

Gerenciamento de Sistemas de Proteção de Máquinas Síncronas Considerando as Características Operacionais da Curva de Capabilidade

W. A. dos S. Fonseca, UFPA; G. Cardoso Jr., UFSM; C. A. M. Aviz, ELETRONORTE; M. V. A. Nunes, UFPA; F. G. N. Barros, UFPA e A. P. de Moraes, UFSM.

Deixa

Resumo – Este trabalho apresenta o sistema computacional GISPCCMS (Gerenciamento Integrado de Sistemas de Proteção e Curva de Capabilidade de Máquinas Síncronas) com interface gráfica (planos P-Q e R-X) que facilita a visualização da sobreposição da curva de capacidade de máquinas síncronas com as curvas características associadas à proteção de unidades geradoras e equipamentos adjacentes (transformadores e linhas de transmissão). Adicionalmente, o GISPCCMS permite ajustes pré-definidos em seu algoritmo conferindo agilidade e segurança nos ajustes de relés. Por meio desta ferramenta computacional, engenheiros e técnicos de operação e proteção poderão decidir por uma condição de operação e proteção com mais precisão e segurança, evitando não só a redução da área da curva de capacidade como também a parada (*trip*) desnecessária de máquinas geradoras devido a questões operacionais.

Palavras-chave — Curva de capacidade, sistemas de proteção, geradores síncronos.

I. INTRODUÇÃO

O máximo fornecimento de potência ativa e reativa de um gerador síncrono é definido pela sua curva de capacidade (MELO, 1977; ANDERSON & FOUAD, 1977; FITZGERALD *et al.*, 1997). Adicionalmente, um gerador síncrono necessita de algumas funções de proteção para faltas internas ou externas à unidade geradora de modo a garantir a integridade do gerador e do sistema. Assim, a curva de capacidade pode ter sua área de operação limitada pelas características operacionais das proteções do gerador e componentes adjacentes. Exemplos de proteções que geralmente limitam a área definida pela curva de capacidade são a função perda de excitação e perda de sincronismo (esquema *mho offset*). Além de algumas proteções do gerador, o GISPCCMS permite ainda que as proteções 50/51 (locali-

Este trabalho é resultado de um projeto de Pesquisa&Desenvolvimento tendo como entidade financiadora as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A e, como entidade executora, a Universidade Federal do Pará (UFPA). W. A. dos S. Fonseca é doutorando em engenharia elétrica na Universidade Federal do Pará (e-mail: wassf.eng@gmail.com ou wassf@ufpa.br).

G. Cardoso Jr. é professor na Universidade Federal de Santa Maria (e-mail: ghendy@ufsm.br).

C. A. M. Aviz trabalha nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (e-mail: aviz@eln.gov.br).

M. V. A. Nunes é professor na Universidade Federal do Pará.

F. G. N. Barros é mestranda em engenharia elétrica na Universidade Federal do Pará.

A. P. de Moraes é mestrando em engenharia elétrica na Universidade Federal de Santa Maria.

zada no lado de alta tensão do transformador-elevador), 50/51-67, impedância e admitância (localizadas no terminal da linha de transmissão adjacente) tenham suas curvas características superpostas à curva de capacidade de um determinado gerador para uma usina contendo n geradores e m transformadores-elevadores.

Além de visualizar as curvas operativas das proteções o GISPCCMS possibilita aplicar ajustes automáticos (pré-definido em forma de algoritmo) divulgados na literatura e por fabricantes como a ABB e AREVA. Isto permite aos engenheiros e técnicos de proteção maior agilidade e segurança nos ajustes dos relés.

A Figura 1 mostra a interface principal do GISPCCMS. Podem-se observar os planos P-Q (em cima) e R-X (em baixo). A partir da interface principal o usuário escolhe ou define a usina (Figura 2) e o gerador (Figura 3) cujas proteções se desejam ajustar e/ou observar as suas curvas características. Ao lado dos planos P-Q e R-X encontram-se as opções Gerador (Figura 4), Transformador-Elevador (Figura 5) e Linha de Transmissão (Figura 6), nas quais o usuário poderá escolher quais curvas características deseja visualizar junto à curva de capacidade.

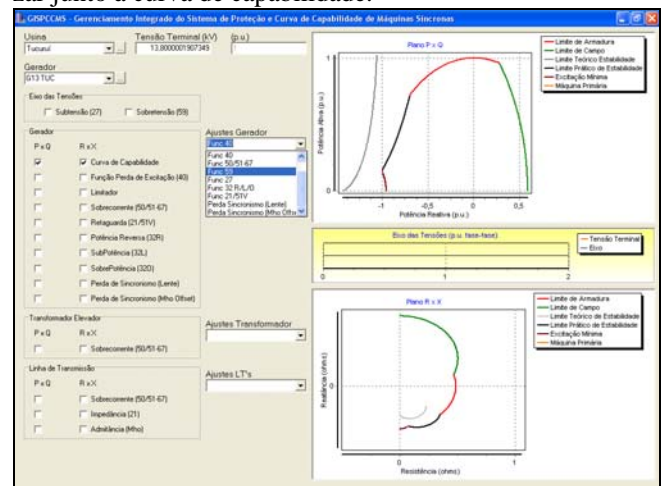


Figura 1. Interface Principal do GISPCCMS.



Figura 2. Campo para escolha ou definição da usina.

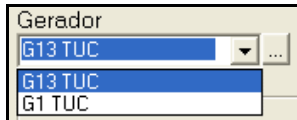


Figura 3. Campo para escolha ou definição do gerador pertencente à usina selecionada no campo Usina.

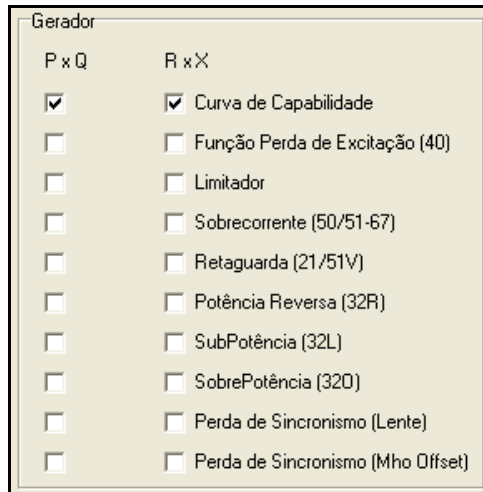


Figura 4. Elementos associados ao gerador que podem ter suas curvas exibidas junto à curva de capacidade.

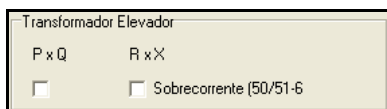


Figura 5. Elementos associados ao transformador-elevador que podem ter suas curvas exibidas junto à curva de capacidade.

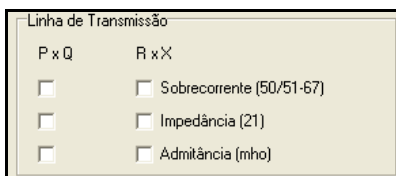


Figura 6. Elementos associados à linha de transmissão adjacente que podem ter suas curvas exibidas junto à curva de capacidade.

Os ajustes das proteções são feitos via interface específica para cada proteção as quais são acessadas a partir da interface principal pelos campos Ajustes Gerador (Figura 7), Ajustes Transformador (Figura 8) e Ajustes LT's (Figura 9).

A metodologia utilizada no desenvolvimento do GISPCCMS teve como base o levantamento das proteções que podem ter sua representação junto à curva de capacidade e identificação das equações correspondentes; construção de um banco de dados para suporte ao sistema computacional e o uso da linguagem C++ e interfaces gráficas disponibilizadas pelo C++Builder 5.



Figura 7. Campo Ajuste Gerador.

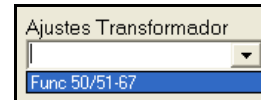


Figura 8. Campo Ajuste Transformador.

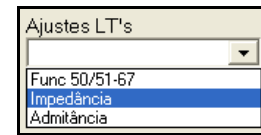


Figura 9. Campo Ajuste LT's.

II. METODOLOGIA

A. Proteções Disponibilizadas no GISPCCMS

A curva de capacidade faz referência à potência trifásica do gerador, ou seja, a contribuição das três fases para a potência ativa e reativa. Portanto, para fenômenos equilibrados, pode-se considerar a tensão V_a e/ou V_{ab} que alimenta as funções de proteção bem como os ajustes das proteções, para a construção das curvas características nos planos P-Q e R-X. A partir deste princípio, as proteções suportadas pelo GISPCCMS e que podem ter suas curvas características junto à curva de capacidade são: Função Perda de Excitação (40), Sobrecorrente (50/51), Proteção de Retaguarda (21/51V), Função Perda de Sincronismo (Esquema Lente e *Mho Offset*) e Função 32R/L/O para a unidade geradora; Sobrecorrente (50/51-67), Impedância e Admitância para linha de transmissão; e sobrecorrente (50/51) para o transformador-elevador.

B. Banco de Dados

O GISPCCMS se utiliza de um banco de dados cujo gerenciador é o InterBase. Neste banco são armazenados dados dos relés, geradores, TC's, TP's, transformador-elevador, entre outros. Estes parâmetros são necessários para que, de acordo com os ajustes pré-definidos, seja possível traçar as diversas curvas características disponíveis no GISPCCMS.

O banco de dados permite cadastrar diferentes usinas com seus respectivos geradores, transformadores-elevadores e linhas de transmissão adjacentes. Isto permite aos engenheiros e técnicos de proteção trabalhar com várias usinas e seus respectivos geradores (BARROS, 2007).

III. PROTEÇÕES DO GERADOR

Falhas de muitas naturezas podem ocorrer com uma unidade geradora para as quais diversas formas de proteções elétricas e mecânicas são requeridas. Entretanto, nem todas as proteções podem ter sua curva característica junto à curva de capacidade. Contudo o GISPCCMS incorpora, além das proteções comumente observadas no plano R-X, as curvas características das proteções de sobrecorrente 50/51 e 51V (proteção de sobrecorrente dependente de tensão).

A. Função contra Perda de Excitação

A Figura 10 mostra a interface Função Perda de Excitação no GISPCCMS.

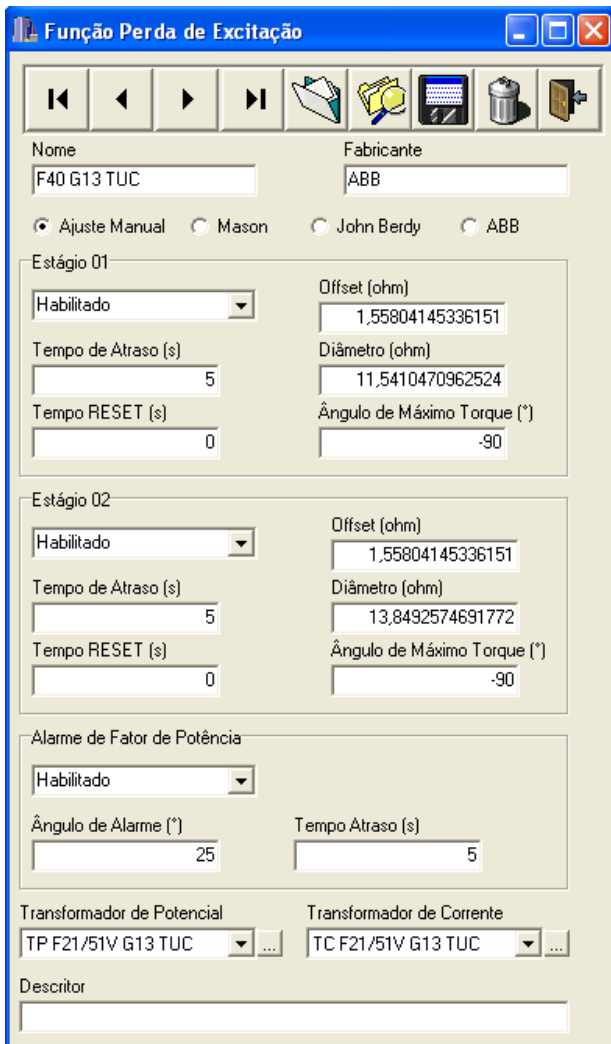


Figura 10. Interface da proteção contra perda de excitação.

A partir desta interface o usuário efetua ajustes pré-definidos (MASON, JOHN BERDY e ABB) ou ajustes conforme suas próprias diretrizes de cálculos (ajuste manual). Modificações nos ajustes implicam imediatamente na alteração gráfica da curva característica da proteção oferecendo maior conforto ao usuário.

A Figura 11 mostra a curva de capacidade junto às curvas características dos Estágios 1 e 2 da Função 40, Alarma de Fator de Potência e Limitador de Subexcitação. Os ajustes aplicados seguem a filosofia proposta por Mason (MASON, 1949) e John Berdy (BERDY, 1975). O ajuste para o elemento de Alarma de Fator de Potência foi de 25° (fator de potência de 0,906 capacitivo). Os dados do gerador são referentes a Unidade 13 de Tucuruí.

Pode-se observar na Figura 11 que a Função 40 adentra a curva de capacidade e que o limitador de subexcitação, aqui representado por uma reta, deve se acomodar em uma região ligeiramente à direita da Função 40 (SIEMENS, 2002). A acomodação destes elementos (Limitador e Função 40) deve ser feita de tal forma a tirar o máximo proveito da curva de capacidade. A partir da Figura 10 e Figura 11 pode-se observar que o GISPCCMS confere ao engenheiro ou técnico de proteção agilidade e segurança nos ajustes, bem como o domínio das restrições impostas pela proteção.

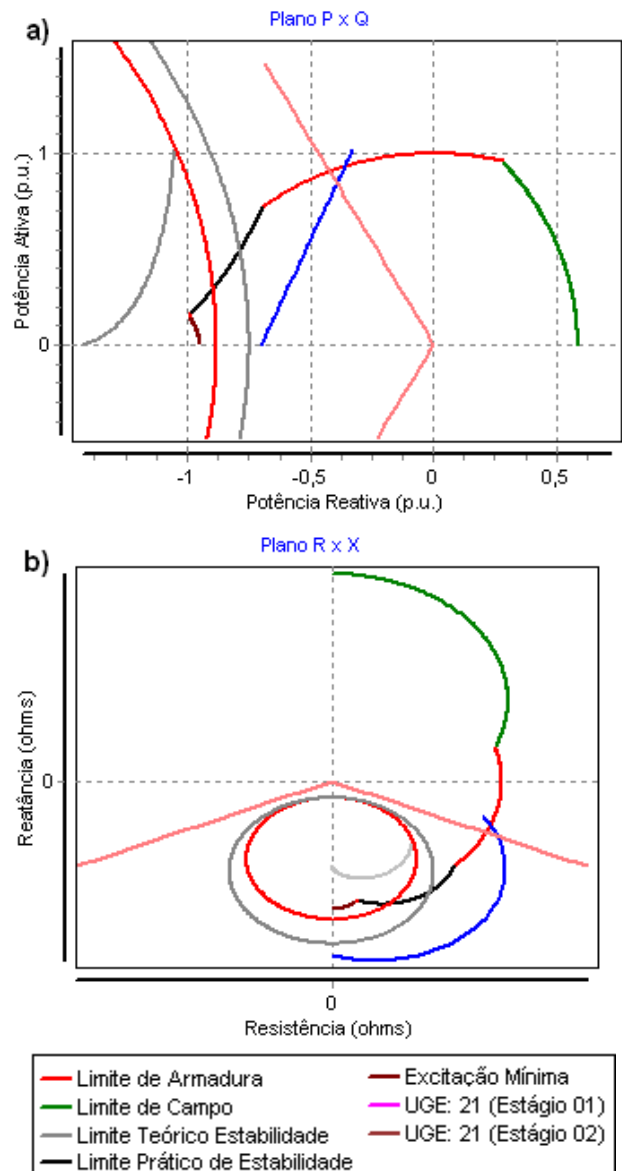


Figura 11. Curva de capacidade junto às curvas características dos Estágios 1 e 2 da Função 40, Elemento de Alarma de Fator de Potência e limitador de subexcitação nos planos P-Q (a) e R-X (b).

B. Proteções de Retaguarda

A Proteção de Retaguarda tem como objetivo evitar que o gerador alimente faltas no sistema por falha da proteção dos elementos adjacentes como linhas de transmissão e disjuntores. As proteções indicadas para este papel e que são adequadas ao comportamento da corrente de falta cuja resposta é determinada pela ação do regulador de tensão são a proteção de subimpedância (Função 21) e sobrecorrente dependente de tensão (Função 51V).

A Proteção de Retaguarda no GISPCCMS trabalha ou com uma Proteção de Subimpedância (21) ou com uma Proteção de Sobrecorrente Dependente de Tensão (51V). A Proteção 21 apresenta dois estágios e a Proteção 51V apresenta dois modos de operação: Sobrecorrente Controlado por Tensão e Sobrecorrente Retido por Tensão. A Figura 12 mostra a interface Proteção de Retaguarda (21/51V) disponível no GISPCCMS.

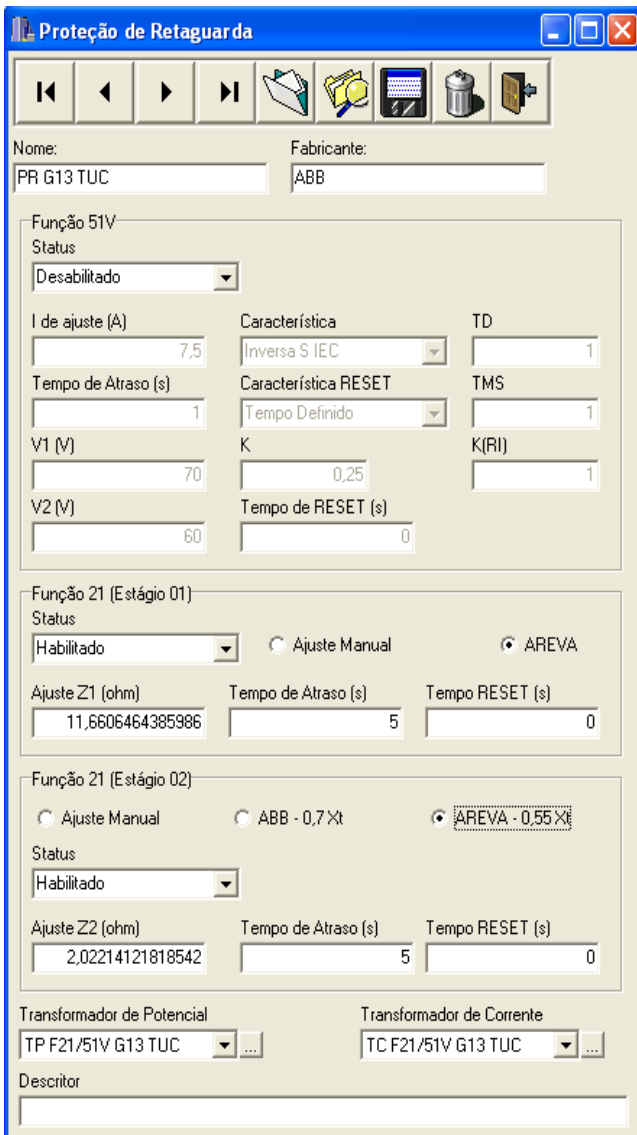


Figura 12. Interface Proteção de Retaguarda (21/51V).

A Figura 13 mostra as curvas características da Função 21 (1° e 2° estágios) junto à curva de capacidade da Unidade 13 de Tucuruí nos planos P-Q e R-X.

A Função 21 não adentra a curva de capacidade (Figura 13a) e tem maior proximidade da curva de capacidade quando presta o serviço de proteção de retaguarda à proteção externa do gerador (linha de transmissão) e maior afastamento quando presta proteção de retaguarda à proteção diferencial do conjunto gerador e transformador-elevador.

No modo de operação Controlado por Tensão a corrente de ajuste da Função 51V é função da tensão medida V_t de acordo com a Figura 14 (AREVA, MiCOM P342, P343).

No modo de operação Retido por Tensão a corrente de ajuste da Função 51V é função da tensão medida V_t de acordo com a Figura 15 (AREVA, MiCOM P342, P343).

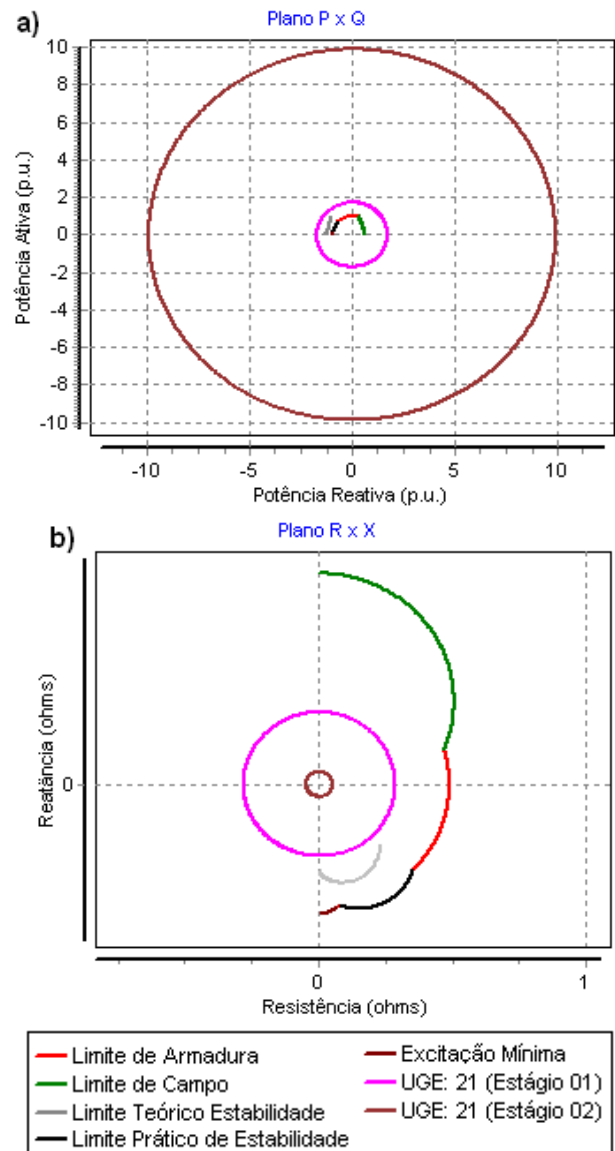


Figura 13. Curva de capacidade junto às curvas características dos Estágios 1 e 2 da Função 21 nos planos P-Q (a) e R-X (b).

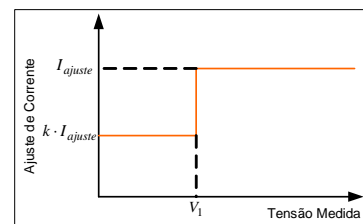


Figura 14. Ajuste de corrente em função da tensão medida para o modo de operação Controlado por Tensão.

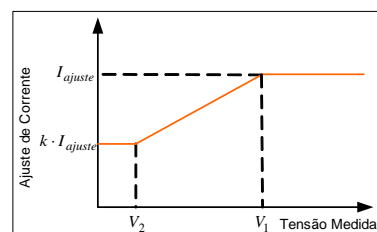


Figura 15. Ajuste de corrente em função da tensão medida para o modo de operação Retido por Tensão.

A Figura 16 mostra a curva de capacidade junto às curvas características da Função 51V (controlado por tensão) e 21, respectivamente, nos planos P-Q e R-X para a tensão terminal de $1,0 p.u.$ Os ajustes da Função 51V, na, são $I_{ajuste} = 1,5 \cdot I_N$, $V_1 = 0,7 p.u.$ e $K = 0,25$. O ajuste da Função 21 (1º estágio) segue a mesma filosofia do ajuste aplicado na Figura 13.

As proteções 21 e 51V são comumente utilizadas como Proteção de Retaguarda e, por isso, estão superpostas na Figura 16 para efeito de comparação.

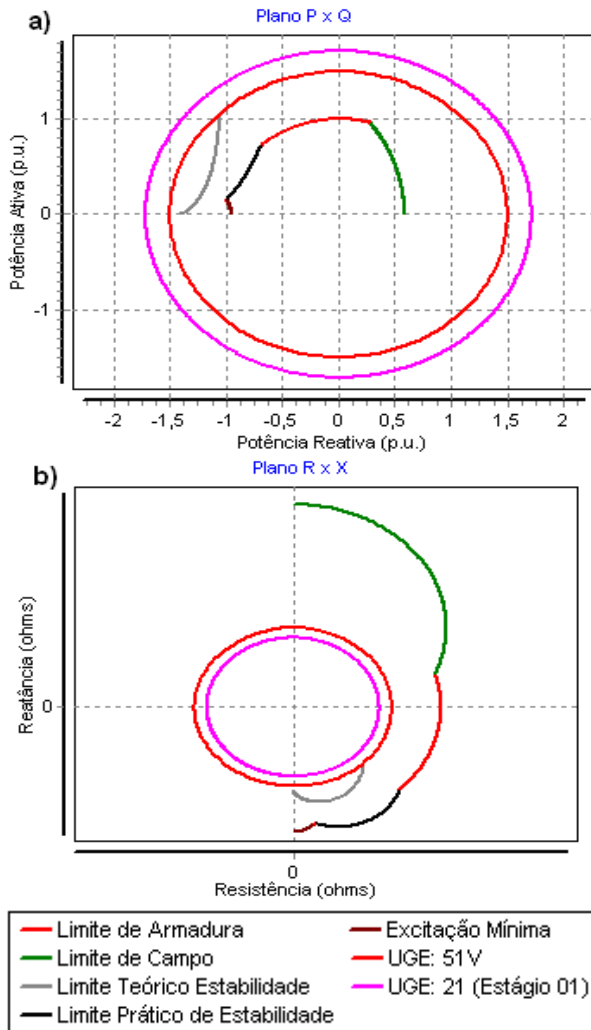


Figura 16. Curva de capacidade junto às curvas características da Função 51V (controlado por tensão) e Função 21 nos planos P-Q (a) e R-X (b) para $V_t = 1,0 p.u.$

Observa-se na Figura 16a, que a Função 21 encontra-se mais afastada da curva de capacidade do que a Função 51V, para a tensão terminal de $1,0 p.u.$ Entretanto, à medida que a tensão diminui estas posições se invertem e, conforme mostra a Figura 17a, quando a tensão terminal atinge valores abaixo de $0,70 p.u.$, a característica da Função 51V reduz-se bruscamente, o que se deve às características inerentes da Figura 14 e do ajuste V_1 aplicado. Isto também pode ser observado quando se compara Figura 16b a com a Figura 17b.

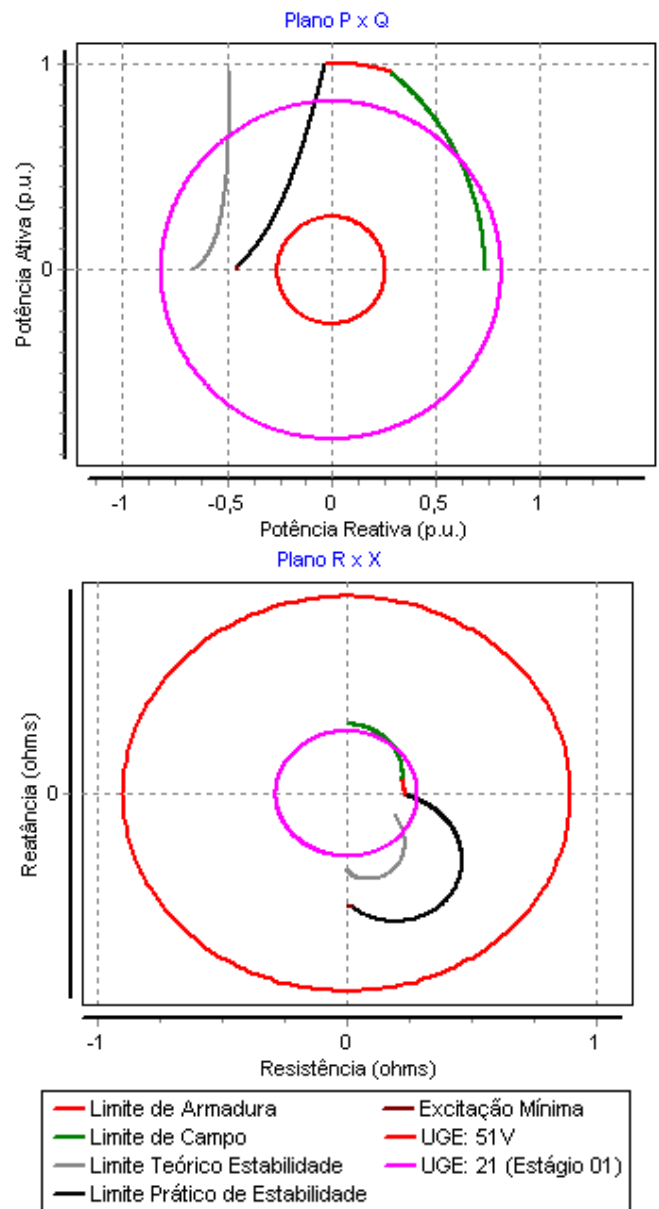


Figura 17. Curva de capacidade junto às curvas características da Função 51V (controlado por tensão) e Função 21 nos planos P-Q (a) e R-X (b) para $V_t = 0,69 p.u.$

A aplicação do relé de sobrecorrente (50/51) como proteção de retaguarda só se faz valer para o caso em que a corrente de falta se mantém a níveis altos quando comparado ao máximo carregamento permitido pela máquina.

Além do papel de proteção de retaguarda a proteção de sobrecorrente 50/51 também presta serviços contra a sobrecarga do estator do gerador, sendo o seu ajuste típico de $1,10$ vezes a corrente nominal do gerador. A Figura 18 mostra a interface Proteção de Sobrecorrente (50/51-67) no GISPCCMS e Figura 19 mostra a curva característica da Função 50/51 ($I_{ajuste} = 1,10 \cdot I_n$) junto à curva de capacidade da Unidade 13 de Tucuruí nos planos P-Q e R-X. Na Figura 19, pode-se observar que a Proteção de Sobrecorrente 50/51 está bem próxima da curva de capacidade. Esta aproximação se acentua a medida que a tensão terminal diminui.

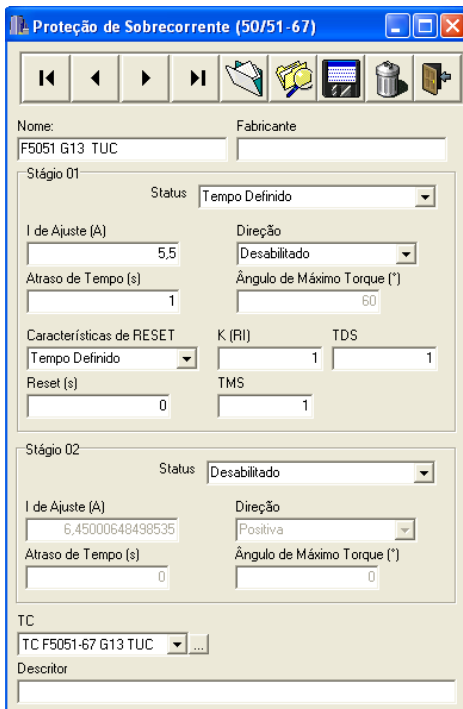


Figura 18. Interface Proteção de Sobrecorrente.

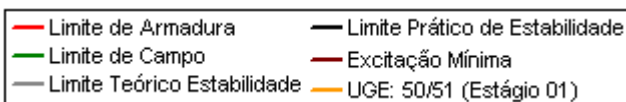
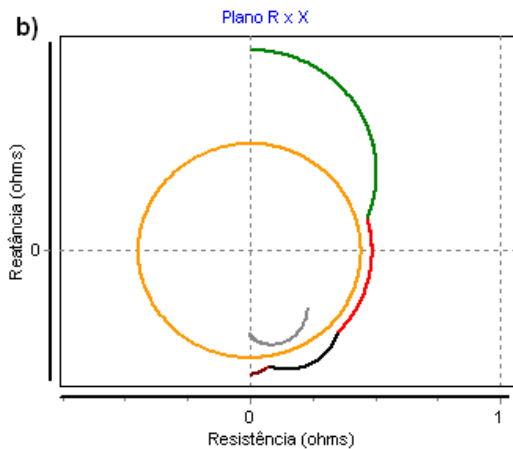
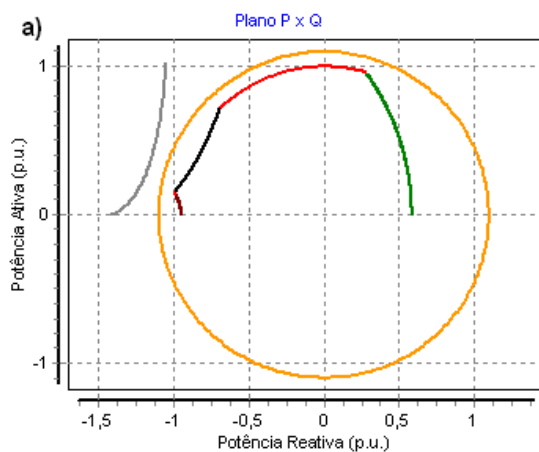


Figura 19. Curva de capacidade junto à curva característica da Função 50/51 nos planos P-Q (a) e R-X (b).

C. Proteção contra Perda de Sincronismo

O GISPCCMS disponibiliza recursos de ajuste das características operacionais para as proteções contra perda de sincronismo pelo esquema Lente e pelo esquema *Mho Offset*.

O esquema lente é mostrado na Figura 20 e consiste de três partes. A primeira parte é a característica lenticular. A segunda é uma linha reta referida como *blinder* que bisecciona a lente e divide o plano de impedância em dois semi-planos (esquerdo e direito). A terceira é a linha de reatância a qual é perpendicular ao *blinder* e divide a lente em duas zonas (1 e 2).

A inclinação da lente e do *blinder*, θ , é determinada pelo ângulo da impedância total do sistema. A impedância equivalente do sistema e do transformador-elevador determina o alcance posterior da lente, Z_A , enquanto que a reatância transitória do gerador determina o alcance anterior, Z_B . A largura da lente é ajustada pelo ângulo α . A linha de reatância, perpendicular ao eixo da lente, é usada para distinguir se o centro de impedância do balanço de potência está localizado no sistema de potência ou no gerador e é ajustada pelo valor Z_C junto ao eixo da lente (AREVA, MiCOM P342, P343).

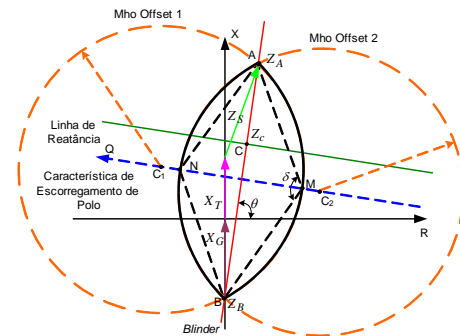


Figura 20. Função Perda de Sincronismo pelo Esquema Lente.

A Figura 21 mostra a interface Proteção Perda de Sincronismo pelo esquema Lente.

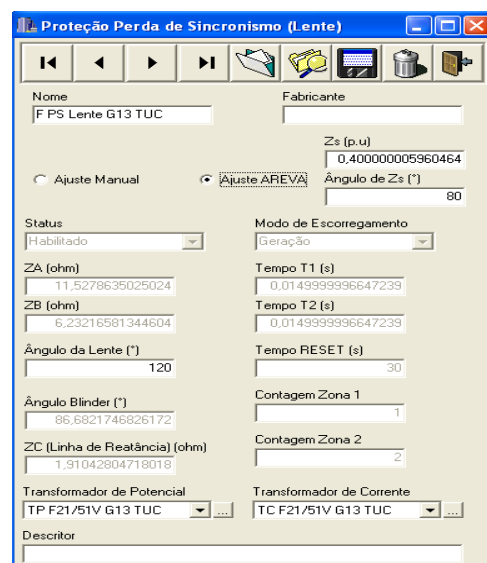


Figura 21. Interface Perda de Sincronismo (Esquema Lente).

A partir da Figura 20 pode-se ver que o engenheiro ou técnico de proteção deverá os ajustes para os parâmetros θ , Z_A , Z_B , α e Z_C . No GISPCCMS é disponibilizada a opção de ajuste conforme AREVA (2002) no qual o usuário deverá entrar apenas com o módulo e o argumento da impedância equivalente do sistema. Os demais parâmetros são então calculados a partir de um algoritmo pré-definido no GISPCCMS.

A Figura 22 apresenta as curvas características do esquema lente para a Proteção Perda de Sincronismo nos planos P-Q e R-X. O gerador e o transformador-elevador considerados são os da Unidade 13 de Tucuruí. Os ajustes aplicados são mostrados na Figura 21.

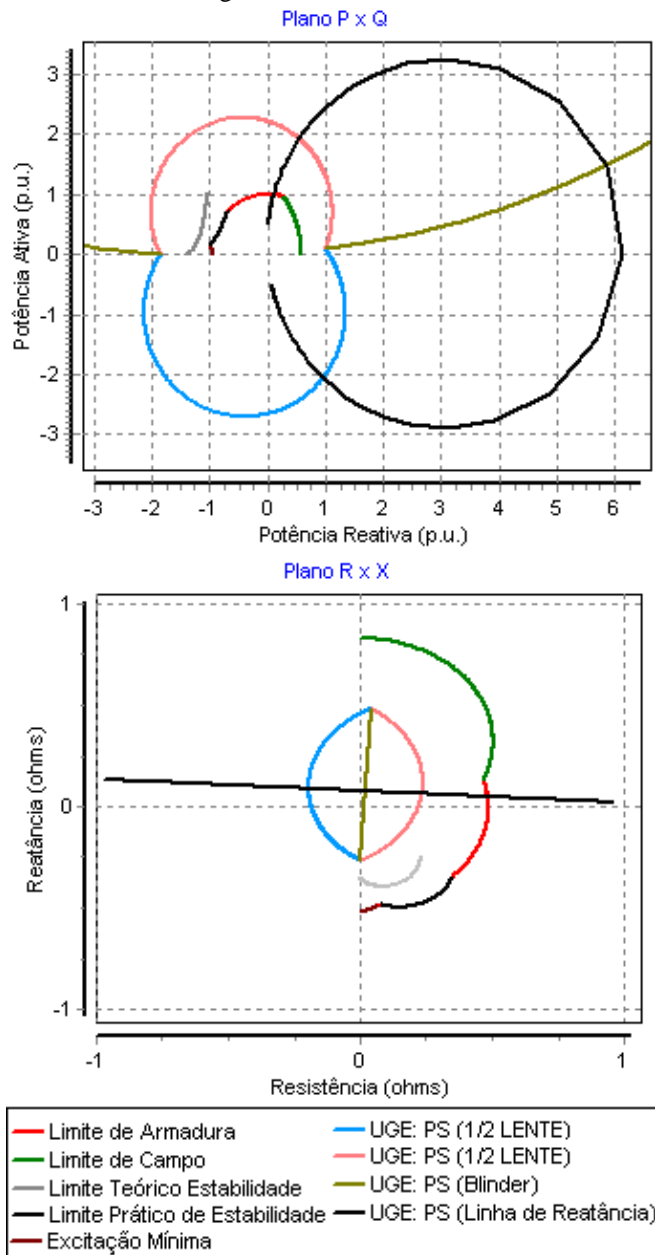


Figura 22. Curva de capacidade junto à curva característica da Proteção Perda de Sincronismo (esquema lente) nos planos P-Q (a) e R-X (b).

A partir da Figura 22 pode-se observar que a área de abrangência, externa à curva de capacidade, é bastante ampla. Entretanto, apesar desta ampla cobertura, a Proteção

Perda de Sincronismo só atuará conforme seu algoritmo, ajustes de temporização e ajustes de contadores.

O esquema *Mho Offset* é o mais simples método para detectar uma condição de perda de sincronismo que aparece eletricamente em um gerador ou no transformador-elevador. Se para uma perda de sincronismo, a característica de balanço de impedância entrar no círculo, o *trip* ocorrerá imediatamente. Sem qualquer supervisão este esquema poderá resultar em *trip* para uma oscilação recuperável (IMHOF, 1977).

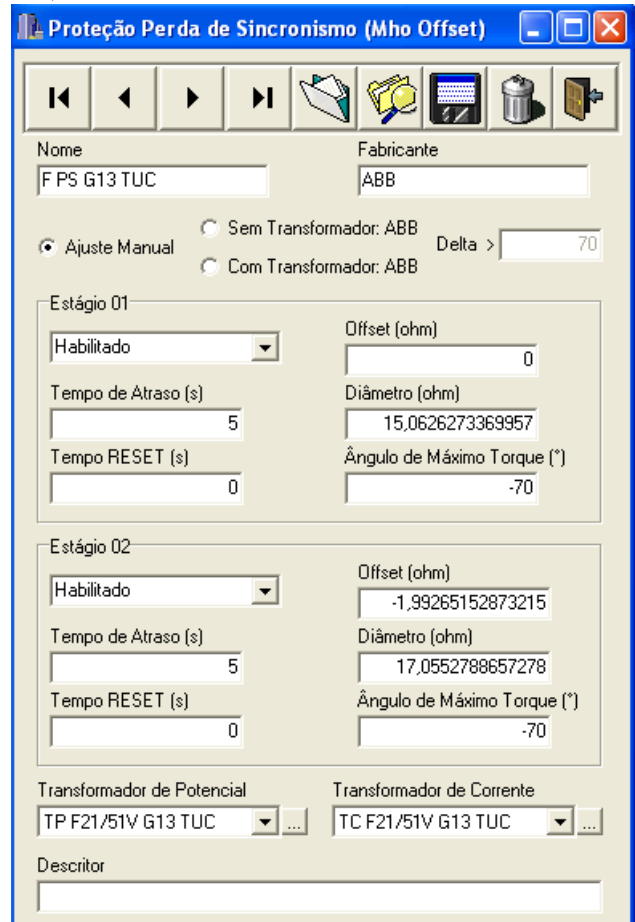


Figura 23. Interface Perda de Sincronismo (*Mho Offset*).

O engenheiro ou técnico de proteção deverá calcular os ajustes para os parâmetros *Offset*, *Diâmetro* e *Ângulo de Máximo Torque* para evitar que o gerador opere sob ângulos de potência superiores a um determinado valor δ . O usuário deverá considerar ainda se o relé incluirá ou não a reatância do transformador-elevador em conjunto com a reatância do gerador. Com intuito de agilizar e dar maior segurança na obtenção dos ajustes, o GISPCCMS disponibiliza as opções Sem Transformador e Com Transformador no qual o usuário deverá entrar apenas com o valor de δ . Os demais parâmetros são então calculados a partir de um algoritmo pré-definido no GISPCCMS.

A Figura 24 apresenta as curvas características da proteção *Mho Offset* com e sem a inclusão da reatância do transformador-elevador nos planos P-Q (a) e R-X (b). Em ambas as aplicações da proteção *Mho Offset*, o valor de δ foi considerado 70° . O gerador e o transformador-elevador considerados são os da Unidade 13 de Tucuruí.

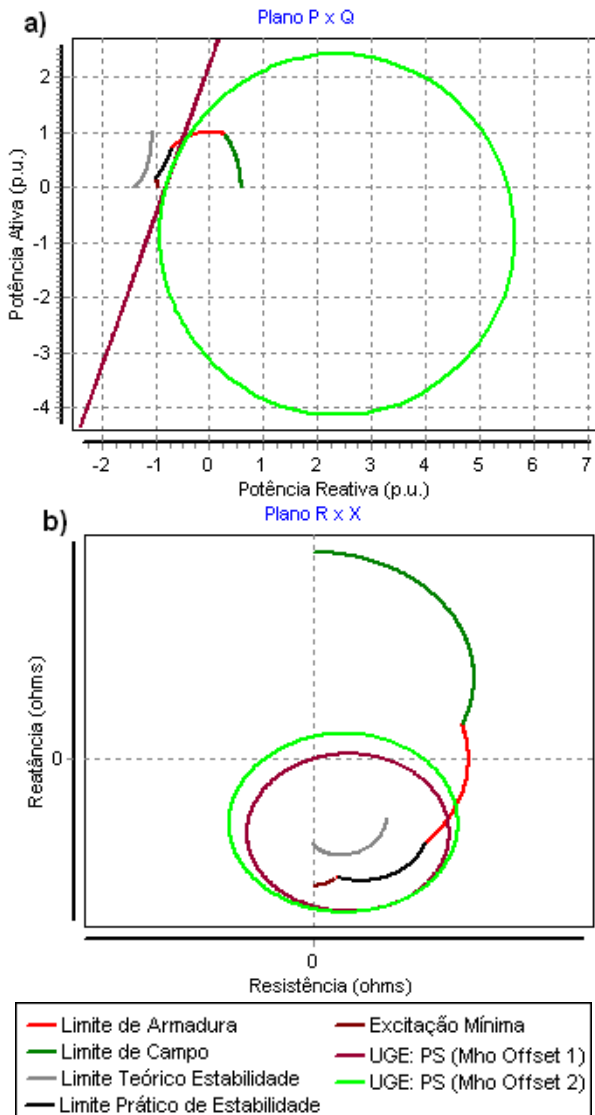


Figura 24. Curva de capacidade junto à curva característica da Proteção *Mho Offset* com e sem a inclusão da reatância do transformador-elevador nos Planos P-Q (a) e R-X (b).

A linha reta na Figura 24a representa a proteção sem a inclusão da reatância do transformador-elevador e a circunferência representa a proteção com a inclusão da reatância do transformador-elevador. Em ambos os casos, a proteção adentra a curva de capacidade e da mesma forma que a função contra perda de excitação, o limitador de subexcitação deve se acomodar em uma posição ligeiramente à direita destes elementos. É importante ressaltar que a curva característica (reta marrom) para o elemento de Admitância (sem *offset*) presente na Figura 24a corresponde ao atual ajuste da Unidade 13 de Tucuruí.

D. Proteção contra Sobrepotência e Potência Reversa

No GISPCCMS a interface Proteção 32R/L/O (Figura 25) possui dois estágios. Cada estágio permite através do campo *Status* a escolha de uma e somente uma das seguintes funções: Função 32R (*Reverse Power*), 32L (*Low Forward Power*) e 32O (*Over Forward Power*), conforme mostra a Figura 26.

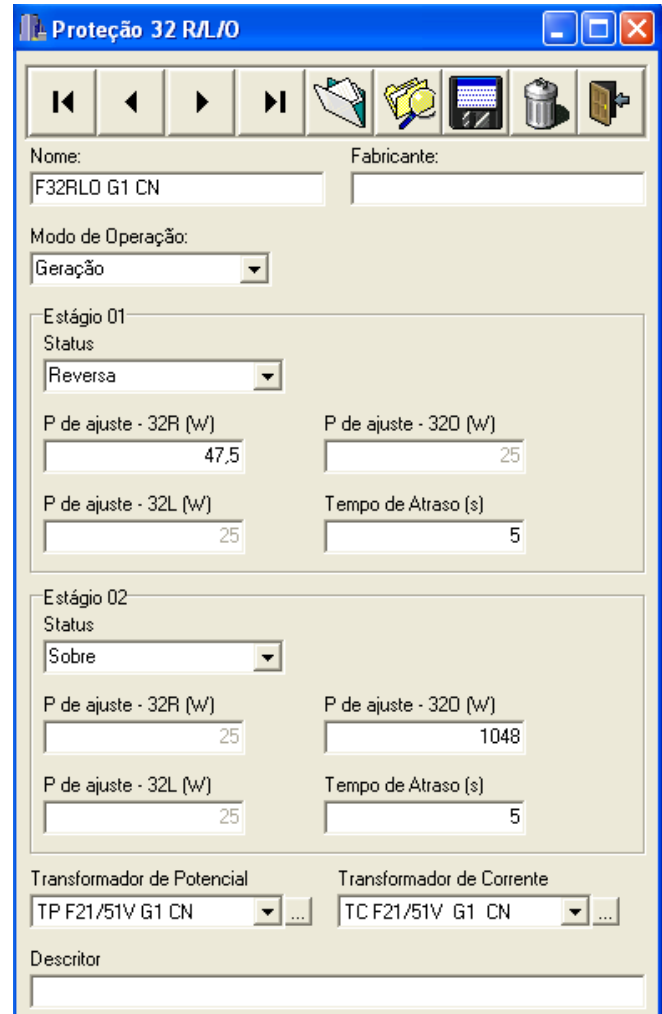


Figura 25. Interface Proteção 32R/L/O.



Figura 26. Campo *Status*.

A Figura 27 mostra a curva de capacidade da Unidade 1 de Coaracy Nunes junto às curvas características da Função 32R (Potência Reversa) e 32O (Sobrepotência) nos planos P-Q e R-X, respectivamente. Os ajustes aplicados foram de $5\% \cdot P_n$ para a proteção de Potência Reversa e $110\% \cdot P_n$ para a proteção de Sobrepotência. Estes ajustes referem-se aos ajustes aplicados na Unidade 1 de Coaracy Nunes.

IV. PROTEÇÕES DOS TRANSFORMADORES-ELEVADORES E LINHAS DE TRANSMISSÃO ADJACENTES

Para diagramas semelhantes ao da Figura 28, o GISPCCMS disponibiliza o traçado das curvas características das proteções 50/51 no lado de alta tensão do transformador-elevador; e 50/51-67, admitância e impedância no terminal da linha de transmissão. A possibilidade de traçar

as curvas características destas proteções junto à curva de capacidade de qualquer uma das máquinas do diagrama unifilar da Figura 28 constitui a principal contribuição do projeto. Isto porque, até então, eram traçadas apenas as curvas características das proteções presentes em diagramas unifilares contendo um único gerador conectado a um transformador-elevador e um único transformador-elevador conectado a uma linha de transmissão.

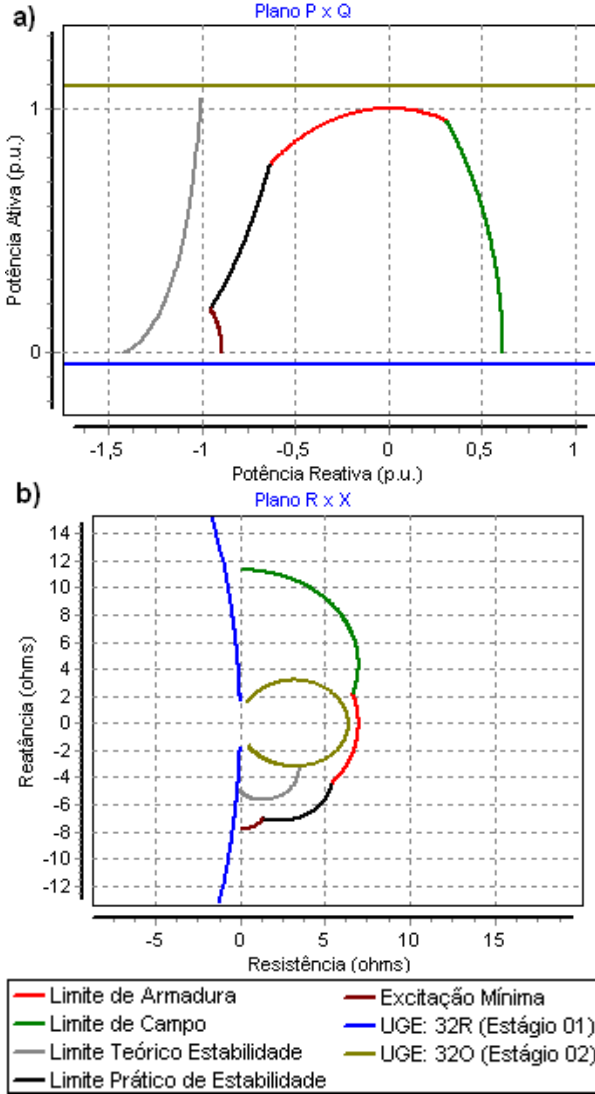


Figura 27. Curva de capacidade junto às curvas características da Função 32R e 32O nos planos P-Q (a) e R-X (b).

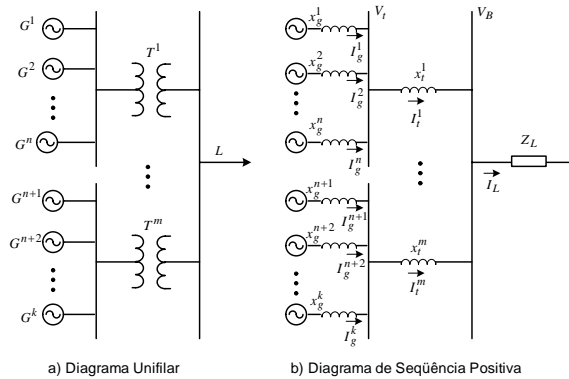


Figura 28. Diagrama Unifilar (a) e Diagrama de Seqüência Positiva (b) do Sistema de Geração vinculado a uma linha de transmissão.

A. Proteção de sobrecorrente 50/51-67

Com intuito de ilustrar as características operativas das proteções de sobrecorrente 50/51, 67, admitância e impedância no GISPCCMS é feito $n=1$ e $m=2$ na Figura 28. Supõe-se ainda, que os geradores e os transformadores-elevadores nesta configuração são idênticos ao gerador e transformador-elevador da Unidade 13 de Tucuruí.

A Figura 29 mostra nos planos P-Q (a) e R-X (b), as curvas características das proteções de sobrecorrente UGE-50/51 (no terminal do gerador), TRAF0-50/51 (no terminal de alta tensão do transformador-elevador) e LT-50/51 (no terminal da linha de transmissão) e LT-67 (no terminal da linha de transmissão). O ajuste da proteção UGE-50/51 foi feito 110% da corrente de plena carga do gerador. O ajuste da proteção TRAF0-50/51 foi feito 120% da corrente de plena carga do transformador-elevador. O ajuste das proteções LT-50/51 foi feito 130% da corrente de plena carga dos dois transformadores-elevadores conectados à linha.

Tanto a Figura 29a quanto a Figura 29b mostram que as curvas características das proteções TRAF0-50/51 e LT-50/51 sofrem deslocamento quando o terminal do gerador é tomado como referência.

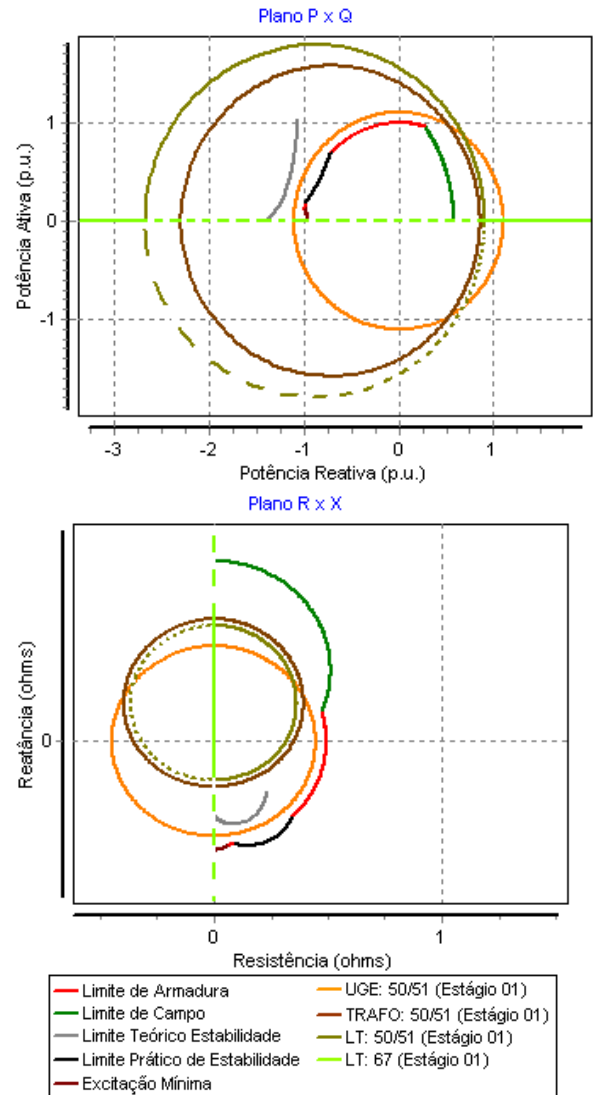


Figura 29. Curvas características das proteções de sobrecorrente UGE-50/51, TRAF0-50/51 e LT-50/51-67 nos planos P-Q(a) e R-X(b).

As linhas pontilhadas indicam os trechos das curvas características inibidas pela associação das proteções LT-50/51 e LT-67. Pode-se observar ainda, que as curvas características das proteções TRAF0-50/51 e LT-50/51 têm maior proximidade do **Limite de Campo** da curva de capacidade do que a proteção localizada no terminal do gerador (UGE-50/51). Isto porque o deslocamento no eixo X, em relação à origem, é dado por $2 \cdot n \cdot x_t$, ou seja, depende do dobro do número de geradores presentes no diagrama unifilar da Figura 28 e da reatância do transformador-elevador no qual o gerador está conectado (FONSECA, 2007).

Com o intuito de ilustrar o deslocamento da curva característica da proteção 67 no plano R-X e sua forma no plano P-Q, a Figura 30 mostra as curvas características das proteções UGE-50/51-67 e TRAF0-50/51-67 com o ângulo de máximo torque das proteções UGE-67 e TRAF0-67 igual a 60° .

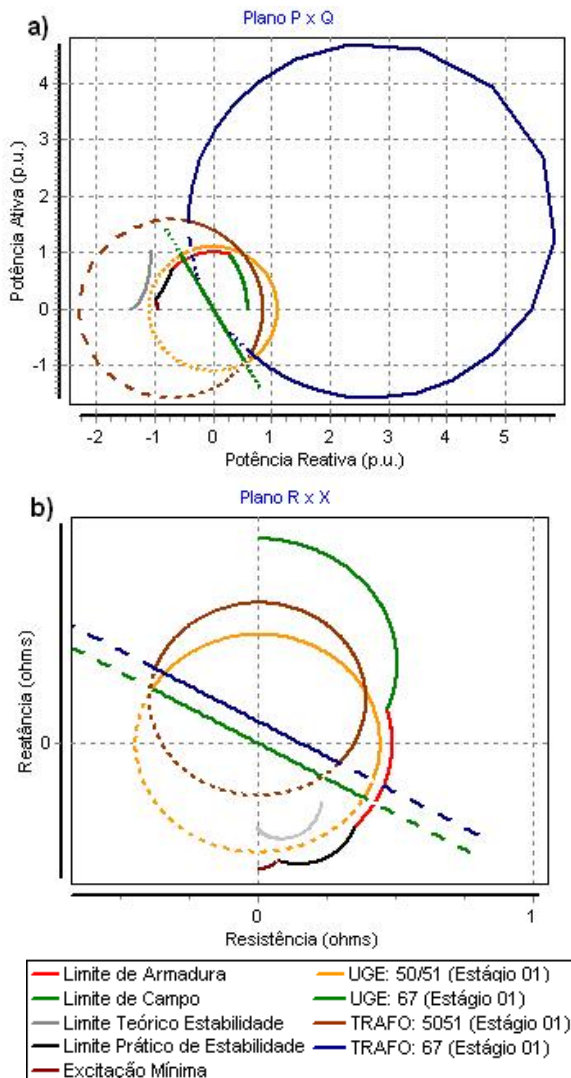


Figura 30. Curvas características das proteções UGE-50/51-67 e TRAF0-50/51-67 nos planos P-Q (a) e R-X (b).

Como pode ser visto na Figura 30 a curva característica da proteção UGE-67 é uma reta em ambos planos, enquanto que a curva característica da proteção TRAF0-67 é uma reta no plano R-X e uma circunferência no plano P-Q.

A Figura 30b mostra o deslocamento da proteção

TRAF0-67 em relação à origem do plano R-X. Este deslocamento é dado por $n \cdot x_t$, ou seja, depende do número de geradores e da reatância do transformador-elevador (FONSECA, 2007).

A Figura 31 mostra, nos planos P-Q(a) e R-X(b), a curva característica dos estágios 1 e 2 da proteção de impedância (localizada no terminal da linha de transmissão) tomando como referência o terminal do gerador. Os ajustes adotados foram 80% (estágio 1) e 120% (estágio 2) da impedância do circuito a ser protegido. Esta impedância equivale a um trecho de linha de 5 km com impedância de $27,59 \frac{\Omega}{\text{km}}$.

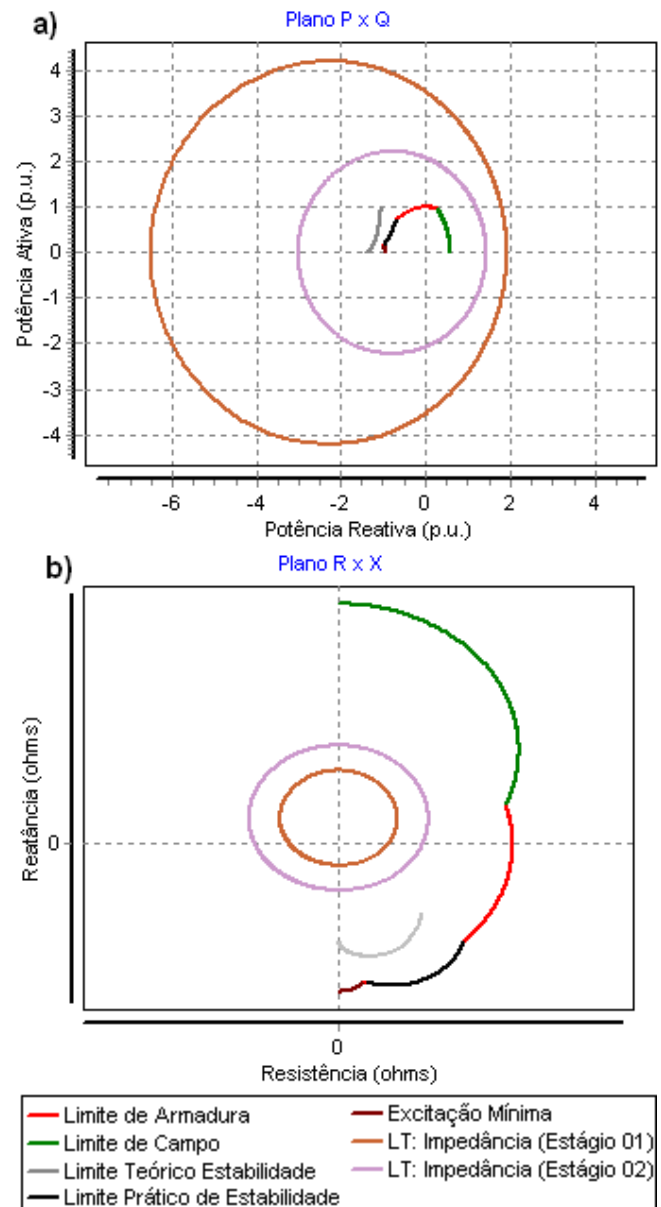


Figura 31. Curva característica da proteção de Impedância (Estágio 1 e 2) nos planos P-Q (a) e R-X (b) tomando como referência o terminal do gerador.

A Figura 32 mostra, nos planos P-Q (a) e R-X (b), a curva característica dos estágios 1 e 2 da proteção de Admitância (localizada no terminal da linha de transmissão) tomando como referência o terminal do gerador. Os ajustes adotados foram 80% (estágio 1) e 120% (estágio 2) da impedância do

circuito a ser protegido.

A Figura 31b e Figura 32b mostram, respectivamente, o deslocamento das curvas características das proteções de Impedância e Admitância em relação à origem do plano R-X. Este deslocamento é dado por $n \cdot x_f$, ou seja, depende do número de geradores e da reatância do transformador-elevador (FONSECA, 2007).

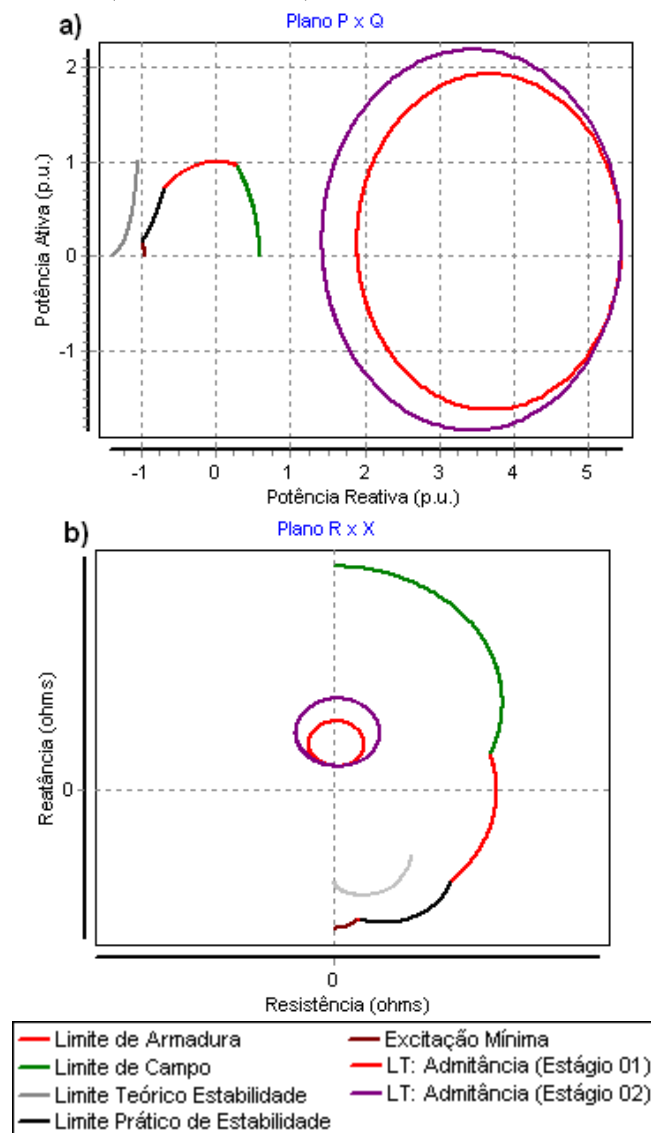


Figura 32. Curva característica da proteção de Admitância (Estágio 1 e 2) no plano P-Q(a) e R-X(b) tomando como referência o terminal do gerador.

Por fim, é importante salientar que a curva característica da proteção de sobrecorrente 50/51 (localizadas no terminal da linha de transmissão) tem o dobro do deslocamento da curva característica da proteção de Impedância ou de Admitância (localizada no terminal da linha de transmissão) quando ambas são referenciadas ao terminal do gerador (FONSECA, 2007).

V. CONCLUSÕES

O GISPCCMS tem a finalidade de gerenciar o sistema de proteção de unidades geradoras, considerando os efeitos das restrições impostas pelos ajustes dos relés de proteção associados aos geradores síncronos e elementos adjacentes (li-

nha de transmissão e transformador-elevador) sobre a curva de capacidade das máquinas geradoras. Assim, busca-se proporcionar aos engenheiros e técnicos o domínio operacional dos geradores, proporcionando agilidade e segurança nos ajustes da proteção.

A metodologia utilizada no desenvolvimento do GISPCCMS baseou-se no levantamento das proteções que apresentam efeitos sobre a curva de capacidade, modelagem matemática destas proteções no plano P_xQ e R_xX, construção de um banco de dados para dar suporte ao sistema computacional, uso da linguagem C++ e interfaces gráficas disponibilizadas no C++Builder.

O GISPCCMS conta com o apoio operacional da Base de Dados gerenciada pelo InterBase. Esta Base de Dados, além de armazenar os dados usados para os fins específicos deste trabalho, foi expandida para comportar dados de temporização da proteção.

Por fim, acredita-se que o GISPCCMS poderá servir como ferramenta computacional voltada para estudos de proteção de unidades geradoras, podendo servir, também, como simulador para os operadores das usinas de geração.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB Switzerland Ltd. "REG 216, REG 216 Compact e REC 216: Numerical Generator Protection / Numerical Control Unit". 14th Edition.
- ANDERSON, P. M. & FOUAD, A. A.; 1977. Power System Control and Stability. Fourth Printing. The Iowa State University Press.
- AREVA, 2002. Network Protection & Automation Guide. Disponível em: http://www.aveva-td.com/static/html/TDE-AGF_Product-Product_Detail2_1089880316992.html?&famid=1107432285135&ty pid=1107432285131&productline=1079943326752#spare2
- AREVA, MiCOM P342, P343. Generator Protection Relay: Technical Guide. Disponível em: http://www.aveva-td.com/static/html/TDE-AGF_ProductLine-ProductLine_Detailv2_1079943326752.html?
- BARROS, F. G. N., 2007. "Estudo e Aplicação de Banco de Dados no Gerenciamento Integrado do Sistema de Proteção e Curva de Capacidade de Máquinas Síncronas". Trabalho de Conclusão de Curso, DEEC/UFPA, Fevereiro.
- BERDY, J., "Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators", IEEE Trans. On PAS, vol. 94, No. 5, September/October, 1975, pp. 1457-1463.
- FITZGERALD, A.E., KINGSLEY JÚNIOR., C., KUSKO, A., 1997. Máquinas Elétricas- conversão eletromecânica da energia: processos, dispositivos e sistemas. São Paulo; McGraw - Hill.
- FONSECA, W. A. dos S.; 2007. "Gerenciamento Integrado de Sistemas de Proteção e Curva de Capacidade de Máquinas Síncronas: Agilidade e Segurança nos Ajustes de Relés, e Domínio das Restrições Impostas pela Proteção". Dissertação, DEEC/UFPA, Fevereiro.
- IMHOF, J.A., 1977. "Out of Step Relaying for Generators Working Group Report", IEEE Trans., Vol. PAS-96, No. 5, pp. 1556-1564.
- MASON, C. R., 1949. "A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators", AIEE Trans., vol. 68, Part II, pp. 1240-1245.
- MELO, J.A.F., 1977. Geradores Síncronos: curvas de capacidade. CHESF - Publicações técnicas, no.2.
- SIEMENS, 2002. "Manual de Operações do Sistema de Excitação Estática - Geradores Síncronos 390MVA, 13,8kV-60Hz". Unidade Hidroelétrica de Tucuruí.