pmk} \cdot r_{pmk}$$

- II. Relacionadas às falhas ativas:

- (a) Falha Ativa de um componente (i):

$$\lambda_{ak} = \lambda_{ai}$$

$$r_{ak} = S_{ci}$$

$$U_{ak} = \lambda_{ai} \cdot S_{ci}$$

- (b) Falha Ativa de um componente (i) quando um outro (j) está isolado para reparo:

---

analisada e não tenha sido considerada como causadora da indisponibilidade da FT e o equipamento sob estudo não seja um equipamento dinâmico operando aberto.

$$\lambda_{apk} = \lambda_{pj} \cdot \lambda_{ai} \cdot (S_{cj} + r_{ai})$$

$$r_{apk} = S_{ci}$$

$$U_{apk} = \lambda_{apk} \cdot r_{apk}$$

(c) Falha Ativa de um componente (i) quando um outro (j) está fora de serviço para manutenção:

$$\lambda_{amk} = \lambda_{ai} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj}$$

$$r_{amk} = S_{ci}$$

$$U_{amk} = \lambda_{amk} \cdot r_{amk}$$

(d) Falha Ativa de um componente (i) e um disjuntor (j) preso:

$$\lambda_{adpk} = \lambda_{ai} \cdot d_{pj}$$

$$r_{adpk} = S_{ci}$$

$$U_{adpk} = \lambda_{adpk} \cdot r_{adpk}$$

### 2.3 Avaliação da confiabilidade frente ao cenário regulatório

Esta etapa consiste na avaliação do desempenho estimado da Função Transmissão obtido na etapa anterior quanto à aplicação da Parcela Variável e ao aditivo à Receita Anual Permitida, e o cálculo dos montantes que estes representariam. Para tanto, são estabelecidos os seguintes passos:

- i. Classificar as contingências obtidas pela etapa anterior como *desligamento programado* ou *outros desligamentos*, de acordo com o artigo 2º da Resolução Normativa nº 270/2007;
- ii. Analisar cada contingência classificada como *outros desligamentos* no passo anterior quanto a sua apuração para compor a PVI, de acordo com os critérios estabelecidos na Resolução 270/2007, considerando o tipo de Função Transmissão, seus equipamentos principais e complementares e a presença de equipamento reserva (em registro).
- iii. Caso seja constatada a utilização de equipamento reserva no passo anterior, deve-se calcular o desconto denominado PVR, pela utilização do mesmo, de acordo com os critérios descritos estabelecido na Resolução 270/2007 e descrito mais claramente em (3). Para tanto, deve-se realizar o somatório das durações de cada equipamento reserva utilizado e o cálculo do desconto referido individualmente.
- iv. Somar as taxas de falhas e tempo de indisponibilidade por ano de cada contingência classificada no passo ii como passível de compor a PVI.
- v. Analisar a Função Transmissão quanto à aplicação do *Padrão de Duração de Desligamentos*, em função do tipo e data da outorga a qual a instalação se enquadra, de acordo com os critérios descritos no artigo 3º da Resolução 270/2007. Caso o padrão seja aplicável, verificar se o mesmo referente a *outros desligamentos* seria violado pelo somatório de tempo de indisponibilidade obtida no passo anterior. Caso não ocorra violação, o passo seguinte deve ser tomado. Caso contrário, ou caso seja constatado que o padrão não é aplicável à Função Transmissão, o passo vii deve ser tomado para o cálculo da PVI;
- vi. Analisar a Função Transmissão quanto à aplicação do adicional à Receita Anual Permitida (RAP) de acordo com os critérios descritos no artigo 31 da Resolução 270/2007. Considera-se para tanto, o Pagamento Base da Função Transmissão, o tipo de Função Transmissão e a família de equipamentos a qual a instalação se enquadra. Caso este passo tenha sido tomado, a etapa cessa ao término do mesmo.
- vii. Calcular a PVI correspondente ao somatório da duração de interrupção por outros desligamentos, obtido pelo passo iv, observando seus critérios estabelecidos na Resolução 270/2007 e os limites de aplicação da PV apresentadas na mesma resolução. Considera-se para tanto, o Pagamento Base da Função Transmissão, o tipo e data da outorga, tipo de Função Transmissão e a família de equipamentos a qual a instalação se enquadra. Caso o *Padrão de Duração de Desligamentos* tenha sido aplicado à Função Transmissão, o cálculo da PVI pode ser feito admitindo duas hipóteses:
  - a. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* já tenha sido alcançado no 11º mês;
  - b. O tempo de franquia de *Outros Desligamentos* não tenha sido alcançado no 11º mês;

Ao final desta etapa são obtidos os montantes das penalizações ou abonos o qual o cenário de indisponibilidade previsto pela etapa anterior acarretaria.

### 3.0 - APLICAÇÃO A UM CASO REAL

A metodologia apresentada foi aplicada a um exemplo de cada tipo de Função Transmissão pertencente à subestação de Coxipó 230/138 kV, pertencente às Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), localizada no município de Cuiabá – MT. As informações pertinentes às Funções Transmissão foram levantadas a partir de (6) e os dados de confiabilidade dos equipamentos envolvidos foram obtidos de (4) (7) e (8), e representados na Tabela 1. As Funções Transmissão selecionadas bem como os resultados obtidos estão apresentadas a seguir:

Tabela 1 - Dados típicos utilizados para aplicação da metodologia sobre as FTs escolhidas.

| Componente           | Taxa de Falha Passiva<br>[falha/ano] | Duração Média da Saída<br>[hora/falha] | Manutenção   |               | Taxa de Falhas Ativas<br>[falha/ano] | Tempo de Chaveamento<br>[hora/falha] |
|----------------------|--------------------------------------|--|--------------|---------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
|                      |                                      |  | (manut./ano) | (hora/manut.) |                                      |                                      |
| Chave                | 0,0059                               | 24,9596                                | 0,25         | 4,00          | 0,000536                             | 3,00                                 |
| Disjuntor            | 0,0516                               | 15,0443                                | 0,25         | 12,00         | 0,0258                               | 1,00                                 |
| TC                   | 0,0043                               | 20,8986                                | 0,25         | 6,00          | 0,0043                               | 3,00                                 |
| TP                   | 0,0032                               | 26,4404                                | 0,25         | 6,00          | 0,0032                               | 3,00                                 |
| Reator de Linha      | 0,0197                               | 86,2                                   | 0,25         | 48,00         | 0,0197                               | 1,00                                 |
| Barramento           | 0,0054                               | 19,9871                                | 1,00         | 8,00          | 0,0054                               | 2,00                                 |
| Para-Raio            | 0,0016                               | 19,5473                                | 0,24         | 4,00          | 0,0016                               | 1,00                                 |
| Transformador        | 0,0389                               | 311,10                                 | 0,50         | 48,00         | 0,0389                               | 1,00                                 |
| Compensador Estático | 2,2128                               | 23,1                                   | 0,50         | 48,00         | 2,2128                               | 2,00                                 |

A Função Transmissão do tipo *Linha de Transmissão* (LT) escolhida consiste na linha de transmissão propriamente dita, de 230 kV, circuito número 1, ligando as subestações de Coxipó e Jaurú, suas entradas de linha (do tipo barra dupla - 5 chaves) localizadas em cada subestação e reatores não manobráveis, conectados a cada entrada de linha. Embora estas instalações pertençam à mesma concessão de transmissão, para a análise foi considerada apenas a parte integrante à subestação de Coxipó como fazendo parte da concessão de interesse, ou seja, a entrada de linha e reator de linha não manobrável, apresentados no diagrama da Figura 1. As demais instalações desta Função Transmissão foram consideradas pertencentes à outra concessão. Foram avaliados, portanto, apenas a contribuição da indisponibilidade da parte da Função Transmissão integrante à subestação de Coxipó, embora a avaliação sobre toda a instalação pudesse ser semelhantemente realizada.

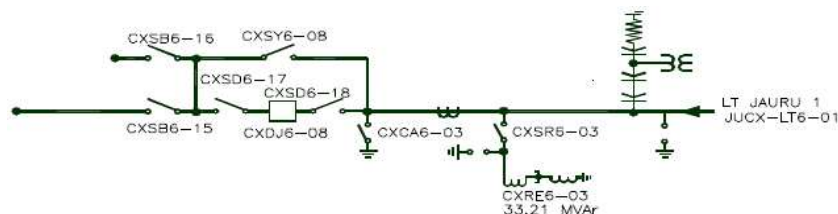


Figura 1 - Diagrama Unifilar da entrada de linha e reator de linha pertencentes à FT do tipo LT escolhida.

A Função Transmissão do tipo *Transformação* (TR) escolhida para a análise é composta por um transformador trifásico e duas instalações de conexão que ligam o transformador a barramentos distintos, assim como apresentada pela representação do diagrama na Figura 2.

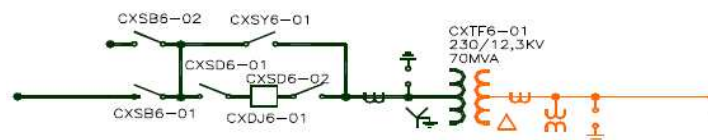


Figura 2 - Diagrama Unifilar da FT do tipo TR escolhida.

A Função Transmissão do tipo *Controle de Reativo* (CR) escolhida para a análise é composta por um compensador estático trifásico conectado ao barramento por 3 instalações de conexão, assim como apresentado pela representação do diagrama unifilar na Figura 3.

Para a Função Transmissão do tipo *Módulo Geral* (MG) foram selecionados os barramentos, seus equipamentos associados e interligações de barramento de 230 kV, assim como representados no diagrama da Figura 4. Embora esta Função Transmissão seja composta por equipamentos de outras classes de tensão, a análise conjunta de toda a instalação não poderia ser realizada devido à ausência de uma conexão elétrica direta entre todos seus

componentes. Para a análise completa da Função Transmissão da subestação em questão, a mesma análise deve ser realizada ao conjunto: barramento, seus equipamentos associados e a interligação de barramento de 138 kV, e suas taxas e durações somadas à análise apresentada.

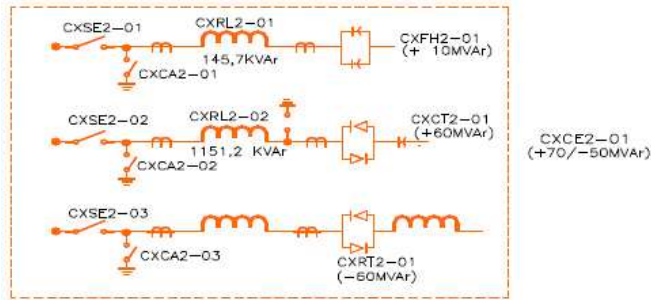


Figura 3 - Diagrama Unifilar da FT do tipo CR escolhida.

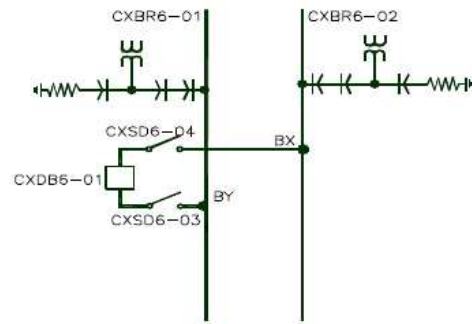


Figura 4 - Diagrama Unifilar da FT do tipo MG escolhida.

Os resultados obtidos para cada Função Transmissão analisada bem como o Pagamento Base e a Franquia para outros desligamentos de cada caso estão relacionados na Tabela 2.

Tabela 2 - Informações sobre cada FT e respectivas previsões de indisponibilidade e PVI calculados pela aplicação da metodologia proposta.

| FT | Pagamento Base<br>[R\$] | Franquia<br>[horas]<br>[ano] | Previsão de Indisponibilidade |                             | PVI          |       |              |        |
|----|-------------------------|------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|--------------|-------|--------------|--------|
|    |                         |                              | Taxa<br>[vezes]<br>[ano]      | Duração<br>[horas]<br>[ano] | Hipótese 'a' |       | Hipótese 'b' |        |
|    |                         |                              |                               |                             | [R\$]        | %PB   | [R\$]        | %PB    |
| LT | 1.536.010,95            | 1,5                          | 0,010                         | 2,6303                      | 67.097,25    | 4,37  | 345.808,92   | 22,51  |
| TR | 38.814,07               | 1                            | 0,127                         | 13,5503                     | 8.738,38     | 22,51 | 43.065,88    | 110,95 |
| CR | 178.006,76              | 19,17                        | 2,24                          | 51,8271                     | 154.918,51   | 87,03 | 229.058,09   | 128,68 |
| MG | 107.252,81              | -                            | 0,057                         | 0,1091                      | [R\$]        |       | %PB          |        |
|    |                         |                              |                               |                             | 14,42        |       | 0,01         |        |

Da Tabela 2 pode-se observar que apesar da duração de indisponibilidade prevista para FT CR ser superior às demais, o caso que acarretaria uma maior penalização pela PVI seria a hipótese 'b' da LT, devido ao elevado valor do Pagamento Base desta FT, cerca de 9 vezes superior ao da FT CR analisada, demonstrando a importância de considerarmos a remuneração de cada instalação na avaliação de sua confiabilidade.

Um dos benefícios da utilização da metodologia consiste na possibilidade de analisarmos quais eventos representariam as indisponibilidades da FT e a respectiva contribuição nas penalizações da Parcela Variável. Ao analisarmos a relação de previsões de indisponibilidades obtida ao fim da segunda etapa da metodologia (ao fim do item 2.2), por exemplo, obtemos a relação das contingências de maior contribuição na PVI de cada FT, representada na Tabela 3.

Tabela 3 - Relação das contingências de maior contribuição na indisponibilidade de cada FT e contribuições sobre a PVI calculada.

| FT | Tipo de contingência     | Elemento envolvido | Indisponibilidade<br>[hora/ano] | Contribuição         |              |              |
|----|--------------------------|--------------------|---------------------------------|----------------------|--------------|--------------|
|    |                          |                    |                                 | Duração<br>Total [%] | PVI [reais]  |              |
|    |                          |                    |                                 |                      | Hipótese 'a' | Hipótese 'b' |
| LT | Falha passiva 1 elemento | CXRE6-03           | 1,3041                          | 49,58                | 33.267,27    | 171.454,41   |
| TR | Falha passiva 1 elemento | CXTF6-01           | 12,1018                         | 89,31                | 7.804,30     | 38.462,37    |
| CR | Falha passiva 1 elemento | CXCE2-01           | 51,1157                         | 98,63                | 152.792,11   | 225.914,04   |
| MG | Falha ativa 1 elemento   | CXDB6-01           | 0,0258                          | 23,66                | 3,41         |              |

Da Tabela 3, nota-se que apesar da FT LT analisada representar o pior cenário de penalizações, o equipamento dentre todas as FTs que representa uma maior penalização no caso de falha é o Compensador Estático CXCE2-01.

Vale ressaltar o fato da duração de indisponibilidade obtida para a falha do reator de linha CXRE6-03 (1,3041 horas/ano) se encontrar dentro da franquia de outros desligamentos para a FT a qual pertence (1,5 horas/ano). Caso a falha do equipamento fosse analisada isoladamente, a penalização não seria prevista, entretanto, dentro

das previsões de indisponibilidade dos demais componentes desta FT, os quais compõem o somatório de duração de indisponibilidade, a penalização é considerada.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

A aplicação da metodologia apresentada permite a avaliação da confiabilidade tanto de cada Função Transmissão quanto de cada componente, quantificando seu impacto sobre a remuneração mensal da concessionária em termos das penalizações da Parcela Variável. Desta forma, o custo da penalização é estabelecido como uma base comum de comparação para o risco de falha de instalações e equipamentos, mesmo que localizados em subestações distintas, auxiliando o planejamento de ações de manutenção e a priorização de decisões de investimentos.

No atual cenário regulatório de severas penalizações pela Parcela Variável às indisponibilidades das instalações da rede básica de transmissão, a metodologia apresentada representa uma importante ferramenta no apoio à tomada de decisão e gestão de ativos, ao fornecer cenários preditivos de indisponibilidade e quantificá-los financeiramente ao gestor dos ativos.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa nº 191 de 12 de dezembro de 2005; Brasil.
- (2) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa nº 270 de 26 de junho de 2007; Brasil.
- (3) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Procedimentos de Rede Submódulo 15.12 – Apuração mensal das parcelas variáveis referentes à disponibilidade de instalações da rede básica, de 28 de junho de 2009, Brasília – DF; Brasil.
- (4) CAMARGO, C. B., Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica, LTC / ELETROBRÁS / Feees, 1981, Santa Catarina; Brasil.
- (5) ALLAN, R. N., BILLINTON, R. AND OLIVEIRA, M. F., An efficient algorithm for deducing the minimal cuts and reliability indices of general network configuration, IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-25, nº4, pp.226-233, Outubro 1976.
- (6) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota técnica nº 024 – SRT/ANEEL de 16 de setembro de 2004 – ANEXO VIII; Brasil.
- (7) BILLINTON, R.; Canadian experience in the collection of transmission and distribution component unavailability data, Probabilistic Methods Applied to Power System, 2004 International Conference on, pp 268-273.
- (8) WENYUAN LI; JIAQI ZHOU; XIAOZHENG HU; Comparison of transmission equipment outage performance in Canada, USA and China, Electric Power Conference, 2008, EPEC 2008, pp.1-8,6-7.IEEE Canada.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Ruyguara Alcantara Meyberg

Nascido em Fürth, Alemanha, em 01 de outubro de 1987.

Mestrando (Bolsista CEPEL): COPPE/UFRJ e Graduando em Engenharia Elétrica: UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ.