

Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação de Alternativas Equivalentes em Estudos de Expansão do Sistema de Transmissão: Uma Ótica Probabilística

Jorge Coelho, Edison A. C. Aranha Neto, C. Celso B. Camargo, André Rodigheri, Marcelo M. Reis, Leonardo Cimino Jr., Renato G. Ribeiro e Alexandre O. Reinig

Resumo— O presente trabalho apresenta a aplicação de uma metodologia multicritério na gestão de implantação de reforços de subestações e linhas de transmissão autorizados ou a serem autorizados pelo órgão regulador. O algoritmo desenvolvido mensura o grau de valor que cada reforço agrega à empresa considerando a ótica do agente transmissor, representada por meio de um conjunto de critérios aplicados de maneira simultânea, hierarquizando e valorando os reforços auxiliando dessa forma no processo de tomada de decisão. O método adotado é o *Analytic Hierarchy Process* (AHP). Além disso, usando dados históricos da CTEEP foi possível avaliar a viabilidade das suposições necessárias para os cálculos de confiabilidade e representação no programa NH2. A metodologia desenvolvida foi aplicada em um conjunto com mais de uma centena de reforços de expansão, vindo a fornecer uma classificação dos projetos que facilita a tomada de decisão quanto à sua implantação.

Palavras-chave— Confiabilidade, linhas de transmissão, planejamento, subestações, suporte à decisão.

I. INTRODUÇÃO

Atividade de planejamento de um sistema de energia elétrica tem por objetivo o estabelecimento de uma política de desenvolvimento, a qual deve satisfazer os requisitos de confiabilidade, atendendo os níveis de qualidade de suprimento, assim como as restrições de investimento, permitindo custos mais baixos e tarifas adequadas à população de acordo com a legislação vigente. Estes objetivos devem ainda ser alcançados considerando os aspectos técnicos, estratégicos, financeiros e ambientais. É evidente que o planejamento em sistemas de energia elétrica deve permitir encarar o futuro, apresentando e hierarquizando o maior número possível de alternativas ao ente tomador de decisão, levando em consideração:

- (i) O crescimento do mercado de energia elétrica;
- (ii) A escolha de técnicas e tecnologias exequíveis que se adaptem às condições futuras;
- (iii) A definição e determinação da estrutura do sistema em toda sua dimensão;
- (iv) A seleção dos cenários de investimentos otimizados, e face a sua escolha, a alocação e o cronograma de entrada em operação dos novos equipamentos e componentes do sistema, denominados neste trabalho como reforços.

Considerando esse contexto, a adequação do sistema é avaliada pela sua capacidade de minimizar a Energia Esperada Não Suprida (EENS) devido a interrupções programadas e/ou devido a emergências, ou ainda de mantê-los em níveis aceitáveis através do Índice de Severidade (IS), sempre que ocorrerem condições que venham a comprometer a segurança do sistema. Dados de ocorrências em linhas de transmissão e transformadores de uma transmissora do sudeste brasileiro, disponíveis para o período que compreende os anos de 1998 a 2007, permitiram avaliar se há aderência estatística dos tempos para a falha (*Times to Failure* - TTF) e para o reparo (*Times to Repair* - TTR) à distribuição exponencial [1] [2]. A maioria das técnicas de cálculo de confiabilidade, e mesmo o programa NH2 pressupõem tal aderência, o que se materializa em parte dos critérios probabilísticos incorporados à metodologia.

O cenário mundial atual, fortemente influenciado pelo desenvolvimento tecnológico, por movimentos ambientais, por mudanças sociais (profundas em termos globais) e pelos interesses conflitantes entre agentes, decorrentes de um mercado cada vez mais competitivo em função do modelo atualmente adotado para o Setor Elétrico Brasileiro, faz com que apareçam de forma contundente, mais dois aspectos com o mesmo nível de importância que os anteriores: as incertezas devido ao futuro, e o desempenho ambiental e social do sistema como um todo.

Atualmente no modelo adotado para o Setor Elétrico, a existência de equivalência entre as alternativas, associada a interesses conflitantes entre os agentes envolvidos, resulta em atrasos na tomada de decisão.

Neste sentido, este trabalho baseia-se na utilização de uma metodologia multicritério, capaz de levar em consideração um amplo conjunto de critérios de forma simultânea, valorando e classificando as alternativas, auxiliando assim o processo de tomada de decisão.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

J. Coelho, E. A. C. Aranha Neto, C. C. B. Camargo, A. Rodigheri e M. M. Reis trabalham na Universidade Federal de Santa Catarina, UFSC (e-mails: earanha@labplan.ufsc.br; coelho@labplan.ufsc.br; celso@labplan.ufsc.br; andrer@labplan.ufsc.br; marcelo@inf.ufsc.br).

L. Cimino Jr., R. G. Ribeiro e A. O. Reinig trabalham na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, CTEEP (e-mails: lcimino@cteeep.com.br, rgribeiro@cteeep.com.br, areinig@cteeep.com.br).

A metodologia desenvolvida foi aplicada em um conjunto com mais de uma centena de reforços da CTEEP, uma transmissora de energia do sudeste brasileiro, demonstrando-se factível e matematicamente robusta, mesmo diante de um grande número de reforços, dos múltiplos critérios e um grande volume de dados estatísticos de cerca de 10 anos [3].

O projeto Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação de Alternativas Equivalentes em Estudos de Expansão do Sistema de Transmissão: Uma Ótica Probabilística, código ANEEL 0068-003/2007, foi desenvolvido em parceria da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP com a Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e foi concluído em 2010.

II. DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

Um modelo multicritério pode considerar simultaneamente as incertezas a serem modeladas no processo de tomada de decisão devido a critérios técnicos, ambientais e interesses dos agentes envolvidos, entre outros, baseados em resultados obtidos considerando os inúmeros cenários elaborados para variações da projeção de carga, das taxas de falha de linhas de transmissão e transformadores, bem como dos custos envolvidos devido à energia esperada não suprida.

A metodologia proposta neste trabalho contempla a avaliação de todas essas incertezas ao mesmo tempo, por meio de uma análise mais completa, agilizando o processo de tomada de decisão, e buscando agregar o máximo valor para a empresa devido à implantação de reforços.

A. Metodologia Multicritério

Na tomada de decisão os valores envolvidos geralmente são mais relevantes que as alternativas a serem consideradas. Deste modo, no processo de decisão que hierarquiza os investimentos, fica evidente que as alternativas são apenas meios para determinar aqueles valores.

Na avaliação estratégica de investimentos, o processo de tomada de decisão convencional geralmente tenta avaliar apenas as alternativas, normalmente via análise custo-benefício. Quando os objetivos estão incompletos (em relação aos valores da empresa ou decisor) os critérios e dados para avaliar as alternativas de investimentos não são provavelmente tão úteis quanto deveriam. Caso os valores não estejam explícitos na tomada de decisão, o julgamento de cada alternativa e a hierarquização dos investimentos ficam comprometidos.

Na metodologia monocritério, a melhor alternativa é aquela que otimiza um determinado critério. Tem como maior desvantagem não conseguir levar em consideração os diferentes aspectos relevantes nas alternativas.

Os métodos multicritério [4]-[7] consideram mais de um aspecto e, portanto, avaliam as ações segundo um conjunto de critérios. Cada critério é uma função matemática ou uma análise de valor que mede a performance das ações potenciais com relação a um determinado aspecto. Neste enfoque, deseja-se otimizar essas funções de forma simultânea.

Método AHP:

O *Analytic Hierarchy Process* (AHP) [8] tem como um

dos objetivos representar os modelos de modo mais realista incluindo todas as medidas tangíveis ou intangíveis, consideradas relevantes, assim como fatores quantitativos ou qualitativos.

A ordenação hierárquica é um tipo de estrutura hábil para fornecer uma visão global do problema e da relação de complexidade, que ajuda o decisor na avaliação da dimensão e conteúdo dos critérios, através da comparação homogênea dos elementos. Como consequência, o processo se reduz a uma sequência de comparações par-a-par desses componentes identificados.

A estrutura hierárquica desenvolve-se linearmente ou não, do nível mais elevado até ao nível inferior, dos conceitos e características gerais para os princípios básicos e concretos.

O método AHP usa comparações por pares entre as alternativas, bem como entre os critérios, objetivando determinar as prioridades das alternativas ao longo da hierarquia, normalmente de baixo para cima na mesma. Após a construção da hierarquia, cada agente de decisão fará a comparação par a par de cada elemento de um dado nível hierárquico, criando-se uma matriz de decisão como visto em (1) [9], onde cada linha expressa as medidas das consequências (ou de avaliações) da alternativa i com relação aos n critérios considerados e cada coluna expressa as medidas das consequências das m alternativas com relação ao critério j .

$$\begin{matrix}
 & g_1 & g_2 & \dots & g_j & \dots & g_n \\
 A_1 & a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1j} & \dots & a_{1n} \\
 A_2 & a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2j} & \dots & a_{2n} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 A_i & a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{ij} & \dots & a_{in} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 A_m & a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mj} & \dots & a_{mn}
 \end{matrix} \quad (1)$$

onde:

A_i = alternativas;

g_j = critérios.

Técnica de Multivotação Delphi:

Delphi [9]-[11] é o conjunto de procedimentos destinados a elicitar e refinar a opinião de um grupo de pessoas, tipicamente um painel de especialistas.

De maneira geral, o método para aplicação da técnica Delphi [8] consiste em:

- Obter as respostas de cada participante às questões pré-elaboradas, por meio de questionários ou outra forma de comunicação formalizada;
- Fazer iterações (uma ou mais) desses questionários, onde as informações colhidas em cada rodada são controladas e resumidas pelo mediador e realimentada junto ao próximo questionário; e
- Adotar como a resposta do grupo uma estatística representativa das respostas finais.

Embora seja um método simples, é um interessante instrumento de comunicação que busca o consenso de opiniões de um grupo de especialistas. É recomendável quando há

necessidade de se resolver um problema com julgamento subjetivo.

O uso deste método tem sido ampliado para incorporar novas estratégias e idéias na proposição de políticas organizacionais mais gerais, tendo como característica uma ferramenta de apoio à tomada de decisão e definição de políticas. Uma característica do método é o anonimato, o que permite extrair do grupo mais proposições do que qualquer outro método, pois evita o domínio psicológico, a capacidade de persuasão e o efeito citado por muitos autores como efeito de *bandwagon* (quando a opinião da maioria prevalece sobre a minoria) [9].

As características essenciais do método Delphi são a troca de informações e opiniões entre os respondentes, o anonimato das respostas, e a possibilidade de revisão de visões individuais sobre o futuro, diante das previsões e argumentos dos demais respondentes, com base em uma representação estatística da visão do grupo [12].

A sequência básica de atividades envolvidas na execução de um Delphi é ilustrada na Figura 1.

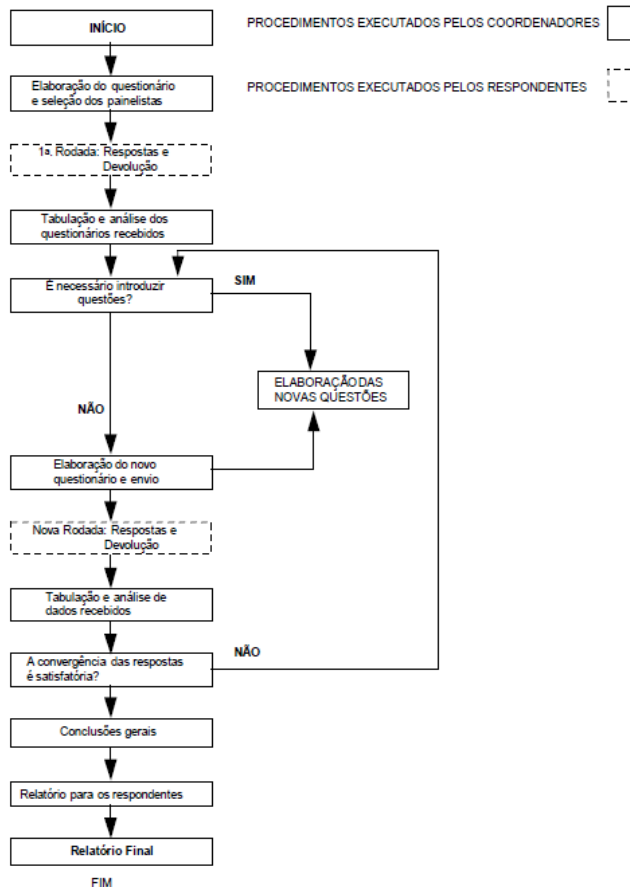


Figura 1. Sequência de Execução de uma Pesquisa Delphi [10]

Metodologia Desenvolvida:

Através de uma estrutura arborescente [4], [7], foram definidos cinco Pontos de Vista Fundamentais (PVF's) abrangentes e seus respectivos Pontos de Vista Elementares (PVE's), conforme Figura 2. Estes PVF's contemplam os critérios relacionados a seguir para reforços autorizados ou a serem autorizados:

- Critérios Técnicos e Probabilísticos, como Energia Esperada Não Suprida e Índice de Severidade, calculados pelo programa computacional NH2, desenvolvido pelo CEP-EL [15], considerando a simulação de contingências pelo método de enumeração. As estatísticas de taxas de falha e tempo médio de reparo foram obtidas do Banco de Dados Probabilístico da CTEEP, o qual considera ocorrências em Subestações e Linhas de Transmissão, referente ao período de 1998 a 2007 [2], [13];

- Critérios Estratégicos, que consideram a oportunidade de expansão da empresa, sua imagem corporativa e o desenvolvimento tecnológico. Este Ponto de Vista Fundamental tenta classificar os reforços, de acordo com a estratégia definida pela empresa.

- Critérios Financeiros como aspectos regulatórios, rentabilidade e contribuição para as penalidades por indisponibilidade, devido ao atraso no cumprimento da data de entrada em operação comercial;

- Critérios externos à empresa e ao projeto, que não podem ser controlados pela empresa como fatores externos ambientais, recursos humanos e recursos materiais e

- Riscos que envolvem fatores relacionados à implantação do reforço, levando em conta todas as atividades necessárias para a implantação do empreendimento (projeto, execução, patrimonial e aquisição).

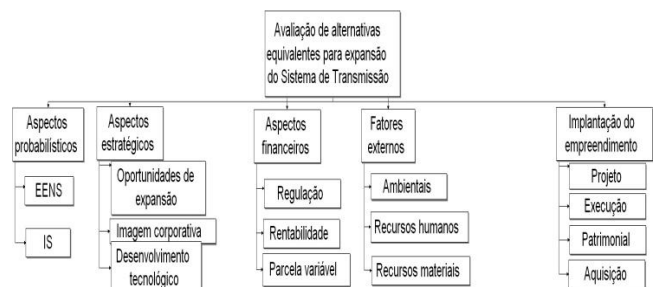


Figura 2. Árvore de Pontos de Vista

A ponderação da Árvore de Pontos de Vista foi obtida por meio da Multivotação Delphi, englobando vários profissionais especializados (decisores) que atuam nas principais áreas da empresa envolvida na implantação de reforços do sistema de transmissão, representando a aquisição do conhecimento dos especialistas.

As ponderações obtidas baseiam-se no cenário atual, considerando o ponto de vista do agente transmissor, ou seja, a visão, os valores e os objetivos estratégicos da empresa. Estes valores podem ser modificados caso a percepção por parte desse agente seja alterada. Dessa forma os critérios definidos, bem como as ponderações poderão ser reavaliados com o objetivo de atender a essa nova percepção, e para um novo cenário, poderão ser incluídos ou retirados PVF's e PVE's, bem como serem alterados as suas respectivas prioridades relativas.

B. Avaliação dos tempos para a falha e reparos

“Supõe-se que os tempos para a falha (*Times To Failure* – TTF) e os tempos para o reparo (*Times To Repair* –

TTR) dos componentes elétricos seguem a distribuição exponencial...” Há muitos anos vários métodos de avaliação da confiabilidade seguem essa suposição [16] [17] [18]. Se os dados realmente aderem à exponencial, as taxas para a falha e para o reparo podem ser consideradas constantes. Além disso, a taxa de falha será igual ao inverso da média dos tempos para a falha, e a taxa de reparo igual ao inverso da média dos tempos para o reparo. Com isso os cálculos da confiabilidade do sistema em análise serão consideravelmente simplificados. Mesmo o programa computacional NH-2, que é importante para cálculo dos critérios probabilísticos da metodologia proposta neste trabalho, também faz uso desta hipótese. Os dados históricos de ocorrências de linhas de transmissão e de transformadores de um período de 10 anos (1998 a 2007) motivaram a avaliação da veracidade destas suposições para permitir a aplicação dos critérios probabilísticos.

Dados disponíveis:

O banco de dados de ocorrências de linhas de transmissão da CTEEP compreende as seguintes variáveis, entre outras, registradas para cada ocorrência: região onde está localizada a linha; tensão da linha; extensão em km da linha; seção do condutor; data de energização da linha (dia, mês e ano); data de desativação da linha (quando cabível); ano da ocorrência; causa da ocorrência, natureza elétrica da causa (fase-terra, bifásico, etc.); localização da causa; origem da causa (Interna, Externa, Operacional, Secundária); natureza da causa (fugitiva ou permanente); data do desligamento da linha (em minutos, horas, dia, mês e ano); data do restabelecimento da linha (em minutos, horas, dia, mês e ano). Já para as ocorrências dos transformadores havia as seguintes variáveis, entre outras: relação de transformação; potência em MVA; ano da ocorrência; causa da ocorrência; natureza elétrica da causa; localização da causa; origem da causa (Interna, Externa, Operacional, Secundária); natureza da causa (fugitiva ou permanente); data do desligamento do transformador (devido à falha, em minutos, horas, dia, mês e ano); data do restabelecimento do transformador (em minutos, horas, dia, mês e ano).

Além destas variáveis foi preciso calcular mais duas a partir delas:

- o tempo para o reparo (TTR) de cada ocorrência;
- o tempo para a falha (TTF) da linha de transmissão até a data do desligamento registrada na ocorrência.

O procedimento para cálculo do TTR é direto: basta calcular a diferença entre a data do restabelecimento da linha ou transformador e a data do desligamento causado pela ocorrência. Adotou-se o critério de apresentar os resultados em horas, sendo que valores em minutos foram convertidos para fração de horas (divididos por 60).

O cálculo do TTF foi feito apenas a partir da primeira ocorrência de cada circuito. Como não se dispõe das informações sobre as ocorrências anteriores a 1998, não há como saber quando se iniciou o último período de operação de uma linha ou transformador que apresentou a primeira falha registrada em setembro de 1998, por exemplo. O dispositivo pode estar operando continuamente há muito mais de 9

meses, não há como saber (com o atual banco de dados). Mas, se houve uma ocorrência em setembro de 1998, foi restabelecido naquele mesmo mês, e sofreu a segunda em maio de 2000, por exemplo, o seu primeiro tempo de operação registrado seria entre setembro de 1998 e maio de 2000, sem dúvidas.

Optou-se por desprezar TTF menores do que 1 hora, entendendo-se que os menores do que esse valor ainda constituem “estado de falha”, ou seja, houve restabelecimento, mas a causa da falha não foi corretamente identificada, ou as ações foram insuficientes para impedir novos desligamentos. O resultado foi a redução no número de ocorrências analisadas de 3.729 para 3.193 ocorrências nas linhas, e de 1.049 para 1.013 nos transformadores.

Quanto aos tempos para reparo (TTR) foram identificados valores menores do que 5 minutos e maiores do que 88 horas. No primeiro caso considerou-se que eles não constituem tempos de reparo propriamente ditos, provavelmente tempos tão curtos foram obtidos devido a manobras operacionais. Já os valores maiores do que 88 horas representam apenas 0,28% das ocorrências, e esta duração indicaria uma ocorrência “atípica” (efeito de condições atmosféricas severas, e bastante improváveis, por exemplo). Sendo assim, a análise dos tempos de reparo foi considerada apenas com ocorrências que duraram entre 5 minutos e 88 horas, resultando em 1.663 observações disponíveis para as linhas e 1.042 para os transformadores.

Análises realizadas:

Como os números de ocorrências dos TTF e dos TTR são diferentes, optou-se por realizar uma análise separada de ambos, contudo os procedimentos são análogos. O primeiro passo é realizar a análise exploratória de dados. Foram calculadas medidas de síntese (como média, mediana, desvio padrão, entre outras) dos TTF e TTR, isoladamente ou em função das variáveis citadas anteriormente.

Para avaliar a aderência à exponencial o primeiro passo foi a análise dos TTF e TTR de forma geral, sem segmentação. Foram realizados testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov em relação a três distribuições de probabilidade: à exponencial, à Gamma (da qual a exponencial é um caso especial) e à lognormal (por esta ser uma distribuição assimétrica à direita, tal como a exponencial). Gráficos de probabilidade foram também construídos para os TTF e os TTR, para verificar a aderência às três distribuições citadas.

Em seguida o procedimento acima foi realizado por nível de tensão (para as linhas) e por relação de transformação (para os transformadores), porém somente para aqueles conjuntos com, pelo menos, cinco ocorrências, pois é o mínimo necessário para a obtenção de resultados estatisticamente consistentes [19-20].

O próximo passo foi a segmentação das observações por ano. Observa-se que os testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov podem ainda rejeitar “artificialmente” a hipótese de aderência à exponencial, por isto foram também construídos gráficos dos TTF e TTR para comprovação. “A razão para tal incoerência talvez resida na própria estrutura do teste de aderência, no qual é comparada a distância máxima entre a distribuição observada dos dados e a esperada se eles se-

guissem o modelo probabilístico em análise [19][20] com uma distância máxima tabelada. O valor desta depende do nível de significância do teste e *do tamanho da amostra coletada* (valor este que ocupa o denominador da expressão de cálculo da distância tabelada)”. Como há centenas de ocorrências para alguns níveis de tensão e relações de transformação, o valor da distância máxima tabelada pode ficar reduzido em demasia, levando à rejeição da hipótese de aderência. Portanto, resolveu-se repetir os procedimentos de avaliação da aderência dos TTF e TTR, avaliando as ocorrências ano a ano: 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007. Para as linhas de transmissão também foi feita a segmentação por ano e nível de tensão. Já para os transformadores a categorização por ano e relação de transformação não foi realizada, devido ao fato de que muitas relações de transformação não dispõem de ocorrências em todos os anos, e algumas das que dispõem, apresentam menos de 5 registros em vários anos. Como alternativa, foram realizadas segmentações em função da variável relação de transformação e da variável região. Isso resultou em um total de 60 casos possíveis de ano e nível de tensão para TTF e TTR das linhas de transmissão e em 28 casos por ano e relação de transformação para TTF e 29 para TTR (para os transformadores).

Devido à forma como os reforços são implementados, sempre por “circuito”, considerando linhas de transmissão e por “equipamento”, considerando bancos de transformadores e transformadores trifásicos, a análise da aderência de TTF e TTR também foi realizada por circuito, para linhas de transmissão e por equipamento, para transformadores, mas apenas para circuitos/equipamentos com pelo menos cinco ocorrências de TTF ou TTR, por razões estatísticas. Como consequência, os TTF de 216 e os TTR de 152 circuitos de linhas de transmissão foram analisados (totalizando 3.059 ocorrências e 1.380 ocorrências respectivamente), e os TTF de 90 e os TTR de 95 equipamentos, no caso de transformadores (totalizando 706 e 711 ocorrências respectivamente). Entretanto a análise da aderência foi feita apenas através de testes de Kolmogorov-Smirnov, não foram construídos gráficos de probabilidade, devido ao fato da pequena quantidade de observações em alguns circuitos tornar muito subjetiva a visualização da aderência.

A. Resultado da Análise Exploratória de Dados

Inicialmente apresentam-se os resultados para as linhas de transmissão, e posteriormente para os transformadores.

Tabela I. Medidas de síntese para os TTF das linhas de transmissão

Média (h)	N	Desvio padrão (h)	Mínimo (h)
4.751,372	3.193	6.363,236	1
Máximo (h)	Quartil inferior (h)	Mediana (h)	Quartil superior (h)
62.775,25	625,88	2.305,28	6.537,35

Pode-se constatar que:

- a média do TTF é de 4.751 horas, mas discrepantes superiores estão “inflacionando” a média, pois a mediana vale 2.305,28 h (ou seja, a média é duas vezes maior do que a mediana).

- a mediana de 2.305,28 h significa que metade dos TTF é *menor* do que este valor, e a outra metade é maior do que ele.

- o TTF em até 75% dos casos (quartil superior) é de 6.537 horas, sendo que o valor máximo é igual a 62.775 horas.

- a grande variabilidade pode ser constatada por meio do valor do desvio padrão, 6.363 horas, maior do que a própria média.

Supondo que houvesse aderência dos TTF à distribuição exponencial, a média de 4.751 horas resultaria numa taxa de falha de 0,00021 falhas por hora (1,843 falhas por ano) nas linhas de transmissão.

Tabela II. Medidas de síntese para os TTR das linhas de transmissão

Média (h)	N	Desvio padrão (h)	Mínimo (h)
3,416597	1663	7,370111	0,08333
Máximo (h)	Quartil inferior (h)	Mediana (h)	Quartil superior (h)
79,03333	0,183333	0,516667	3,233333

Pode-se constatar:

- a média do TTR é de 3,41 horas, mas discrepantes superiores estão “inflacionando” a média, pois a mediana vale 0,51 h ou 31 minutos, (ou seja, a média é *seis* vezes maior do que a mediana).

- a mediana de 0,51 h significa que metade dos TTR é *menor* do que este valor, e a outra metade é maior do que este,

- o TTR em até 75% dos casos (quartil superior) é de 3,23 horas, sendo que o valor máximo é igual a 79 horas.

- o resultado desta grande variação pode ser visto no valor do desvio padrão, 7,37 horas, maior do que a própria média.

Supondo que houvesse aderência dos TTR à distribuição exponencial, a média de 3,4166 horas implicaria em uma taxa de reparo de 0,2927 reparos por hora (2.563 reparos por ano) nas linhas de transmissão.

Tabela III. Medidas de síntese para os TTF dos transformadores

Média (h)	N	Desvio padrão (h)	Mínimo (h)
9.513,56	1.013	11.766,73	1,07
Máximo (h)	Quartil inferior (h)	Mediana (h)	Quartil superior (h)
67.507,10	1.418,67	4.957,10	13.529,02

Pode-se constatar:

- a média do TTF é de 9.513,56 horas, mas valores discrepantes superiores estão distorcendo em demasia a média, pois a mediana vale 4.957,1 h (ou seja, a média é quase duas vezes maior do que a mediana); a mediana de 4.957,1 h significa que metade dos TTF é *menor* do que este valor, e a outra metade é maior.

- o TTF em até 75% dos casos (quartil superior) é de 13.529 horas sendo que o máximo é igual a 67.507 horas.

- o resultado desta grande variação pode ser observado através do valor do desvio padrão, 11.766,73 horas, valor superior ao valor da própria média.

Supondo que houvesse aderência dos TTF à distribuição exponencial, a média de 9.513,56 horas implicaria em uma taxa de falha de 0,000105 falhas por hora (0,9208 falhas por ano) nos transformadores.

Tabela IV. Medidas de síntese para os TTR dos transformadores

Média (h)	N	Desvio padrão (h)	Mínimo (h)
5,32185	1.042	9,89739	0,083333
Máximo (h)	Quartil inferior (h)	Mediana (h)	Quartil superior (h)
83,30000	0,266667	1,016667	6,25000

Pode-se ainda constatar que:

- a média dos tempos de reparo (TTR) é de 5,32 horas, mas discrepantes superiores estão aumentando a média, pois a mediana vale 1,016 horas (ou seja, a média é mais de cinco vezes maior do que a mediana); a mediana de 1,016 horas significa que metade dos TTR são menores do que este valor, e a outra metade é maior (a mediana dos tempos de reparo das linhas de transmissão vale 0,516 horas).
- o TTR em até 75% dos casos (quartil superior) é de 6,25 horas sendo que o máximo é igual a 83,3 horas.
- o resultado desta grande variabilidade pode ser observado pelo valor do desvio padrão, 9,90 horas, quase duas vezes maior do que a própria média.

Com a hipótese de haver aderência dos TTR à distribuição exponencial, a média de 5,32 horas implicaria em uma taxa de reparo de 0,1879 reparos por hora (1.646 reparos por ano) nos transformadores.

B. Resultado da Avaliação da Aderência

Para os TTF e TTR das linhas de transmissão e dos transformadores foram feitos:

- testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov (dos dados gerais, segmentados por ano/nível de tensão/razão de transformação ou por circuito);
- gráficos de probabilidade (dos dados gerais, segmentados por ano/nível de tensão/razão de transformação).

Podem-se ver exemplos dos procedimentos acima nas Figura 3 e Figura 4.

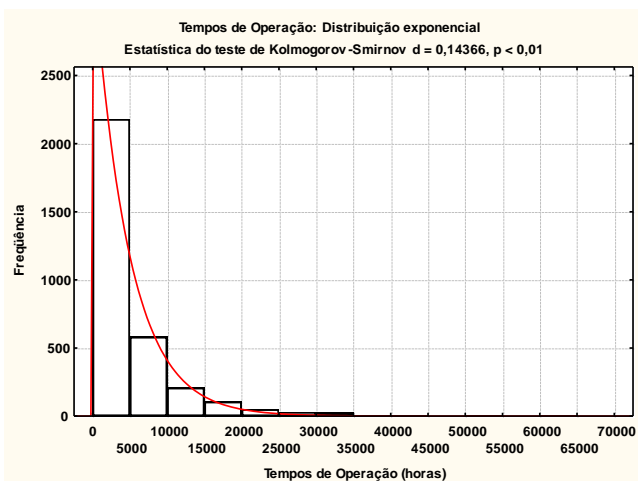


Figura 3. Histograma dos TTF das linhas de transmissão: aderência à distribuição exponencial

A estatística do teste de Kolmogorov-Smirnov, distância máxima entre a distribuição de frequência acumulada dos dados e a distribuição acumulada exponencial esperada, vale 0,14366. Para um tamanho de amostra de 3.193 ocorrências,

a probabilidade de que tal diferença tenha ocorrido por acaso é menor do que 0,01 ($p < 0,01$, menor do que 1%). Como se trata de uma probabilidade baixa, inferior aos níveis de significância usualmente usados em testes de hipóteses (1% ou 5%), haveria evidência estatística suficiente para rejeitar a hipótese de aderência dos TTF (sem segmentação) à exponencial. Mas, observe-se na Figura 3 que há uma linha contínua, que representa a distribuição exponencial esperada para os dados: visualmente é possível perceber uma aderência desta linha contínua às barras do histograma, podendo levar, sem considerar o resultado do teste de aderência, a considerar viável a aderência dos TTF à exponencial: isso se verifica observando que a maior parte das áreas das barras do histograma permanece “abaixo” da linha contínua, que representa a distribuição exponencial esperada. Neste sentido cogita-se que a causa da rejeição da hipótese seja o grande número de ocorrências, conforme mencionado anteriormente.

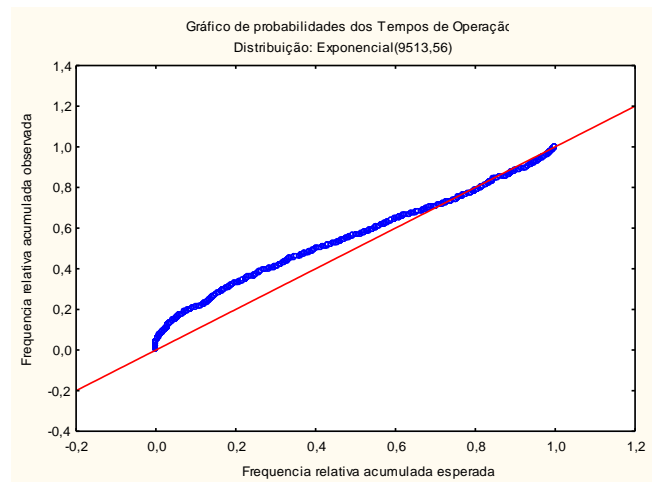


Figura 4. Gráfico de probabilidades dos TTF dos transformadores: aderência à distribuição exponencial

A linha reta na Figura 4 representa a frequência relativa acumulada exponencial esperada, para uma média igual a 9.513,56 horas dos TTF (ver Tabela III). Se ocorre aderência à exponencial, os pontos da frequência relativa acumulada observada devem estar o mais próximo possível daquela linha reta. No caso da Figura 4 isso não ocorre plenamente, pelo menos até a probabilidade acumulada igual 0,6 (60%). Portanto, conclui-se que não há aderência dos TTF dos transformadores sem segmentação à distribuição exponencial por esta ferramenta.

A seguir apresentam-se os resultados dos testes de aderência e gráficos de probabilidade:

- dos testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov dos TTF e TTR de linhas e transformadores, em percentuais dos casos de segmentação (60 para linhas, 28 de TTF e 29 de TTR para transformadores) na Tabela V;
- da análise visual dos gráficos de probabilidade dos TTF e TTR de linhas e transformadores, também em percentuais dos casos de segmentação, na Tabela VI.

Tabela V. Resultados dos testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov (à exponencial, Gamma e lognormal) dos TTF e TTR das linhas de transmissão e transformadores – % do número de casos

Aderência	Linhas de transmissão
-----------	-----------------------

	TTF		TTR	
	Sim	Não	Sim	Não
Exponencial	51,67	48,33	16,67	83,33
Gamma	96,67	3,33	35	65
Lognormal	68,33	31,67	61,67	38,33
Transformadores				
Aderência	TTF		TTR	
	Sim	Não	Sim	Não
Exponencial	60,71	39,29	17,24	82,76
Gamma	100	0	44,83	55,17
Lognormal	53,57	46,43	68,87	31,03

Na maioria dos casos descritos na Tabela V houve aderência dos TTF das linhas de transmissão à exponencial, pelo teste de Kolmogorov-Smirnov (51,67% dos casos de linhas de transmissão e 60,71% dos transformadores). Como era esperado, por apresentar dois parâmetros, houve excelente aderência à distribuição Gamma (96,67% dos casos de linhas e 100% dos transformadores), e um pouco menor à distribuição lognormal (68,33% para linhas e 53,57% para transformadores). Já para os TTR, observa-se que a aderência à exponencial ocorreu em apenas 16,67% dos casos das linhas e em 17,24% dos transformadores, melhorando (como era esperado) para a Gamma (35% e 44,83%, respectivamente). Surpreendeu, porém, a aderência à lognormal, em 61,67% dos casos para circuitos de linhas e 68,67% para os transformadores.

Tabela VI. Resultados da avaliação visual da aderência dos gráficos de probabilidade dos TTF e TTR das linhas de transmissão e dos transformadores (à exponencial, Gamma e lognormal) – % do número de casos

	Linhas de transmissão			
	TTF		TTR	
Aderência	Sim	Não	Sim	Não
Exponencial	43,33	56,67	5	95
Gamma	95	5	16,67	83,33
Lognormal	33,33	66,67	51,67	48,33
Transformadores				
Aderência	TTF		TTR	
	Sim	Não	Sim	Não
Exponencial	57,14	42,86	3,45	96,55
Gamma	89,29	10,71	17,24	82,76
Lognormal	35,71	64,29	27,59	72,41

Pode-se destacar, neste caso, os excelentes resultados encontrados para a aderência dos TTF à distribuição Gamma (95% dos casos de linhas de transmissão e 89,29% de transformadores), novamente explicados por esta distribuição apresentar dois parâmetros, o que permite uma maior variedade de resultados possíveis. Já a aderência dos TTF à exponencial tornou-se pior do que nas duas análises anteriores, caindo para apenas 43,33% dos casos nas linhas e 57,14% nos transformadores. No que tange aos TTR, a aderência à exponencial foi verificada em apenas 5% dos casos de linhas de transmissão e em 3,45% dos casos de transformadores.

Como mencionado anteriormente foram realizados testes de aderência de TTF e TTR por circuito de linha de transmissão e de transformador (bancos e trifásicos), por ser a configuração usual de implementação de reforços no sistema. Os resultados estão na Tabela VII.

Tabela VII. Resultados dos testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov (à exponencial, Gamma e lognormal) dos TTF e TTR dos circuitos das linhas

de transmissão e transformadores – % do número de circuitos / equipamentos

	Linhas de transmissão			
	TTF		TTR	
Aderência	Sim	Não	Sim	Não
Exponencial	95,37	4,63	63,16	36,84
Gamma	100	0	95,39	4,61
Lognormal	99,07	0,93	98,68	1,32
Transformadores				
Aderência	TTF		TTR	
	Sim	Não	Sim	Não
Exponencial	97,78	2,22	80	20
Gamma	100	0	100	0
Lognormal	100	0	100	0

Os resultados mostram uma aderência expressiva à exponencial, tanto para TTF quanto TTR, para linhas ou transformadores: o valor mínimo é verificado para os TTR das linhas, onde em 63,16% dos circuitos os tempos de reparo apresentaram aderência à exponencial. As diferenças entre os resultados obtidos anteriormente (Tabelas V e VI) podem ser explicadas pelas características do teste de aderência de Kolmogorov-Smirnov vistas na seção III.B, que não foram distorcidas devido ao menor número de ocorrências em cada circuito.

Neste sentido, pode-se concluir que há aderência dos tempos para a falha (TTF) e tempos para o reparo (TTR) de linhas e transformadores, desde que a análise seja conduzida pelos circuitos/equipamentos. Portanto, as taxas de falha e de reparo dos circuitos/equipamentos podem ser calculadas simplesmente invertendo as médias dos TTF e TTR de cada circuito de linha de transmissão ou transformador.

A seguir será apresentada a avaliação dos resultados da metodologia multicritério.

I. ESTUDO DE CASO

Os investimentos em novos projetos na área de transmissão de energia elétrica no Brasil ultrapassarão os US\$ 1,71 bilhões até 2013, com a construção de 2,5 mil quilômetros de linhas e 22 subestações. O cenário está previsto no Programa de Expansão de Transmissão – PET 2009-2013, estudo de planejamento elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. [14]

O Plano de Expansão da Transmissão para o período traz investimentos importantes para o estado de São Paulo. Um conjunto de cinco subestações, que demandarão recursos da ordem de US\$ 252 milhões, serão implementadas até 2011 com o objetivo de eliminar a ocorrência de sobrecargas no sistema de transmissão, assim como aumentar a confiabilidade do fornecimento aos consumidores de diversas áreas do estado. Na Tabela VIII estão elencados os empreendimentos de maior relevância previstos para o estado de São Paulo no PET 2009-2013.

Tabela VIII. Os 5 maiores empreendimentos a serem implementados no estado de São Paulo [12]

Empreendimento	Área	Investimento
SE ¹ Itatiba 500 kV	Região de Campinas	R\$ 114,54 milhões
SE Anhanguera	Regiões Oeste e Noroeste	R\$ 21,49 milhões

¹ SE significa subestação.

345/138-88 kV	da Grande São Paulo	
SE Itapeti 345/88 kV	Região de São José dos Campos	R\$ 69,69 milhões
SE Jandira 440 kV	Regiões Oeste e Noroeste da Grande São Paulo	R\$ 149,29 milhões
SE Salto 440/138-88 kV	Região de Sorocaba	R\$ 87,06 milhões
	Total	R\$ 442,07 milhões

Do Plano de Expansão da Transmissão da CTEEP, considerando o ciclo 2009-2013 no qual esse trabalho se baseou, foram escolhidos 163 projetos sendo previsto o investimento de cerca de U\$ 486 milhões.

Esses empreendimentos foram hierarquizados (*rank*), visando indicar não apenas aqueles que mais agreguem valor à empresa, mas também os que demandem maior atenção da transmissora, possibilitando à mesma minimizar possíveis impactos negativos ou mesmo transformá-los em oportunidades.

Isto foi realizado dividindo-os em 4 grupos (blocos) conforme a Figura 5. A separação em blocos se fez necessária para que todos os projetos sejam comparados pelos mesmos critérios de avaliação.

Conforme apresentado na Figura 5, os blocos foram divididos entre os reforços que possuem rentabilidade calculada (valor de investimento e Receita Anual Permitida definidos pelo Órgão Regulador) e aqueles que não possuem.

Outro fator a considerar na composição dos blocos é de que alguns projetos podem ser simulados no NH2 [15] (permitindo o cálculo dos índices probabilísticos – EENS e Índice de Severidade), enquanto outros não (para tais reforços não existe representação no programa: transformadores de potencial, transformadores de corrente, para-raios, e outros). No último caso, o PVF Aspectos Probabilísticos não é levado em consideração no cálculo.

Por motivos de confidencialidade, neste estudo não foram utilizados projetos com rentabilidade. Desta maneira, restam apenas 2 blocos: Bloco 1 – Sem Rentabilidade e Representado no NH2 (106 projetos) e Bloco 2 – Sem Rentabilidade e Não Representado no NH2 (57 projetos). A hierarquia obtida é apresentada em 2 tabelas: Tabela IX para o Bloco 1 e Tabela X para o Bloco 2. Ressalta-se que a soma de todos os projetos dentro de um bloco é sempre 100%.

Outro aspecto importante é que o valor obtido para um projeto de determinado bloco não pode ser comparado com outro pertencente a um bloco diferente. A comparação é significativa apenas dentro de um mesmo bloco.

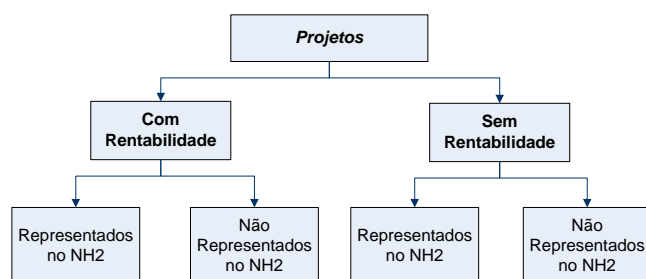


Figura 5. Separação em Blocos de Projetos para Análise Com/Sem Rentabilidade (Definida) e Com/Sem Representação Probabilística no programa NH2

Tabela IX. Resultado da hierarquização do bloco “Sem rentabilidade”/ “Representados no NH2”

Projeto	Hierarquização	Valor global
25370	1°	4,891814%
25360	2°	4,743454%
11890	3°	2,193198%
26340	4°	1,642727%
11460	5°	1,600762%
25740	6°	1,290771%
11970	7°	1,054423%
26310	8°	1,052221%
26290	9°	1,050127%
26300	10°	1,049992%
(...)	(...)	(...)
25400	104°	0,695200%
26110	105°	0,641456%
26120	105°	0,641456%
		$\Sigma = 100,00\%$

A Tabela X apresenta grande número de empates entre os projetos. Tal comportamento ocorre devido às similaridades dos projetos (em *design* e implementação). Neste sentido estão todos os reforços empatados em primeiro lugar que são relacionados à instalação de transformadores de potencial (TP’s) ou transformadores de corrente (TC’s). Por essa razão os especialistas deram as mesmas notas para os projetos em cada ponto de vista.

Tabela X. Resultado da hierarquização do bloco “Sem rentabilidade”/ “Não representados no NH2”

Projeto	Hierarquização	Valor global
27020	1°	1,949073%
27010	1°	1,949073%
27000	1°	1,949073%
26960	1°	1,949073%
26990	1°	1,949073%
26970	1°	1,949073%
26980	1°	1,949073%
27030	1°	1,949073%
10890	9°	1,941279%
26020	10°	1,920503%
(...)	(...)	(...)
11040	55°	1,504163%
25700	56°	1,452187%
11800	57°	1,431886%
		$\Sigma = 100,00\%$

O grande número de empates também é causado pela impossibilidade de utilizar-se a rentabilidade, e por que alguns projetos não podem ser representados no NH2. Portanto, eles não possuem índices de risco probabilísticos, que seriam critérios de análise quantitativos. Nestes casos a aplicação computacional indica que a empresa deve tratá-los de maneira semelhante, pois agregam o mesmo valor.

II. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou uma metodologia multicritério baseada no método AHP com técnicas de multivotação Delphi

com o objetivo de hierarquizar reforços, baseando-se em diversos critérios sejam eles de natureza técnica, financeira, estratégica, de origem externa a empresa (incluindo fatores ambientais) e referentes aos riscos associados à implantação do empreendimento.

A análise do banco de dados de ocorrências, disponível para linhas de transmissão e transformadores da CTEEP para o período de 1998 a 2007, levou a conclusões importantes para a correta aplicação dos critérios probabilísticos da metodologia. Após as análises realizadas na seção III pode-se concluir que os tempos de operação (TTF) e de reparo (TTR) das linhas e dos transformadores podem ainda ser aproximados por uma distribuição exponencial. Para as linhas de transmissão: houve aderência dos TTF à exponencial em 95,37% dos 216 circuitos, e dos TTR em 63,16% dos 152 analisados. Já para os transformadores, houve aderência dos TTF em 97,78% dos 90 circuitos, e dos TTR em 80% dos 95 estudados.

Portanto, as taxas de falha e de reparo podem ser calculadas através dos inversos dos tempos médios de operação e de reparo, respectivamente, para linhas de transmissão e transformadores.

A metodologia multicritério desenvolvida se mostrou matematicamente robusta mesmo quando aplicada em um conjunto composto por um grande número de reforços a serem comparados entre si, o que acarretou a necessidade da automatização dessa atividade.

Com a utilização desta ferramenta, a concessionária se beneficia mantendo uma análise atualizada referente à implantação de reforços sob sua responsabilidade, e adoção de medidas preventivas referentes aos riscos associados devido a mudanças de cenários.

Por se tratar de uma ferramenta de apoio a tomada de decisão, cabe à transmissora o desafio de manter a classificação dos reforços que se encontram nas primeiras posições e melhorar a classificação dos demais, principalmente daqueles que se encontram nas posições mais inferiores, minimizando impactos negativos ou mesmo transformando-os em oportunidades.

Outro ponto positivo é a classificação dos reforços, utilizando base científica alinhada com a estratégia da empresa, permitindo a mensuração do valor que cada um agrega a mesma.

Informações estruturadas que levem em consideração mudanças de cenários são grandes subsídios à tomada de decisão. Isto permite a análise das incertezas associadas ao processo de implantação de reforços, apontando no sentido da modicidade tarifária, contribuindo para a melhoria dos seus serviços e beneficiando a sociedade como um todo.

III. AGRADECIMENTOS

Agradecemos a CTEEP por meio de sua Diretoria de Empreendimentos e de seu Departamento de Planejamento da Expansão pela disponibilidade dos dados e pela parceria deste projeto de P&D em conjunto com o LabPlan/UFSC.

IV. REFERÊNCIAS

- [1] Jorge Coelho, C. C. de B Camargo, M.M. Reis, E.A.C. Aranha Neto, A. Rodigheri, L. Cimino Jr. Are Times to Failure and Times to Repair of Transmission Lines Exponentially Distributed?. A publicar.
- [2] Jorge Coelho, C. C. de B Camargo, M.M. Reis, E.A.C. Aranha Neto, A. Rodigheri, L. Cimino Jr. “Tempos Para A Falha E Para O Reparo De Transformadores De Potência: São Exponencialmente Distribuídos?”. In: XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010, Bonito,MS. *Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Automática*. Ilha Solteira, SP : Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2010. v. 1. p. 5175-5180.
- [3] Jorge Coelho, C. C. de B Camargo, M.M. Reis, E.A.C. Aranha Neto, A. Rodigheri, L. Cimino Jr., R. G. Ribeiro, A.O. Reinig, ISA-CTEEP, “An AHP Multiple Criteria Model Applied to Transmission Expansion of a Brazilian Southeastern Utility”. *IEEE/PES T&D Latin America 2010*. Novembro de 2010, São Paulo, artigo aceito para publicação.
- [4] L. Ensslin; G. Montibller; S. M. Noronha. *Apoio à Decisão: Metodologia para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas*. Editora Insular, Florianópolis, 2001.
- [5] V. Belton; T. J. Stewart. *Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach*, Kluwer Academic Publishers, 2o printing 2002.
- [6] J. Figueroa; S. Greco; M. Ehr Gott. *Multiple Criteria Decision Analysis*. Springer Science Business, Inc., 2005.
- [7] E. T. Sica; C. C. B. Camargo; E. A. C. Aranha Neto; C. Cechinel; R. T. Carvalho; B. S. Okuda. “Avaliação multicritério de empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica: uma abordagem por meio dos critérios de projetos de MDL”. *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Recife, 2009.
- [8] T. L. Saaty. *The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation*, McGraw-Hill, 1980.
- [9] L. F. A. M. Gomes; C. F. S. Gomes; A. T. Almeida. *Tomada de Decisão Gerencial: Enfoque Multicritério*. Editora Atlas, 3 ed., São Paulo, 2009.
- [10] N. Dalkey; B. Brown; S. Cochran. *The Delphi Method III: Use of Self Ratings to Improve Group Estimates*. Santa Monica: The Rand Corporation, 1969.
- [11] E. Rigoni. *Metodologia para Implantação da Manutenção Centrada na Confiabilidade: uma abordagem fundamentada em Sistemas Baseados em Conhecimento e Lógica Fuzzy*. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2008.
- [12] J. Wright; R. A. Giovinazzo. *Delphi – Uma Ferramenta de Apoio ao Planejamento Prospectivo*. Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo, v. 01, n° 12, 2º trim., 2000.
- [13] L. Cimino Jr.; J. Coelho. “Metodologia Para Avaliação De Alternativas Equivalentes Em Estudos De Expansão Da Transmissão Em Ambiente De Incertezas Estudo De Caso”. *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Recife, 2009.
- [14] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. “Transmissão de energia elétrica terá investimentos de R\$ 3 bilhões até 2013”. *Informe à Imprensa – PET 2009-2013*. Rio de Janeiro, Setembro, 2009.
- [15] “NH2 Program—User’s Guide Version 8.1.0”, CEPTEL, Rio de Janeiro, Brasil, Dezembro, 2007.
- [16] Gaver, D.P.; Montmeat, F.E.; Patton, A.D. “Power system reliability I: measure of reliability and methods of calculation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-83, July 1964, pp. 727-737.
- [17] Billinton, R.; Grover, M. S. “Reliability Assessment of Transmission and Distribution Schemes”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-94, no.3, May/June, 1975.
- [18] Anders, G.J.A. *Probability Concepts in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, 1990.
- [19] S. Siegel, N.J. Castelan Jr, *Nonparametric Statistics for The Behavioral Sciences*. 2nd edition, McGraw-Hill, 1988.
- [20] P. A. Barbeta; M. M. Reis; A. C. Bornia. *Estatística para Cursos de Engenharia e Informática*. 3ª edição, São Paulo: Atlas, 2010.