



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

BR/GAT/20  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO - IV**

**GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

**ANÁLISE ESTATÍSTICA E DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS NOS TRANSFORMADORES DE FRONTEIRA DA REDE BÁSICA**

**Vinicius Carvalho Rolim(\*)**  
**Operador Nacional do Sistema Elétrico**

**Marcelo Menezes Reis**  
**Universidade Federal de Santa Catarina**

**RESUMO**

O objetivo do presente trabalho é realizar um estudo dos pontos de atendimento à carga que fazem fronteira com a rede básica, sob os aspectos de confiabilidade de sistemas, fluxo de potência continuado e dos conceitos estatísticos. Procurou-se elaborar uma análise estocástica do atendimento aos pontos de carga, diferindo da análise determinística comumente utilizada no setor elétrico. Como resultado final deste trabalho, busca-se a elaboração de uma metodologia para quantificação do risco de interrupção nos referidos pontos de carga, classificando-os pelo grau de severidade, bem como fazendo uso de ferramentas estatísticas e de fluxo de potência continuado.

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade de sistemas, taxa de falha e tempo médio de reparo, análise estocástica e fluxo de potência continuado.

**1.0 INTRODUÇÃO**

O consumo de energia no Brasil nos últimos 20 anos é crescente, com exceção de dois períodos, quando do racionamento de 2001 e quando da crise econômica de 2008. Esse crescimento tem exigido forte expansão do sistema elétrico ao longo de toda a sua cadeia, sendo uma preocupação quando o crescimento da carga, em algumas regiões, se apresenta com taxa superior a entrada de obras de ampliação do sistema de transmissão (linhas e transformadores). Além disso, os atrasos de obras na transmissão intensificam os problemas de exposição do sistema elétrico a falhas e contingências.

Dentro deste contexto, para a avaliação do risco do sistema sempre foram utilizados critérios determinísticos, ou seja, critérios conservadores considerados necessários ao atendimento da carga, tanto para o planejamento da operação como da expansão de longo prazo. A característica principal dos critérios determinísticos é que o nível de risco inerente às configurações é fixado implicitamente, por meio da especificação de categorias de eventos contra os quais o sistema deve ser testado, bem como também atender um desempenho mínimo a ser exibido nas diversas situações acompanhadas de medidas corretivas aplicáveis em cada caso.

Tanto para a expansão, como para seu planejamento e operação, o critério utilizado no Brasil é o N-1, ou seja, o sistema elétrico deve ser capaz de suportar a indisponibilidade de qualquer elemento do sistema, seja este um gerador, linha de transmissão, transformador, etc, sem acarretar restrições operativas e de atendimento à carga. Cabe ressaltar, que a adoção de critérios determinísticos de ordem mais elevada, como N-2 ou N-3, podem impor um custo brutal à sociedade.

(\*) Rua Deputado Antônio Edu Vieira, n° 999 – Bairro Pantanal - CEP 88040-901 – Florianópolis – SC – Brasil.  
Tel: (+55 48) 3231-3801 – Fax: (+55 48) 3234-3978 – Email: [vinicius.rolim@ons.org.br](mailto:vinicius.rolim@ons.org.br)

Por esta razão observa-se uma tendência de estudo que tem sido incentivada pelo reconhecimento da natureza inerentemente estocástica ou probabilística dos sistemas de potência, bem como pelas tentativas de evitar custos elevados oriundos de decisões puramente determinísticas e, principalmente, escassez de recursos financeiros que obrigam a investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando-se em conta riscos versus custos operacionais associados.

## 2.0 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Para ilustrar o quanto a análise de confiabilidade sob a ótica probabilística pode ser útil, tanto ao planejamento da operação como o da expansão de sistemas e, de como os critérios determinísticos atualmente empregados não respondem a certas questões, é apresentado como exemplo uma rede de atendimento radial.

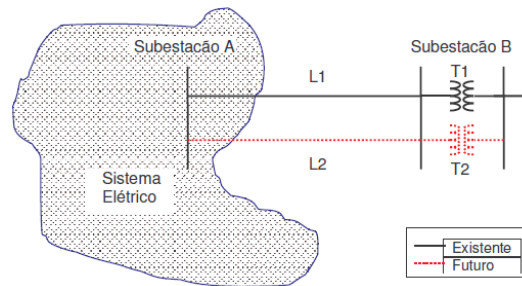


Figura 1 – Conexão da subestação B ao sistema elétrico através de elementos em série

Conforme a Figura 1, a subestação B, que atende a carga C através do transformador T1, é conectada à subestação A, através da linha de transmissão L1. De acordo com o critério de planejamento da expansão N-1, para se evitar a interrupção da carga C são definidas a construção da linha de transmissão L2 e a instalação do transformador T2.

Uma das questões à qual o critério N-1 não responde refere-se a quando deverão ser implementadas as expansões previstas, ilustradas por L2 e T2 na Figura 1. Além disso, considere-se que não existam recursos suficientes para se instalar simultaneamente as ampliações previstas, L2 e T2. O critério N-1 também não é capaz de definir a prioridade dessas expansões, pois a contingência de cada elemento interrompe o atendimento à carga C.

Além do critério N-1 permitir a quantificação apenas de forma determinística, não existem medidas de referência para a comparação do nível de risco a ele associado.

## 3.0 CONCEITOS DE CONFIABILIDADES DE SISTEMAS

Neste capítulo são abordados os conceitos de confiabilidade de sistemas, fazendo uso dos processos e cadeias de Markov, método dos cortes mínimos, índices de confiabilidade e grau severidade.

### 3.1 Cadeias e Processos de Markov

O processo de Markov é caracterizado pela falta de memória, em que os estados futuros do processo são dependentes apenas da história recente. O resultado de uma tentativa depende exclusivamente da saída imediatamente precedente. O processo de Markov é dito estacionário se a probabilidade de transição condicional é constante e, nessa situação, é chamado de homogêneo. Se esta probabilidade é função do tempo, então o processo é considerado não estacionário e designado como não-Markoviano. Os processos de Markov podem ser discretos ou contínuos. Quando são discretos, são chamados de cadeias de Markov. Estas duas características, falta de memória e estacionariedade, indicam que as técnicas de Markov são aplicáveis em sistemas que possam ser descritos por uma probabilidade caracterizada por uma taxa de risco constante. Os componentes de um sistema podem ser adequadamente representados por um modelo a dois estados, operando (disponível) ou falhado (indisponível), como representado na Figura 2. A inclusão de estados intermediários de operação pode ser facilmente considerada através desta técnica.

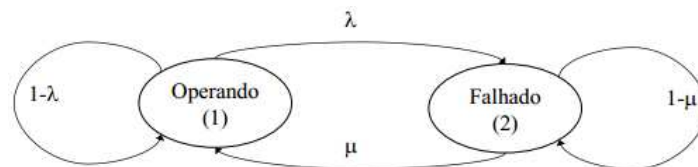


Figura 2 – Modelo de um componente reparável a dois estados

A partir destas definições e considerando que durante o período de observação foram registradas um número de transições do estado disponível para o estado indisponível, é possível calcular os parâmetros necessários ao modelo markoviano de dois estados: taxa de falha ( $\lambda$ ) e taxa de reparo ( $\mu$ ). É importante notar que para o caso particular de um modelo a dois estados, e considerando um período longo de observação, o número de transições do estado disponível para o indisponível é idêntico ao número de transições no sentido inverso.

Seja  $P_1$  a probabilidade de se estar no estado 1 (operando) da cadeia, assim como  $P_2$  a probabilidade de transição do estado 1 para o estado 2 (falhado), depois de um intervalo de tempo, e dado que o sistema estava no estado 1 no início do intervalo. Sendo  $P_2$  a probabilidade de estar o no estado 2 (falhado).

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \qquad P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

### 3.2 Método dos Cortes Mínimos

Abaixo é apresentado um sistema elétrico e seu respectivo grafo:

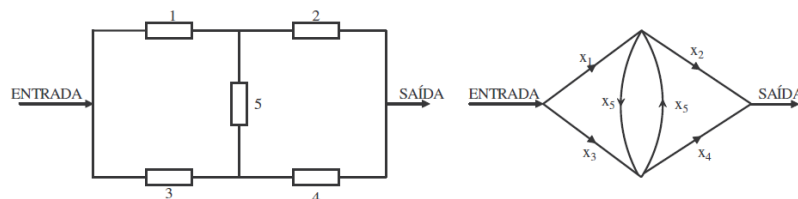


Figura 3 – Sistema constituído por 5 componentes e o grafo associado (o elemento 5 é considerado bidirecional).

Define-se trajetória entre uma entrada e uma saída, como qualquer conjunto conexo de ramos, os quais percorridos no sentido que lhes está associado permitem uma ligação entre a entrada e a saída. Se uma trajetória não toca mais do que uma vez em qualquer nó do grafo, então a trajetória é dita trajetória mínima.

Define-se corte de um conjunto de trajetórias, como qualquer conjunto de ramos que, se retirados do grafo interrompem todas as trajetórias. Se um corte contém o número mínimo de ramos para, quando retirados do grafo, interromper todas as trajetórias, então designa-se corte mínimo.

### 3.3 Índices de Confiabilidade

Este item apresenta os índices de confiabilidade utilizados neste trabalho para medir o nível de risco de corte de carga em cada subestação. O índice **LOLP (Loss of Load Probability)** é a probabilidade de existir qualquer corte de carga independentemente da magnitude do corte. Matematicamente é igual ao somatório das probabilidades individuais dos estados de falha.

Já o índice **EPNS (Expected Power Not Supplied)** representa a potência esperada não suprida. Matematicamente, é igual ao somatório dos produtos das probabilidades individuais dos estados de falha, pelas suas respectivas magnitudes de corte de carga

A **EENS (Expected Energy Not Supplied)**, ou energia esperada não suprida, é igual ao produto do índice EPNS pelo período de análise  $T$ . Esse indicador diferencia a gravidade dos eventos e permite uma valoração econômica através dos custos da energia interrompida.

### 3.4 Sistema-Minuto

Severidade é um dos mais modernos e importantes indicadores de risco probabilístico. A severidade é um índice normalizado, dado pela divisão de um valor estimado da energia interrompida (em MWh) por uma base de potência em MW (geralmente a ponta de carga do sistema ou de uma área). O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. A severidade é então expressa em sistema-minuto ou simplesmente minuto.

Assim, o sistema minuto exprime um tempo fictício de um blecaute imaginário que seria necessário para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela calculada, se toda a carga do sistema fosse afetada. Trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade das falhas do sistema, mas também a gravidade e consequências das mesmas. Pelo fato de ser um indicador normalizado, permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advinda daí a sua importância. Abaixo segue tabela com a classificação do sistema-minuto:

| Classificação | Severidade S (sistema-minuto) | Interpretação | Comentário   |
|---------------|-------------------------------|---------------|--|
| Grau 0        | $S < 1$                       | aceitável     | condição normal  |
| Grau 1        | $1 \leq S < 10$               | não grave     | significativa p/ poucos agentes / consumidores                   |
| Grau 2        | $10 \leq S < 100$             | grave         | sério impacto p/ todos os agentes / consumidores                 |
| Grau 3        | $100 \leq S < 1000$           | muito grave   | muito sério impacto p/ todos os agentes / consumidores, blecaute |
| Grau 4        | $1000 \leq S$                 | catastrófica  | extremo impacto p/ todos: colapso do sistema, blecaute total     |

Tabela 1 – Classificação do Risco pela Severidade

### 4.0 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A metodologia foi desenvolvida com a proposta de mensurar o risco de não atender carga com objetivo, ao final do processo de análise, diferenciar os pontos de carga com mesma topologia de rede, como o caso de configurações radiais.

Para os dados de entrada foi utilizada a base de dados do SAM (Sistema de Acompanhamento da Manutenção) do ONS, a qual dispõe das taxas de falha, tempos médio de reparo, indisponibilidades programadas e forçadas entre outros. Após coleta e tratamento destes dados, determinaram-se primeiramente os estados de falha e de sucesso de cada elemento (linha e transformador).

Na sequência definiram-se, dentro da teoria das trajetórias mínimas, os cortes mínimos, considerando também como não atendimento à carga quando a tensão ou o nível de carregamento ultrapassam os limites operacionais estipulados nos Procedimentos de Rede. Cabe destacar que foi considerado como fonte de tensão toda linha de transmissão que se conecta à subestação, e como ponto de carga, aquele imediatamente após o lado de baixa dos transformadores de fronteira com a rede básica. De posse dos cortes mínimos, calcularam-se as probabilidades de corte de carga (LOLP) de cada subestação, bem como a perda de carga provável dentro da janela de um ano. Para isso se utilizou como a carga provável o valor médio no período de abril de 2011 a abril de 2012.

A partir destes dados foi obtida a expectativa da energia não suprida (EENS), bem como os valores do sistema-minuto. A partir do sistema-minuto, utilizando a tabela de classificação do grau de severidade, determinou-se o nível de risco de interrupção de cada subestação, definindo os pontos de atendimento a carga como aceitável, não grave, grave, muito grave e catastrófico. Observando resultados com mesma classificação de grau de severidade, foram elaborados dois critérios de desempate. O primeiro critério, análise estatística da carga por meio do uso de modelos de distribuição, teve como objetivo mensurar qual subestação apresenta maior probabilidade de carregamento acima de 85% de sua capacidade nominal. Já o outro critério utilizado foi o estudo de fluxo de potência continuado, dando condições de diferenciar cada subestação pelos recursos de suporte à tensão quando de aumento progressivo da carga.

Ao final se chegou a uma lista de subestações e transformadores em ordem de vulnerabilidade do ponto de carga, sob aspectos de confiabilidade de sistemas e da metodologia de análise proposta por este artigo, sendo esta análise estocástica, razão pela qual se diferencia das análises determinísticas comumente utilizadas no setor elétrico. Abaixo segue diagrama de blocos com algoritmo da metodologia elaborada.

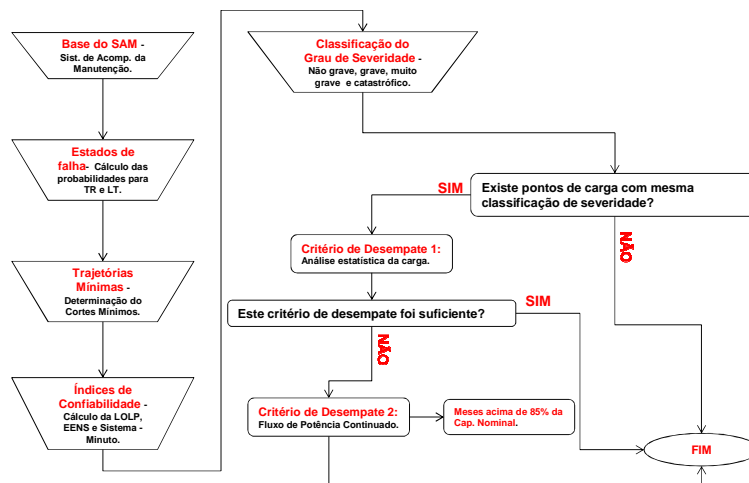


Figura 4 – Algoritmo da metodologia do trabalho.

## 5.0 RESULTADOS OBTIDOS

### 5.1 Análise de Confiabilidade por Subestação

Neste subitem é apresentada a análise individual das subestações, com intuito de subsidiar a análise comparativa entre subestações, assunto do próximo tópico. Esta análise tem como foco avaliar as redes que contêm pelo menos um elemento radial, seja transformador e/ou linha de transmissão. Lembrando que na metodologia definiu-se como fonte de tensão as linhas de transmissão até a subestação sob análise, e como ponto de carga o lado de baixa do transformador de fronteira da rede básica. Abaixo segue o resultado de uma subestação como exemplo:

**Dados de confiabilidade:** Abaixo seguem os dados de confiabilidade com respectivos resultados de probabilidade de falha do transformador e das linhas de transmissão conectada à subestação sob análise:

| Transformadores                   |  | TR1 (230/13,8 kV) | Linhas       |              |              |
|-----------------------------------|--|-------------------|--------------|--------------|--------------|
|                                   |  |                   | LT 230 kV C1 | LT 230 kV C2 | LT 230 kV C3 |
| Taxa de falha (TF)                |  | 0,49              | 2,10         | 2,16         | 1,85         |
| Tempo médio de reparo (TMR horas) |  | 1,41              | 0,30         | 0,12         | 0,17         |
| Taxa de reparo (reparos / ano)    |  | 6217,67           | 29200,00     | 75083,57     | 52558,95     |
| Probabilidade de falha            |  | 7,81044E-05       | 7,19684E-05  | 2,88292E-05  | 3,5274E-05   |

Tabela 2 – Dados de confiabilidade das LTs e TRs conectadas a SE.

Dos resultados acima se observa o valor da taxa de falha da linha de transmissão superior a do transformador, característica presente em muitas situações, sobretudo pela linha estar mais exposta a intempéries, ter longa extensão e localização muitas vezes adversa.

**Trajetórias de cortes mínimos:** Utilizando o método de cortes mínimos, obtêm-se as trajetórias mínimas, bem como a matriz incidência. Abaixo seguem estas informações:

| Trajetória | Componentes |           |           |           |
|------------|-------------|-----------|-----------|-----------|
|            | 1 - TR1     | 2 - LT C1 | 3 - LT C2 | 4 - LT C3 |
| I          | 1           | 1         | 0         | 0         |
| II         | 1           | 0         | 1         | 0         |
| III        | 1           | 0         | 0         | 1         |

Tabela 3 – Matriz incidência do método de cortes mínimos para TR-1 da SE sob estudo.

Como estamos considerando o critério de contingência N-1, na matriz incidência (tabela acima) estamos interessados nos cortes mínimos de primeiro grau, neste caso é o componente 1 (TR-1).

**Indicadores de confiabilidade:** Abaixo seguem os indicadores de confiabilidade para um determinado ponto de

carga.

| Indicadores de Confiabilidade | Probabilidade de falha do PC | Potência provável no ponto de carga (MVA) | EENS MWh.ano | Sistema Minuto | Classificação por desempenho de severidade |
|-------------------------------|------------------------------|---|--------------|----------------|--|
| Ponto de carga no TR-1        | 0,0078104420%                | 31,64                                     | 21,65        | 20,30          | Grave                                      |

Tabela 4 – Resultados dos indicadores de confiabilidade para o TR-1 da SE Porto Alegre 9.

Como pode ser visto na tabela acima, a classificação de grau de severidade foi “grave”, dada a configuração radial do transformador desta subestação, e o nível de carregamento presente neste ponto de carga, e, sobretudo a combinação destes dois fatores. Como a outros pontos de carga apresentam a mesma classificação “grave”, há a necessidade de outras avaliações para mensurar e diferenciar o risco de interrupção da carga em cada ponto de atendimento radial na região sob estudo.

## 5.2 Critério de desempate 1 – Probabilidade de carga elevada:

Para mensurar esta probabilidade deve-se primeiro conhecer a distribuição de probabilidades da carga. Abaixo segue análises realizadas para identificação da distribuição de probabilidade. Foi utilizado o mês de março de 2012, pois o consumo de energia é mais elevado nessa época do ano. Essa identificação foi realizada com todos os pontos de carga sob análise neste trabalho. Após a análise exploratória de dados (cálculo de grandezas como mediana, quartis, assimetria, curtose, desvio padrão entre outros), foi utilizado o aplicativo Matlab para identificar o modelo de distribuição mais próximo do comportamento de cada ponto de carga. Abaixo segue a Figura 5, com histograma e o modelo de distribuição Normal, dado que este se mostrou mais aderente às características da amostra.

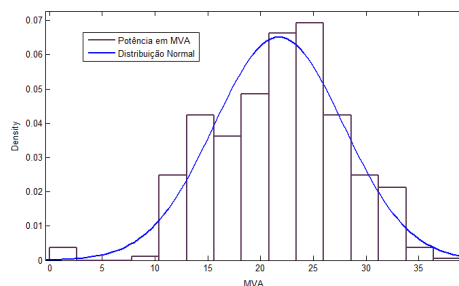


Figura 5 – Aproximação de uma distribuição normal aos dados de carga.

Após concluir que os dados de carga seguem a curva de distribuição normal, calcula-se a probabilidade de se ter demandas acima de 85% da capacidade nominal, e desta forma essa probabilidade pode servir como parâmetro de comparação com outros pontos de carga, bem como ser um critério de desempate para aqueles pontos de carga com mesma classificação de severidade. No entanto, esse critério não foi suficiente para distinguir adequadamente os pontos de carga, sendo necessário um segundo critério de desempate, o qual foi obtido com uso do recurso do Fluxo de Potência Continuado do aplicativo Organon.

## 5.3 Critério de desempate 2 - FPC:

Utiliza-se o recurso de Fluxo de Potência Continuado (FPC) para diferenciar e avaliar cada subestação sob os aspectos dos recursos de suporte de tensão, notadamente quando de crescimento gradativo da carga. Abaixo segue a Figura 6, a qual contém o resultado do FPC, sendo apresentada a curva de tensão versus potência, ambas em pu (sistema por unidade).

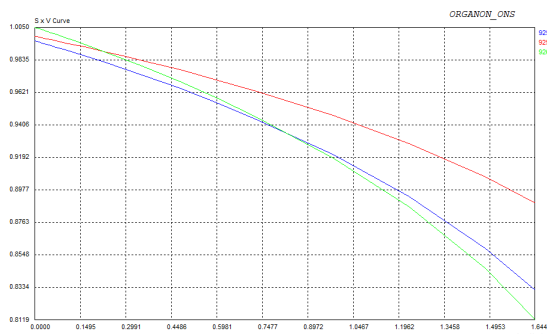


Figura 6 – Comportamento das barras de tensão após aplicação do FPC.

Analisando a figura acima se verifica que o ponto de carga (9260) apresenta as menores condições de suporte de potência reativa, dado que foi a barra que sofreu maior variação de tensão com o aumento de carga. Já o ponto de carga (9251) apresentou o melhor suporte de potência reativa, dada a menor variação de tensão. Cabe ressaltar que estes resultados são influenciados pela capacidade de recursos de potência reativa presentes na região sob análise, bem como pelo nível de carregamento inicial no ponto de carga.

Lista de pontos de carga em ordem prioridade:

Após a utilização dos dois critérios de desempate para diferenciar pontos de carga com mesma classificação de grau de severidade, apresenta-se um balanço final, buscando-se, pela combinação de critérios, criar uma ordem de prioridade dos mais expostos à corte de carga e à elevados carregamentos, bem como daqueles com as piores condições de suporte de potência reativa.

| Ordem de prioridade | Ponto de carga               | Classificação severidade | Meses acima de 85% Pot. | Prob. - Carga acima de 85% Pot. |
|---------------------|------------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| 1                   | TR1 da SE "A"                | <b> muito grave</b>      | 5,00                    | 18,86                           |
| 2                   | TR6 da SE "B" <sup>(1)</sup> | <b> grave</b>            | 32,00                   | 8,23                            |
| 3                   | TR1 da SE "C"                | <b> grave</b>            | 2,00                    | 10,20                           |
| 4                   | TR2 da SE "A" <sup>(1)</sup> | <b> grave</b>            | 4,00                    | 0,08                            |
| 5                   | TR2 da SE "D" <sup>(2)</sup> | <b> grave</b>            | 0,00                    | 0,45                            |
| 6                   | TR6 da SE "D"                | <b> grave</b>            | 0,00                    | 0,52                            |
| 7                   | TR3 da SE "E" <sup>(1)</sup> | <b> não grave</b>        | 10,00                   | 6,81                            |
| 8                   | TR4 da SE "D" <sup>(3)</sup> | <b> não grave</b>        | 0,00                    | 7,64                            |
| 9                   | TR3 da SE "D" <sup>(3)</sup> | <b> não grave</b>        | 0,00                    | 2,28                            |
| 10                  | TR1 da SE "D"                | <b> aceitável</b>        | 0,00                    | 1,39                            |

Tabela 5 – Tabela resumo, em ordem de vulnerabilidade, dos pontos de carga radial da região em estudo.

**Notas: (1)** Apesar de apresentar menor probabilidade de carga acima de 85% da capacidade nominal, a diferença não é expressiva em relação ao ponto de carga imediatamente abaixo, e o FPC mostra piores resultados para o suporte de tensão. Outro fator a considerar, é a maior exposição a elevados carregamentos deste transformador (meses acima de 85% da capacidade nominal). **(2)** Apesar de apresentar menor probabilidade de carga acima de 85% da capacidade nominal, a diferença não é expressiva em relação ao ponto de carga imediatamente abaixo, e o FPC mostra piores resultados para o suporte de tensão. **(3)** Além deste ponto de carga apresentar maior probabilidade de carga acima de 85% da capacidade nominal em relação ao ponto de carga imediatamente abaixo, o mesmo tem piores condições para suporte de tensão.

Portanto da tabela anterior temos os pontos de carga hierarquizados pela análise combinada de confiabilidade de sistemas, estatística e fluxo de potência continuado, indicando quais são prioritários para atendimento de uma solução estrutural, seja de ampliação ou reforço na rede.

## 5.0 CONCLUSÃO

A sociedade, de modo geral, vem questionando o custo da energia elétrica, e o nível de confiabilidade dos sistemas elétricos, criando uma situação paradoxal e, conseqüentemente, um impasse para sua solução, dado que reduzir custos e aumentar a segurança são objetivos antagônicos. A avaliação determinística, efetuada por meio do critério N-1, proporciona elevado nível de confiabilidade e de segurança no atendimento ao Sistema Elétrico Interligado, no entanto análises sob esse critério podem incorrer em elevação dos custos da transmissão e da distribuição da energia elétrica. Outra desvantagem da análise determinística é a impossibilidade de distinguir e avaliar qual topologia elétrica está mais suscetível a cortes de carga, sobretudo nas configurações radiais, alvo deste trabalho.

A utilização de índices de confiabilidade e do grau de severidade nas análises da amostra deste estudo possibilitou a distinção entre pontos de carga com atendimento radial, notadamente sob os aspectos de probabilidade de corte de carga e nível de confiabilidade.

Verificou-se que o uso da distribuição normal para representar os dados de carga permitiu avaliar a probabilidade do carregamento no ponto de carga ultrapassar a referência de 85% da capacidade nominal, bem como distinguir qual transformador está mais exposto a elevados carregamentos.



Outra ferramenta de análise que contribuiu para diferenciar os pontos de carga com atendimento radial foi o uso do fluxo de potência continuado, o que possibilitou avaliar os recursos de suporte de tensão em cada subestação, fornecendo resultados satisfatórios para o uso desta ferramenta como um critério de desempate entre pontos de carga com a mesma classificação de severidade.

Como resultado final obteve-se uma lista de pontos de carga com atendimento radial na região de estudo, hierarquizados pela classificação de grau de severidade, nível de carregamento e fluxo de potência continuado, de forma combinada, indicando, portanto, quais destes pontos de carga têm prioridade para definição de solução estrutural, seja para ampliação ou reforço na rede.

A aplicação da metodologia descrita neste trabalho possibilitou ainda, a utilização de critérios com mais de uma variável de medição ou avaliação, o que contribuiu para tornar mais sistêmica a visão do processo.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SCHILLING, M. Th.; MARTELOTTA SOARES, N. H.; LUZ, J. C. F – Discernimento de Indicadores de Risco. ELETROEVOLUÇÃO, nº 13, pp. 30-88, Setembro, 1998.
- (2) MARTELOTTA SOARES, N. H.; SCHILLING, M. Th.; MARANGON LIMA, J. W.. Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro. Dissertação submetida à Universidade Federal de Itajubá, Maio – 2002.
- (3) LOS, J. L.; DE MOURA MENDONÇA, R.; CARVALHO ROLIM, V.. Rastreador de Tendências – Ferramenta para análise de carregamento de transformadores da região sul do país. Artigo apresentado no Encontro para Debates de Assuntos da Operação – EDAO, Novembro, 2009.
- [4] BARBETTA, P. A.; REIS, M. M.; BORNIA, A. C.. Estatística para cursos de Engenharia e Informática. 2a edição, São Paulo: Editora Atlas, 2008 (Livro).
- [5] ONS. Sumário executivo “Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 a 2005”. Rio de Janeiro. Abril, 2003.
- [6] BILLINTON, R; ALLAN R. N.. Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques. Plenum Press. New York, 1983.
- [7] CEPEL. Metodologia de Cálculo dos Índices de Confiabilidade, Manual do Projeto NH2, Maio, 1990.

## 7.0 DADOS BIOGRÁFICOS

**Vinicius Carvalho Rolim** graduou-se em Engenharia Elétrica pela UDESC - Universidade Estadual de Santa Catarina em 2006. Possui especialização em Engenharia Elétrica na área de Sistema de Energia Elétrica em 2012 pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina. Atualmente trabalha como Engenheiro de Sistemas de Potência na área de Pós-Operação do COSR-S/ONS.

E-mail: [vinicius.rolim@ons.org.br](mailto:vinicius.rolim@ons.org.br) Fone: (48) 3231-3840

**Marcelo Menezes Reis** graduou-se em Engenharia Elétrica pela UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina em 1991. Possui mestrado em Engenharia Elétrica (1993) e doutorado em Engenharia de Produção (2001), ambos na UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina. Tem especialização em Seis Sigma na Universidade do Sul da Florida (USF-EUA). Atualmente é professor adjunto do Departamento de Informática e Estatística da Universidade Federal de Santa Catarina (INE/UFSC).

E-mail: [marcelo@inf.ufsc.br](mailto:marcelo@inf.ufsc.br) Fone: (48) 3721-7556