



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

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO - GOP

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

**A ABORDAGEM ESTATÍSTICA NO CÁLCULO DAS CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Rômulo Guilherme Schneider Ristow(*)
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Orlando José Rothstein
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

RESUMO

Com a aplicação das diretrizes da Resolução Normativa ANEEL 191/05, a definição das capacidades das linhas de transmissão, um dos mais importantes subsídios da operação de sistemas elétricos, está passando por novas formulações e métodos de cálculo devem mudar significativamente em um futuro próximo. A abordagem determinística está sendo substituída pela estatística com aplicação sazonal e deverá ser utilizada por todos os agentes do Setor Elétrico. Este trabalho tem como objetivo a comparação entre o método determinístico e o estatístico e mostrar sua aplicabilidade através do cálculo estatístico das capacidades operativas sazonais de uma linha de transmissão em 525 kV.

PALAVRAS-CHAVE

ampacidade, cálculo estatístico, capacidades operativas sazonais, risco térmico, linha de transmissão

1.0 - INTRODUÇÃO

O cálculo das capacidades operativas de seus componentes é um dos mais importantes subsídios para operação dos sistemas elétricos, pois é através deste que se definem os limites da operação segura de todo sistema. Particularmente para linhas de transmissão (LTs) a definição da capacidade operativa de longa duração considera principalmente as restrições relacionadas às distâncias verticais cabo-solo mínimas normatizadas e definidas em projeto para cada tensão de operação.

O setor elétrico, devido sua natureza, preza pela minimização dos riscos incorridos na operação de seu sistema através da utilização de parâmetros de cálculo considerados conservadores. A norma NBR 5422/85 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, recomenda que o cálculo seja executado de forma a avaliar condições de possível ocorrência de temperaturas mais elevadas. A partir disto, o Relatório SCEL-GTEE 07/86 - Critérios para Carregamento de Linhas de Transmissão, do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), uniformizou os critérios e procedimentos para a determinação destas capacidades operativas.

Até recentemente, a definição da capacidade operativa das LTs do país era, na maioria das empresas de transmissão de energia elétrica, considerada como sendo um valor único para todo o ano, desprezando-se as diferenças ambientais nas diversas estações climáticas.

Devido à crescente preocupação com a modicidade tarifária, vislumbrou-se possibilidade da minimização dos investimentos em construção de novas instalações de transmissão. Verificou-se então a necessidade de uma melhor utilização das instalações existentes, otimizando assim os investimentos na expansão do sistema.

Com a publicação, em 2005, da Resolução Normativa ANEEL 191 (ReN ANEEL 191/05), foi normatizado que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), tendo como base as informações e os dados meteorológicos próprios e das concessionárias de transmissão, deverá determinar as capacidades operativas sazonais das LTs. Nesta resolução, definiu-se que estes períodos sazonais seriam: Verão Dia (VD), Verão Noite (VN), Inverno Dia (ID) e Inverno Noite (IN).

(*) Rua Deputado Antônio Edu Vieira, nº 999 – CEP 88.040-901 – Florianópolis, SC – Brasil
Tel: (+55 48) 3231-7660 – Email: romulo.ristow@eletrosul.gov.br

Inicialmente, a fim de se padronizar a metodologia de cálculo, foram determinadas, sob a metodologia determinística, as capacidades operativas de longa e curta duração para o período de Verão Dia. No caso da capacidade operativa de longa duração, foi respeitada a temperatura de projeto e, consequentemente, a distância cabo-solo mínima para o regime de operação normal (NBR 5422/85).

Para a capacidade operativa de curta duração, foram aplicados fatores multiplicativos à capacidade de longa duração, tendo como premissa a elevação de temperatura máxima de 16,4 °C, que seria proporcional a um abaixamento dos cabos condutores à distância cabo-solo mínima para o regime de operação em emergência para linhas de 525kV. Estes valores seriam aplicados em curtos períodos de no máximo 4 dias consecutivos ou 18 dias ao longo do ano (correspondentes à 5% do tempo de operação anual da LT), conforme preconiza a NBR 5422/85. Estes cálculos foram realizados tomando como base os dados ambientais de posse das transmissoras, os quais têm origens e qualidades diversas, não sendo estes os ideais para cálculos desta natureza.

A aplicação dos critérios apontados na ReN ANEEL 191/2005, levaram as transmissoras a discutir e levantar dados de todas as linhas de sua propriedade, as quais foram projetadas e construídas sob as mais diversas normas e padrões, bem como linhas que tiveram suas instalações recapacitadas, e que por algum motivo tinham padrões de normas distintas.

Durante este período foi criado o grupo de revisão da NBR 5422, o qual nas discussões relativas à capacidade das LTs também iniciou os trabalhos considerando que o cálculo das capacidades das novas LTs fosse feito na escala sazonal e que seja executado utilizando-se métodos estatísticos, com a consideração de um risco térmico.

O conceito de Risco Térmico (RT), anteriormente abordado por diversos autores e grupos de estudos de planejamento e operação, baseia-se no fato de que, possuindo a distribuição de probabilidades das condições meteorológicas envolvidas no cálculo, pode-se calcular os riscos assumidos em certa condição de carregamento de se exceder as temperaturas de projeto das LTs e, por consequência, as distâncias cabo-solo mínimas.

O risco, que antes era virtualmente minimizado através dos cálculos determinísticos, utilizando condições climáticas conservadoras, seria uniformizado e conhecido a partir da aplicação da metodologia estatística. O grupo de revisão da norma estuda atualmente que seja adotado um RT da ordem de 15% na condição típica no regime normal de operação, a qual seria equivalente à distância mínima cabo-solo para o regime normal de operação normatizada da atual NBR 5422.

A aplicação da metodologia estatística baseia-se em um histórico de dados climáticos de 10 anos, com frequência horária, a fim de se criar um conjunto consistente de dados para avaliação estatística do RT. Atualmente não se dispõem de estações meteorológicas com um histórico da dimensão e disposição geográfica necessária para este fim.

Devido a isso, o ONS, através de consultorias e parcerias, iniciou o uso das técnicas de downscaling, cujo objetivo é a geração deste histórico na área de interesse do sistema elétrico. Estes conjuntos de dados são gerados para uma grade de pontos, com resolução de aproximadamente 13 x 13 km, na área geográfica sob estudo. Esta resolução é necessária, pois as LTs são corpos extensos e as condições meteorológicas variam ao longo do comprimento da mesma.

Este trabalho visa apresentar os conceitos utilizados no cálculo das capacidades operativas de LTs, uma introdução às abordagens da nova metodologia estatística e tendências do cálculo de capacidade operativa sazonal de LTs. Para tanto, desenvolveu-se uma ferramenta computacional (CALCSAZ) que calcula as distribuições estatísticas correspondentes às temperaturas dos cabos condutores para uma dada condição de carregamento das LTs. Desta forma, é possível avaliar os Riscos Térmicos baseados nesta metodologia e compará-los com os valores calculados através da metodologia determinística. Para ilustrar os conceitos teóricos envolvidos, será apresentado o estudo prático completo de uma LT de 525 kV.

2.0 - O CÁLCULO DA TEMPERATURA SUPERFICIAL DO CABO CONDUTOR

Tanto o método determinístico, como o estatístico de cálculo da capacidade operativa de uma LT, utilizam-se da equação clássica do equilíbrio térmico do condutor, onde todo o calor perdido é igual ao calor recebido. A Nota Técnica ANEEL 38, vinculada a ReN ANEEL 191/05, de 2005, que visa a utilização de um método de cálculo de capacidade único por todos os agentes de transmissão, apresenta, em seu Anexo A, o Modelo para Avaliação do Comportamento Térmico do Condutor, desenvolvido no âmbito do CIGRÉ WG 22-12. Esta equação pode ser visualizada abaixo:

$$P_J + P_S = P_C + P_R \text{ [W/m]} \quad (1)$$

Onde :

- P_J representa os ganhos de calor por efeito joule e depende exclusivamente da temperatura do cabo condutor e da corrente elétrica que atravessa o mesmo.

- P_S representa os ganhos de calor por aquecimento solar dependente da intensidade da radiação solar [W/m^2] e da eficiência do cabo condutor quanto à absorção de radiação solar (absortividade).
- P_C representa a perda de calor por convecção, dependente da velocidade e direção do vento que atravessa a LT e da temperatura do ar ambiente.
- P_R representa a perda de calor por radiação dependente da diferença de temperatura entre o cabo e o ambiente e da eficiência do cabo condutor quanto à emissão de radiação (emissividade).

Quanto aos parâmetros utilizados no cálculo, podem-se definir três grupos:

- Dados meteorológicos:
 - temperatura ambiente;
 - ventos
 - radiação solar.
- Dados construtivos:
 - diâmetro do cabo
 - resistividade do cabo
 - emissividade e absortividade
 - temperatura de projeto
 - altitude da Linha de Transmissão
- Dados de condição operativa:
 - corrente elétrica ou temperatura superficial do cabo condutor.

A partir das equações de equilíbrio térmico pode-se definir a capacidade operativa para uma determinada LT e condição ambiental, ou então avaliar a temperatura dos cabos condutores de acordo com o carregamento da mesma. Tendo como dado de entrada a corrente elétrica, tem-se como produto final do cálculo a temperatura superficial do cabo condutor, ou quando o dado de entrada é a temperatura superficial do cabo condutor, o produto final do cálculo será a capacidade operativa da LT em estudo.

2. O método determinístico de cálculo de capacidades operativas

O método determinístico de cálculo de capacidade operativa de LT considera no cálculo valores constantes para as condições ambientais, definindo assim, de acordo com os dados construtivos das linhas, a capacidade operativa da mesma.

A temperatura de projeto de uma LT é, por definição, a condição limite de operação em regime permanente que resulta em um abaixamento dos cabos condutores à distância cabo-solo mínima normatizada para o regime normal de operação. Assim definida, a temperatura de projeto é o principal parâmetro utilizado no cálculo das capacidades operativas de longa duração das LTs, ou seja: fixando-se a temperatura de projeto, garantindo desta forma as distâncias de segurança, avalia-se a corrente elétrica máxima correspondente às condições ambientais.

O Relatório SCEL-GTEE 07/86 (GCOI), ao uniformizar os critérios e procedimentos para a determinação das capacidades operativas de longa duração, definiu que os dados meteorológicos utilizados no cálculo devem prezar pela segurança operativa da LT. Assim sendo, dentro dos levantamentos climáticos disponíveis, a temperatura ambiente é tomada como uma média das máximas temperaturas diárias verificadas, o vento deve ser considerado 0,61 m/s, incidindo perpendicularmente no eixo da LT, e a radiação solar deveria ser de 1000 W/m^2 .

A capacidade operativa de curta duração foi definida pela ReN ANEEL 191/05 através de um fator multiplicativo aplicado à capacidade operativa de longa duração. Este fator multiplicativo foi definido considerando a premissa de que a temperatura superficial do cabo condutor não pode ultrapassar 16,4 °C da temperatura de projeto. Nesta nova temperatura, o cabo condutor atingiria a distância cabo-solo mínima para o regime de emergência e sua duração foi definida na NBR 5422: 4 dias consecutivos ou 5% do tempo de operação anual da LT.

Para ilustrar este cálculo, será considerada uma LT de 525 kV durante o período Verão Dia. A temperatura de projeto desta LT é 60 °C e esta é composta por 4 cabos Grosbeak por fase. Além destes parâmetros, é considerado empiricamente que a emissividade é 0,77 e a absortividade 0,78. Será considerada altitude em relação ao nível do mar de 910 m. A temperatura ambiente a ser considerada é 30 °C. O resultado do cálculo pode ser analisado na Figura 1:

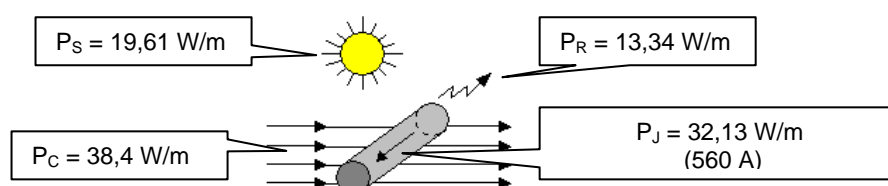


FIGURA 1 – Equilíbrio térmico de um condutor da LT de 525 kV para corrente de 560 A.

Como a LT é composta por 4 cabos por fase, a capacidade operativa de longa duração no Verão Dia é 2240 A (560×4). Pode-se observar que as perdas por convecção são as maiores responsáveis pelo resfriamento do cabo, demonstrando a importância de uma boa consideração do vento incidente no cabo. Verifica-se também que os ganhos por aquecimento solar são praticamente compensados pelas perdas por radiação nesse período.

Com a aplicação da metodologia determinística os riscos de ultrapassar a temperatura de projeto não podem ser apurados, devido a mesma considerar valores médios das máximas para as temperaturas observadas e irradiação solar média, bem como o vento um em um valor fixo, considerado baixo. Observa-se que esses valores podem ter variações que tanto podem levar ao conservadorismo, quanto podem levar a um certo risco durante operações nos limites de capacidade, condições estas que observamos em vários casos da operação das LTs atualmente.

2.2 O método estatístico e risco térmico

Diferentemente do método determinístico, o cálculo estatístico das capacidades operativas não considera médias de grandezas meteorológicas, e sim um histórico consideravelmente grande dos parâmetros de entrada. Assim considerado, a temperatura ambiente, a velocidade e direção do vento e a radiação solar são tratadas como variáveis aleatórias contínuas, sendo possível fazer o agrupamento em classes dos valores verificados no histórico, gerando uma distribuição estatística.

A partir do histórico de 10 anos, com frequência horária, dos registros simultâneos de temperatura ambiente, velocidade e direção do vento e radiação solar, é possível calcular, através da equação de equilíbrio térmico do condutor, um conjunto de temperaturas superficiais do cabo condutor para uma dada condição operativa, gerando assim a distribuição estatística de probabilidades. Através desta, é possível calcular a probabilidade de se exceder um determinado valor, como por exemplo, a temperatura de projeto da LT.

Para ilustrar a aplicação do método, considerou-se um histórico de 10 anos (durante o verão dia), com frequência horária, dos registros simultâneos de temperatura ambiente, velocidade e direção do vento e radiação solar nas proximidades dos primeiros 13 km da LT de 525 kV do exemplo anterior. Através de um processo iterativo, calculou-se qual corrente elétrica deveria ser transportada durante o todo o verão dia para que se incorresse em um RT de 5% (ultrapassar a temperatura de projeto durante 5% do verão dia). O histograma de temperaturas superficiais do cabo condutor pode ser visualizado na Figura 2 (corrente de 2040 A – 510×4).

A área em vermelho do histograma representa o RT de 5%, ou seja: a probabilidade de que os cabos condutores estejam a uma temperatura superior à temperatura de projeto (60°C) e, por consequência, com distância s cabo-solo menor que a normalizada para a operação em regime normal.

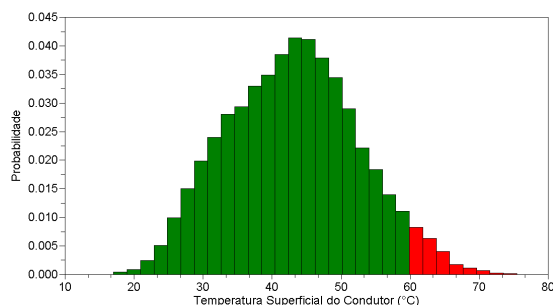


FIGURA 2 – Histograma de 30 classes da temperatura do cabo condutor da LT de 525 kV (2040 A).

3.0 - A OBTENÇÃO DOS DADOS METEOROLÓGICOS (USO DO DOWNSCALING)

Uma grande dificuldade para a determinação das capacidades operativas sazonais através da metodologia estatística reside na falta de dados meteorológicos precisos, que permitissem o levantamento do histórico necessário para a análise estatística consistente. Os conjuntos de dados ambientais existentes no Brasil são de origem e qualidade diversas e, portanto, não compatível para a análise de capacidade operativa de linhas de transmissão através da metodologia estatística.

O ONS, através de consultorias e parcerias, iniciou o uso das técnicas de *downscaling*, cujo objetivo é a geração de um histórico de 10 anos (com frequência horária) dos elementos climáticos necessários para o cálculo estatístico das capacidades operativas sazonais. Estes históricos são gerados para uma grade pontos (com resolução de aproximadamente 13×13 km atualmente) na área geográfica sob estudo.

A geração deste histórico utiliza-se dos dados da reanálise do NCEP (National Centre for Environmental Prediction), ou seja: a base de referência global para simular fenômenos da atmosfera (condições de contorno do *downscaling*). Com base nestes dados de entrada, utiliza-se da modelagem física da atmosfera, incorporando

informações relevantes relativas ao transporte de quantidade de movimento, massa e energia. A fim de que os dados gerados pelo uso da técnica do *downscaling* possam ter maior precisão, estes devem ser ancorados em dados meteorológicos obtidos em estações reais. Apesar de não ser proveniente da medição dos parâmetros meteorológicos, esta simulação é o único banco de dados disponível com histórico suficiente para a análise estatística até o momento.

Estão sendo feitos esforços para criação de uma rede de estações meteorológicas para fins de utilização do setor Elétrico, inclusive com estações instaladas nas próprias torres de transmissão, mas estas ainda não possuem número e histórico suficientes para utilização na análise de capacidade operativa de Linhas de Transmissão.

Não será discutido em detalhes neste trabalho o grau de precisão e de correlação que os dados gerados por *downscaling* apresentam em relação aos valores realmente medidos. É válido ressaltar, entretanto, que trabalhos recentes concluem que os ventos gerados pelo *downscaling* possuem baixíssima correlação com dados medidos reais devido à alta variabilidade temporal desta grandeza. Isto é motivo de preocupação e desconfiança no método, pois, conforme exemplo apresentado na Figura 1, os ventos são os grandes responsáveis pelo resfriamento do cabo condutor. A temperatura ambiente, uma variável que oscila pouco ao longo do tempo, possui alta correlação com dados medidos reais.

Como o escopo deste trabalho é apresentar e exemplificar a utilização dos métodos de cálculo das capacidades operativas sazonais de linhas de transmissão de longa duração utilizou-se desta fonte de histórico de condições meteorológicas como referência.

4.0 - A ANÁLISE ESTATÍSTICA DAS CAPACIDADES OPERATIVAS SAZONAIS DE UMA LT DE 525 KV

O cálculo estatístico das capacidades operativas sazonais ainda não está sendo utilizado na operação do SIN, mas no âmbito do grupo de revisão da NBR 5422 e nas discussões da aplicação da ReN 191/2005 pelo ONS esta metodologia está sendo indicada como uma possibilidade de aplicação no Setor Elétrico Brasileiro.

A LT de 525 kV que será utilizada como exemplo prático neste trabalho possui cerca de 190 km de extensão e, considerando que a grade de pontos do *downscaling* é de 13 x 13 km, foi possível discretizar a linha de transmissão em 15 trechos. Os parâmetros de projeto dela são os mesmos utilizados nos exemplos anteriores. Assim, o ONS forneceu 15 arquivos contendo os históricos de 10 anos (com frequência horária) de todas as variáveis necessárias para o cálculo estatístico das capacidades operativas sazonais. Como a linha de transmissão é um corpo muito extenso, espera-se que as variáveis meteorológicas tenham comportamentos bastante distintos nos diferentes trechos considerados, o que pode resultar em diferentes capacidades.

As análises que serão apresentadas neste trabalho são:

- **Aplicação do método determinístico considerando os critérios do GCOI:** será utilizado como valor de referência, pois é utilizado pela maioria das empresas transmissoras do país;
- **Cálculo das capacidades operativas considerando RT nulo (0%):** Temperatura de projeto não é ultrapassada, ou seja, as alturas cabo-solo para o regime normal de operação não violadas (estatisticamente);
- **Cálculo das capacidades operativas e máximas temperaturas considerando RT de 15%:** proposta da revisão da NBR 5422 para a condição típica nominal de novas LTs;
- **Cálculo das capacidades operativas e máximas temperaturas considerando RT de 5%:** valor admissível atualmente pela NBR 5422, ou seja, pode-se violar a distância cabo-solo mínima do regime de operação normal durante 5% do tempo de operação anual da LT;
- **Análise dos riscos térmicos incorridos na utilização das capacidades operativas obtidas pelo método determinístico:** os riscos que eram virtualmente minimizados podem ser quantificados através da análise estatística;

4.1 Aplicação do método determinístico

Para aplicação do método determinístico foram obtidas as médias das máximas temperaturas diárias para cada período sazonal (VD, VN, ID e IN) e para cada um dos 15 trechos da LT. Estes valores foram obtidos através da simples análise estatística dos dados do *Downscaling* e o resultado pode ser visualizado na Figura 3. Como cada trecho da LT possui características meteorológicas distintas, foram encontrados valores diferentes para cada um. Deve-se utilizar o maior deles para o método determinístico. Os valores calculados foram **29,99 °C**, **27,87 °C**, **24,64 °C** e **21,59 °C** para os períodos VD, VN, ID e IN, respectivamente.

A velocidade do vento e o ângulo de incidência do mesmo em relação à LT foram considerados 0,61 m/s e 90°, conforme os critérios do GCOI. A radiação solar foi considerada nula nos períodos noturnos, 1000 W/m² no verão e

800 W/m² no inverno. Os resultados obtidos foram de **2240 A**, **2936 A**, **2648 A** e **3200 A** para VD, VN, ID e IN, respectivamente.

4.2 Cálculo das capacidades operativas sazonais considerando risco térmico nulo

Para se ter segurança estatística total durante a operação de uma LT, deve-se garantir que a máxima temperatura de operação do cabo condutor não ultrapasse a temperatura de projeto da mesma, ou seja, o histograma de temperatura deve estar disposto todo à esquerda de 60 °C para a linha do exemplo.

Através de método iterativo, chegou-se às capacidades operativas da Figura 4, sendo considerado como limite o menor dentre todos os trechos para cada período sazonal, ou seja, **1200 A**, **2000 A**, **1600 A** e **2220 A** para VD, VN, ID e IN, respectivamente.

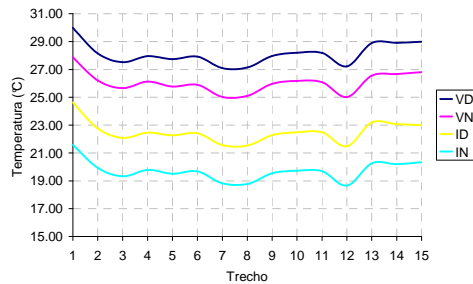


FIGURA 3 – Médias das máximas diárias para sazonais cada período sazonal.

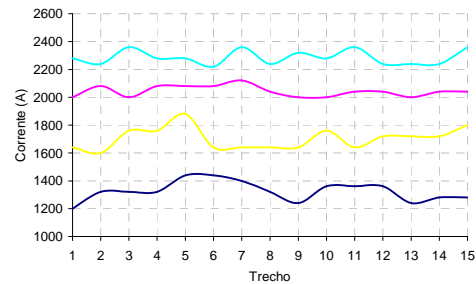


FIGURA 4 – Capacidades operativas para RT nulo.

4.3 Análise das capacidades operativas sazonais considerando risco térmico de 15% e 5%

A análise das capacidades operativas sazonais considerando riscos térmicos maiores que 0% implica em aumentar a corrente elétrica e observar o deslocamento do histograma de temperaturas para a direita. Nesta análise, deve-se tomar cuidado em relação ao **risco de se superar a temperatura máxima em regime de emergência** ($60 + 16,4 = 76,4$ °C) e a **temperatura máxima de toda a distribuição de temperaturas**. Neste trabalho, fixou-se o valor de 90 °C como sendo um limite seguro de operação para cabos CAA quanto à perda de resistência mecânica devido às altas temperaturas. Os valores limites para cada período sazonal são de **2376 A**, **3100 A**, **2800 A** e **3328 A** para VD, VN, ID e IN, respectivamente. Além das correntes elétricas obtidas através do processo iterativo, é importante analisar os dois itens elencados acima. Na Figura 5, é possível analisar em detalhes os riscos incorridos no caso da operação com correntes de RT de 15%.

As duas linhas pontilhadas representam os dois limites térmicos significantes (76,4 °C e 90 °C). A região verde corresponde à operação em 85% do tempo da LT, ou seja, não se ultrapassa a temperatura de projeto. O amarelo escuro corresponde à operação de 10% do tempo da LT. É possível verificar que, apesar de não ultrapassar o valor máximo de 76,4 °C em nenhum período sazonal, operar em 10% do tempo nesta faixa supera os 5% limitados pela NBR 5422. A área em amarelo claro corresponde à operação de 4% do tempo da LT. E, finalmente, a área em vermelho corresponde à operação de 1% do tempo da LT. É possível constatar que uma boa parcela desta área fica acima dos 90 °C, principalmente no período de Inverno Noite, onde pode-se observar temperaturas da ordem de 122 °C, representando um alto risco de operação.

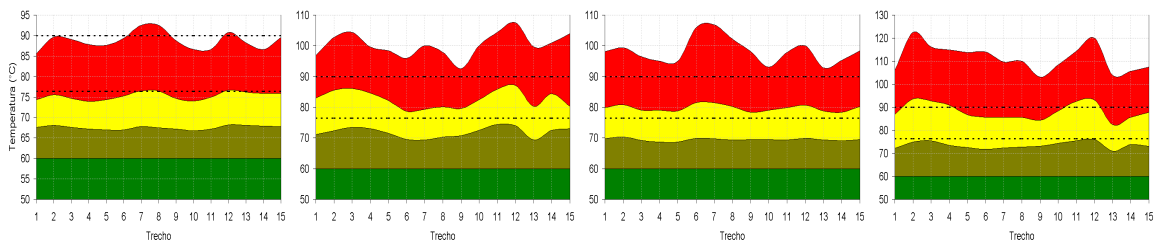


FIGURA 5 – Análise térmica da operação com RT de 15% (VD, VN, ID e IN).

Na Figura 6, é feita análise semelhante para a operação com correntes de RT de 5%, onde os valores de limites para cada período sazonal são de **2040 A**, **2760 A**, **2480 A** e **3000 A** para VD, VN, ID e IN, respectivamente. As cores têm, nesta figura, o mesmo significado, exceto pela cor verde, que corresponde à operação de 95% do tempo da LT. É possível observar que, mesmo fixando a operação em regime de emergência em 5% do tempo (limite do tempo de operação em emergência segundo a NBR 5422), as temperaturas violam 76,4 °C, o que levaria à violação das distâncias cabo-solo mínimas para a operação em emergência – ReN ANEEL 191/05.

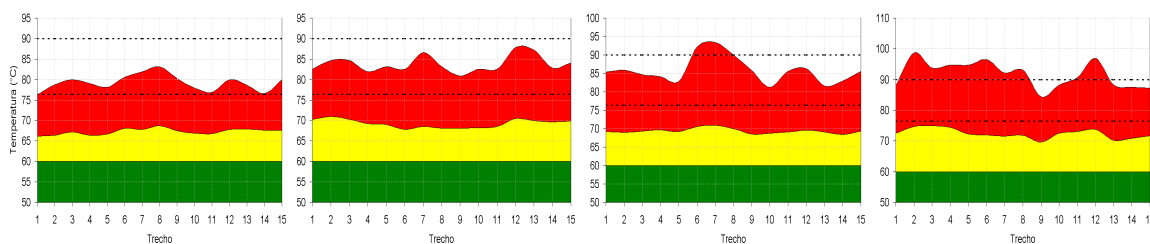


FIGURA 6 – Análise térmica da operação com RT de 5%.

4.4 Análise dos riscos térmicos incorridos na utilização das capacidades operativas

De posse das capacidades sazonais calculadas para cada trecho para as situações de risco 0%, 5%, 15% e determinístico mostradas na Tabela 1, é possível fazer a comparação entre elas e observar o risco incorrido na utilização das capacidades operativas obtidas pelo método determinístico. Esta análise pode ser feita aplicando o método estatístico utilizando a corrente determinística e calculando as temperaturas em todos os trechos da LT, avaliando qual a parcela do histograma de temperaturas viola a temperatura de projeto.

TABELA 1 – Capacidades Operativas Sazonais (A)

	RT 0%	RT 5%	RT 15%	Determinístico
Verão Dia	1200	2040	2376	2240
Verão Noite	2000	2760	3100	2936
Inverno Dia	1600	2480	2800	2648
Inverno Noite	2220	3000	3328	3200

Esta análise foi feita nos quatro períodos sazonais e pode ser visualizada na Figura 7. A linha preta contínua representa a capacidade operativa determinística. A linha rosa, laranja e azul representam as capacidades operativas para RT 0%, 5% e 15%, respectivamente. Somente analisando as intersecções entre estas linhas contínuas, é possível obter a ordem de grandeza do RT incorrido na utilização das capacidades operativas determinísticas. O valor exato deste risco pode ser visualizado na linha pontilhada. Pode-se inferir que ao utilizar a capacidade operativa determinística, incorre-se em um risco mínimo da ordem 5% e máximo da ordem de 11%.

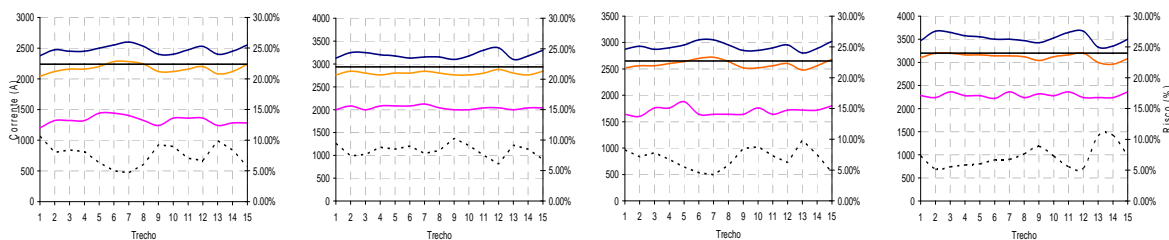


FIGURA 7 – Análise do RT incorrido na utilização das capacidades operativas obtidas pelo método determinístico.

Do ponto de vista de capacidades operativas calculadas pelo método estatístico, é possível fazer uma análise da relação capacidade operativa versus risco associado. Pode-se considerar o aumento do risco incorrido como o “custo” do aumento da capacidade e desta forma verificar a viabilidade e os impactos no incrementos de riscos. A Figura 8 apresenta a relação capacidade operativa versus RT para os trechos limitantes em cada período sazonal. A Figura 9 mostra a derivada do RT em relação à capacidade operativa.

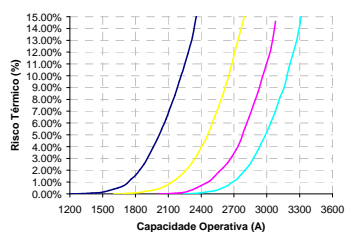


FIGURA 8 – Relação capacidade operativa versus RT.

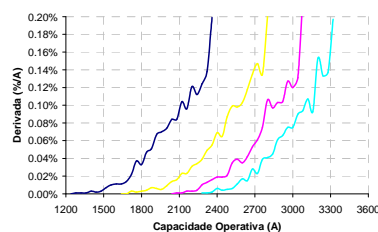


FIGURA 9 – Relação incremental capacidade operativa versus RT.

Analisando as Figuras 8 e 9, observa-se uma característica não linear bem acentuada. Verifica-se que a derivada do RT em relação à capacidade operativa em torno da região de RT de 5% é da ordem de 0,08 %/A, ou seja: espera-se um aumento de 1% no RT para cada incremento de 12,5 A na capacidade operativa. Este efeito é agravado em torno da região de RT de 15%. A derivada nesta situação é da ordem de 0,20 %/A, ou seja: espera-se um aumento de 1% no RT para cada incremento de 5 A.

5.0 - CONCLUSÃO

É apresentado, neste informe técnico, o método de cálculo determinístico da capacidade operativa em regime permanente de uma linha de transmissão a partir da utilização da equação clássica de equilíbrio térmico do condutor. Na sequência, é apresenta-se o cálculo estatístico das capacidades operativas e, por fim, através do exemplo prático de uma LT de 525 kV, ilustra-se um caso real de aplicação do método estatístico.

Na análise do exemplo prático da LT de 525 kV, primeiramente calculou-se as capacidades operativas para cada período sazonal através do método determinístico conforme critérios do GCOI. Em seguida, foram obtidas as capacidades operativas e as temperaturas de interesse considerando RT 0%, 5% e 15%. Pode-se observar que o cálculo das capacidades para um RT de 0%, apesar de ser seguro por não apresentar risco de ultrapassar as distâncias de segurança, pode tornar a expansão do sistema inviável economicamente.

Pôde-se observar que, através da análise das temperaturas envolvidas em cada caso, não se cumprem os limites de mínima altura-cabo solo em regime de emergência definidas pela ReN ANEEL 191/05 como sendo 16,4 °C acima da temperatura de projeto, mesmo considerando as capacidades operativas para RT de 5%. No caso de RT de 15%, estas violações se tornam ainda mais acentuadas e, além disto, há maior probabilidade de se superar temperaturas que levariam o condutor a perda de resistência mecânica.

Por fim, compararam-se as capacidades operativas obtidas pelo método estatístico com as obtidas pelo método determinístico e calculou-se o real RT incorrido na operação desta LT no caso de utilização das capacidades operativas determinísticas. Verificou-se que mesmo sendo considerado conservador, a operação utilizando as capacidades obtidas pelo método determinístico levam a um RT de até 10% na maioria dos casos.

A metodologia estatística apresentada neste IT considera a aplicação somente se os dados dos históricos das variáveis meteorológicas sejam confiáveis. Considerando que, no futuro, importantes decisões no âmbito da operação em tempo real poderão ser tomadas baseadas nos cálculos estatísticos das capacidades operativas, este cuidado com os dados ambientais deve ser redobrado.

Em uma análise incremental, observou-se que a partir do RT de 5% o aumento de capacidade torna-se pequeno se comparado com o aumento de risco térmico. Analisando os resultados apresentados nas Figuras 8 e 9 verifica-se que a medida que se aumenta a capacidade operativa de uma LT, o RT aumenta em proporções muito maiores.

Apesar de a proposta pela Revisão da NBR 5422 de RT de 15% ser uma tendência para LTs novas, deve-se tomar muito cuidado com a aplicação destes conceitos às LTs projetadas por normas antigas. Caso a aplicação da metodologia estatística conduza a correntes ou temperaturas maiores que as atualmente consideradas na operação da LT, deverá ser feito também, um diagnóstico da situação real dos cabos, emendas e demais ferragens. Há necessidade de uma avaliação criteriosa da real situação atual da LT, com a conferência das alturas dos suportes, comprimentos dos vãos e desníveis, posição, altura e natureza dos obstáculos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) NBR 5422 – *Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica* – 1985.
- (2) Nota Técnica ANEEL nº 38 – *Procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, das Funções Transmissão e dos Pagamentos Base correspondentes* – 2005.
- (3) Resolução Normativa ANEEL nº 191 – *Procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base* – 2005.
- (4) Relatório SCEL-GTEE-GCOI 07/86 – *Critérios para Carregamento de Linhas de Transmissão* – 1986.
- (5) Rothstein, O. J. , Nicodem, E. J. V., Duarte A. L., *Aplicação das Capacidades Operativas de Linhas de Transmissão Segundo Resolução Normativa ANEEL nº 191/2005 – Experiência da Eletrosul, XI SEPOPE, Belém, 16/03/2009.*

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Rômulo Guilherme Schneider Ristow**

Nascido em 1983 em Florianópolis - SC

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2007.

Engenheiro no Setor de Estudos, Análise e Controle do Sistema na Divisão de Proteção e Estudos do Sistema desde 2009.

Orlando José Rothstein

Nascido em 1979 em Florianópolis - SC

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2002.

Especialista em Sistemas de Energia Elétrica pela UFSC em 2005.

Engenheiro no Setor de Estudos, Análise e Controle do Sistema na divisão de Proteção e Estudos do Sistema desde 2002.