



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

XXX.YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE RECURSOS RENOVÁVEIS AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**Paulo Gomes  
ONS**

**Istvan Gardos  
ONS**

**Roberto D. Furst  
ONS**

**Sergio Luiz de A. Sardinha  
ONS**

**Cesar G. Martins  
ONS**

**André Bianco \*  
ONS**

**RESUMO**

Neste trabalho são apresentadas as análises desenvolvidas com a participação do ONS, tendo em vista as perspectivas de intenso aproveitamento da biomassa de cana-de-açúcar em processos de cogeração com disponibilização em larga escala da energia elétrica excedente para o Sistema Interligado Nacional. São avaliados os efeitos em regime permanente e dinâmico decorrentes da integração dos empreendimentos às redes de transmissão e distribuição, constituindo uma base para a definição dos requisitos necessários envolvendo reforços e ampliações no Sistema Interligado Nacional, bem como a indicação da necessidade de novas ações operativas mitigadoras de eventuais violações de critérios de desempenho vigentes.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração distribuída, biomassa, requisitos mínimos para conexão, cogeração

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A oferta interna de energia elétrica no Brasil é historicamente baseada em fontes de natureza hídrica, as quais respondem atualmente por cerca de 75% da produção nacional (1). Contudo, a distância em relação aos centros de carga dos futuros aproveitamentos de grande porte já levantados, a sua maioria na região amazônica, impõe restrições às perspectivas de expansão do parque gerador hidrelétrico, decorrentes da necessidade de elevados investimentos e das dificuldades para equacionamento de questões ambientais. Nesse contexto, sustenta-se a tendência de maior diversificação na matriz nacional de energia elétrica, com a utilização crescente das fontes alternativas entre as quais pequenas centrais hidrelétricas (PCH), centrais eólicas e usinas a biomassa. Em termos de situação geográfica, as fontes eólicas são predominantemente localizadas no litoral, sobretudo da região Nordeste, enquanto que os aproveitamentos de biomassa e as PCH têm grande concentração no interior das regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Nos últimos anos a produção de energia em plantas de cogeração a partir da biomassa composta de resíduos (bagaço e palha) da cana-de-açúcar ganhou destaque, sobretudo em função do aumento da produção de etanol para atendimento aos mercados interno e externo. Em termos totais, a produção de etanol em 2007 foi 27% superior (1) à do ano anterior e especialistas do setor sucro-alcooleiro (2) projetam para a safra 2020/2021 a colheita de 1 bilhão de toneladas de cana, o que corresponde ao dobro do volume de 496 milhões de toneladas da safra 2007/2008. Estima-se que a capacidade de produção de energia elétrica a partir da biomassa de cana possa atingir 14.400 MW médios até 2020, ressaltando-se o importante fator de complementaridade em relação à geração hidrelétrica: a safra da cana-de-açúcar ocorre normalmente entre os meses de abril e outubro, contribuindo para a preservação dos níveis dos reservatórios durante o período de baixa afluência nas regiões

(\*) Rua da Quitanda, n° 196 – 20º andar – CEP 20.091-005 Rio de Janeiro, RJ – Brasil  
Tel: (+55 21) 2203-9318 – Fax: (+55 21) 2203-9411 – Email: abianco@ons.org.br

Sudeste e Centro-Oeste.

No novo modelo do setor elétrico, em vigor desde 2004, foram criadas condições para que as fontes alternativas pudessem competir com as demais fontes. Pequena parte do potencial de cogeração já participou dos leilões de energia nova de A-3 (três anos de antecedência à entrada em operação) e A-5 (cinco anos de antecedência à entrada em operação). Em agosto de 2008, o Ministério de Minas e Energia realizou um leilão de energia nova específico para fontes a biomassa, chamado de Leilão de Energia de Reserva (LER), para entrega da produção em 2009 e 2010, tendo em vista a assegurar as condições de atendimento até a entrada em operação dos aproveitamentos do rio Madeira. Foram negociados 23 MW médios provenientes de três empreendimentos para entrega já em 2009 e o volume de 328 MW médios em 31 empreendimentos para início de produção em 2010. Em termos da capacidade de geração agregada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o LER resultou na contratação do montante de 2379,4 MW, nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Goiás e Piauí.

Este trabalho tem por objetivo descrever os aspectos de relevância relacionados ao aproveitamento da cogeração em larga escala, desde a base regulatória até o esforço conjunto do ONS e outros agentes setoriais em face dos desafios técnicos e operacionais para a preservação da segurança elétrica do SIN considerando a integração de um amplo potencial de cogeração a biomassa já partir de 2009.

## 2.0 - BASE REGULATÓRIA

Em julho de 2005 o o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 328/2005 padronizando os procedimentos para registro na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e posterior habilitação técnica pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de projetos e novos empreendimentos de geração de energia elétrica, com vistas à promoção dos leilões de energia nova. Em dezembro de 2007, o MME publicou a Portaria nº 331/2007 definindo os Leilões de Energia a serem promovidos no ano de 2008: (i) Leilões de Energia Nova “A-3” e “A-5”; (ii) Leilão de Energia de Reserva (LER) para entrega da produção em 2009 e 2010. A finalidade do LER, nesse caso exclusivo para fontes a biomassa, foi promover a entrada em operação de oferta de energia passível de ser aproveitada em curto prazo, para fazer face à interrupção do fornecimento de energia firme proveniente da Argentina, acrescido da restrição temporária para despacho simultâneo de geração térmica por insuficiência de gás natural. A Portaria nº 331/2007 trata ainda dos requisitos das declarações de necessidades de compra de energia elétrica pelos agentes de distribuição e estabelece também que os empreendedores – agentes que pretendem propor a inclusão de aproveitamentos ou projetos nos referidos leilões – devem requerer à EPE o cadastramento e a habilitação técnica dos respectivos empreendimentos.

Nos meses subsequentes foram estabelecidos diversos atos com o objetivo de aperfeiçoar a regulação então em vigor, estabelecendo as responsabilidades e as regras para a conexão de centrais de geração à Rede Básica, às Demais Instalações de Transmissão (DIT) e às instalações de concessionário ou permissionário de distribuição, com o objetivo de participarem dos leilões de energia provenientes de novos empreendimentos. A ANEEL publicou a Resolução Normativa (REN) nº 302/2008 alterando a REN nº 67/2004 no sentido de atualizar os critérios para a composição da Rede Básica do SIN. Atualizando a REN nº 68/2004, que estabelece os procedimentos para a implementação de reforços nas DIT e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição, a ANEEL publicou a REN nº 312/2008, prevendo que, em se tratando de instalação com tensão superior a 69 kV, o Parecer de Acesso deverá ser emitido pela concessionária ou permissionária de distribuição acessada e terá coordenação do ONS.

Havia, ainda, a necessidade de amparo regulatório para a integração das usinas em instalações compartilhadas. Com a publicação do Decreto nº 6.460, foi criada a figura da Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG). As ICG, posteriormente regulamentadas pela REN nº 320/2008, são instalações de transmissão em nível de tensão inferior a 230 kV, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de dois ou mais geradores, em caráter compartilhado, definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações da Rede Básica. O horizonte de conexão nas ICG é de até cinco anos e, após o término do prazo de concessão, tais instalações serão transferidas sem ônus para a distribuidora local, exceto o transformador de fronteira que será transferido para a transmissora proprietária da instalação de Rede Básica.

## 3.0 - LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA

Os principais marcos envolvidos com a realização do Leilão de Energia de Reserva, incluindo as etapas complementares de publicação das portarias individuais pelo MME, emissão dos Pareceres de Acesso e a celebração dos contratos de conexão e venda de energia, são apresentadas na Figura 1, onde destaca-se a

participação do ONS e das empresas distribuidoras como provedores dos documentos associados à conexão das usinas de biomassa.

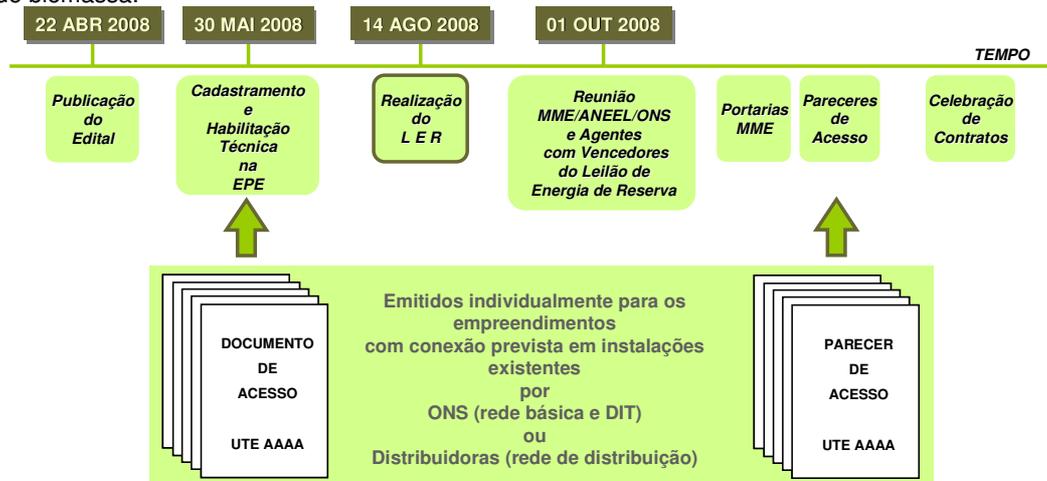


Figura 1 – Principais Marcos Associados ao Leilão de Energia de Reserva

Em atendimento ao Decreto nº 6.460, os empreendimentos nos estados do Mato Grosso do Sul e parte de Goiás participaram da Chamada Pública realizada pela ANEEL com o objetivo de dimensionar a demanda de conexão das usinas ao SIN para que a EPE definisse as instalações de Rede Básica e ICG para licitação de concessões de transmissão.

Dos 31 empreendimentos vencedores do LER, doze situam-se no estado de São Paulo, nove em Goiás, seis no Mato Grosso do Sul, três em Minas Gerais e um no Piauí.

#### 4.0 - A ANÁLISE DA CONEXÃO DAS USINAS A BIOMASSA AO SIN

A perspectiva de realização do primeiro leilão de energia exclusivo para fontes de biomassa contribuiu para intensificar o interesse do setor sucroalcooleiro na ampliação e modernização de seu parque produtor. Os processos de cadastramento e habilitação técnica envolveram grande mobilização dos empreendedores, ONS, EPE, além das concessionárias de transmissão e distribuição, em função da necessidade de avaliar as condições para acesso dos empreendimentos ao sistema elétrico. No estado de São Paulo, cuja agroindústria responde por cerca de 60% da produção nacional de cana-de-açúcar, foi criado em outubro de 2007 um grupo de trabalho (3) coordenado pelo ONS com a participação da Secretaria de Saneamento e Energia (SSE/SP), EPE, a transmissora CTEEP e as distribuidoras ELEKTRO, CPFL e REDE ENERGIA, tendo como atribuições:

- Consolidação do mapeamento do potencial de cogeração a biomassa existente com possibilidade de entrada em operação das usinas até 2012;
- Verificação da capacidade do sistema elétrico existente/planejado para escoamento da energia a ser injetada pelas usinas de biomassa na rede;
- Identificação da necessidade de ampliações e reforços para a integração das usinas de biomassa; e
- Identificação de aspectos regulatórios a serem tratados, especialmente no que se refere ao compartilhamento de instalações de conexão das usinas à rede elétrica.

Os estudos, acompanhados por representantes da Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN-SP) e da União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA), consideraram, entre a integração de novos empreendimentos e a ampliação de plantas existentes, o total de 97 usinas de biomassa no estado de São Paulo com perspectiva de oferta de energia até o ano de 2010. A projeção do montante de potência injetada no SIN era, na ocasião, de 3496 MW para 2010, atingindo 4614 MW em 2015 com a entrada em operação de oito plantas adicionais. Após a realização do LER, as projeções de oferta foram atualizadas demandando a revisão (4) dos estudos pelo ONS. Adicionalmente, estendeu-se a análise para incorporar as perspectivas de integração da cogeração a biomassa no sistema existente dos estados de Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Goiás. A Tabela 1 apresenta os montantes considerados nessa análise.

Tabela 1 – Montantes de injeção líquida no SIN e capacidade instalada em empreendimentos de biomassa com perspectiva de conexão no sistema existente

Estado	Ano de 2009		Ano de 2010		Ano de 2011	
	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA
São Paulo	1147	2745	2074	4369	2272	4729
Minas Gerais	25	50	60	175	135	175
Goiás	0	0	396	656	396	646
Mato Grosso do Sul	56	249	69	249	85	249

No estado de Minas Gerais, a área com maior concentração de empreendimentos de cogeração é o Triângulo Mineiro, com pontos de conexão previstos em instalações de distribuição da CEMIG. Em São Paulo há uma maior dispersão da área com presença das fontes de biomassa, como mostrado na Figura 2, estendendo-se desde o Pontal do Paranapanema até Ribeirão Preto. O interior paulista é suprido por uma densa malha DIT em 138 kV e 88 kV e ativos de diferentes concessionárias de distribuição. A partir das perspectivas de oferta de energia até 2011, a análise de desempenho do SIN em regime permanente sinalizou a viabilidade da integração dos empreendimentos, considerando a execução do plano de obras previsto para o período e, em alguns casos, a adoção de medidas operativas, incluindo a implantação de esquemas de corte temporário de geração em emergências da rede elétrica, até a entrada em operação das soluções estruturais.

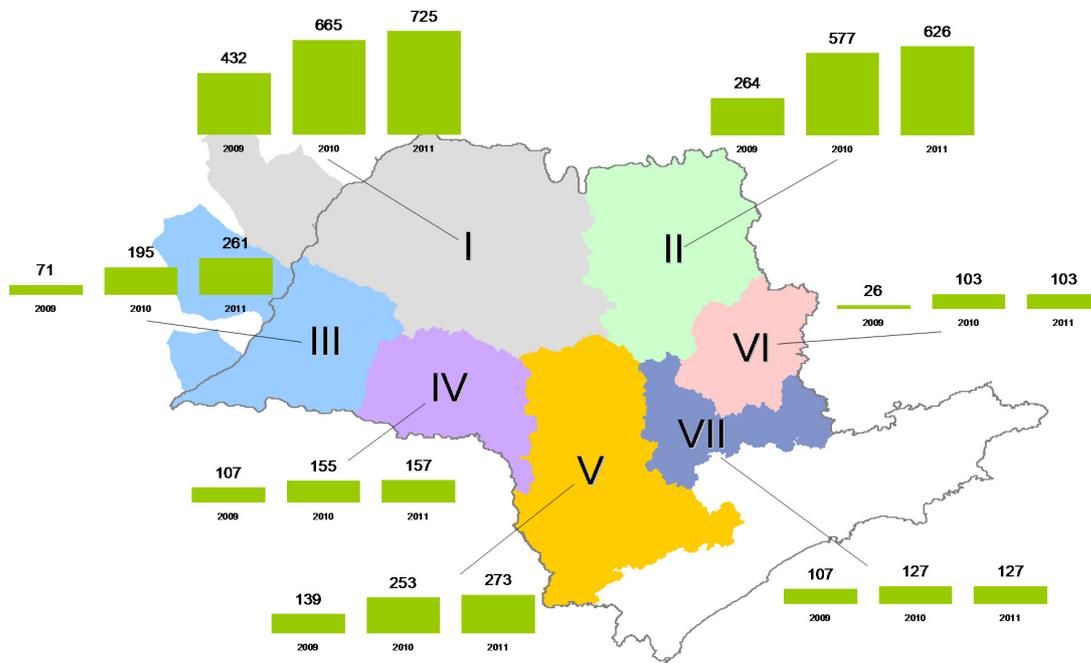


Figura 2 – Perspectivas de injeção líquida das usinas de biomassa em diferentes regiões do estado de São Paulo nos anos de 2009, 2010 e 2011

Nos estados de Goiás e Mato Grosso do Sul, os empreendimentos considerados na consolidação dos montantes da Tabela 1 têm conexão prevista na distribuidora local ou na rede de transmissão em 230 kV, como é o caso de três das usinas do estado de Goiás em relação ao sistema de escoamento até a UHE São Simão. Os demais empreendimentos vencedores do LER nesses estados (4 em GO e 4 em MS) situam-se em regiões remotas em relação à presença do sistema de transmissão ou de distribuição de energia capaz de escoar os montantes de injeção de potência envolvidos. Nesse caso em especial, houve intenso envolvimento da EPE tendo em vista a necessidade de estudos de longo prazo para a definição de ampliações na forma de subestações coletoras, ou ICG.

## 5.0 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS USINAS A BIOMASSA, ASSOCIADAS AO DESEMPENHO ELÉTRICO

Nas reuniões realizadas envolvendo o ONS, a COGEN-SP, os fabricantes das turbinas, geradores, caldeiras e sistemas de controle, além dos projetistas contratados, foram discutidos diversos aspectos relativos ao atendimento dos Procedimentos de Rede do ONS. Os fabricantes deram clara indicação de que as usinas térmicas em questão não teriam dificuldades em atender tais requisitos.

A análise dos dados informados na fase de solicitação de acesso pelos primeiros acessantes mostra que:

- a curva de capacidade das unidades geradoras atendem aos Procedimentos de Rede (o fator de potência das unidades geradoras é de 0,8 sobre e subexcitado);
- o sistema de regulação automática de tensão adotado pelos primeiros acessantes é idêntico ao já utilizado em diversas unidades geradoras em operação no SIN, com condições adequadas de ajuste;
- a maioria das unidades geradoras possui sinal adicional estabilizador (PSS) com estrutura de integral de potência acelerante ( $P_{ACE}$ ), conforme recomendação do Módulo 3, Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede;
- o controle de velocidade é feito através de regulador baseado em uma malha do tipo PID (proporcional - integral - derivativo), sendo portanto possível ajustá-los para os requisitos sistêmicos;
- pelas informações já recebidas, as unidades geradoras não serão desligadas por proteções intrínsecas quando de perturbações no SIN. Espera-se um desempenho semelhante aos das unidades geradoras hoje em operação;
- para a integração das unidades geradoras previstas verifica-se um acréscimo do nível de curto-circuito em algumas barras do SIN sem, contudo, exigir a necessidade de medidas operativas que levem a abertura de barramentos;
- pelas características das unidades geradoras empregadas, do montante de potência e localização das mesmas, não são esperadas alterações nas frequências de oscilação entre áreas. Obviamente, é esperada a presença de oscilações na frequência do modo local, as quais devem ser tratadas com os ajustes apropriados dos PSS das referidas unidades geradoras.

### 5.1 Características típicas:

Quanto à configuração das usinas:

- as usinas térmicas utilizam geradores a vapor ciclo aberto;
- a potência por unidade geradora situa-se na faixa de 30 a 50 MVA.

Quanto às características elétricas:

- Inércia (MWs/MVA): o valor da inércia das unidades geradoras situa-se numa faixa ligeiramente inferior para os valores normalmente encontrados para usinas térmicas;
- Curvas de Capacidade: atendem aos requisitos dos Procedimentos de Rede;
- Controles: a Figura 3 e a Figura 4 apresentam, respectivamente, o diagrama de blocos do regulador automático de tensão e do sinal adicional estabilizador (PSS) adotados por uma UTE biomassa de médio porte típica;
- Limitadores: o controle de excitação das unidades geradoras possui limitadores de sobre-excitação e subexcitação.

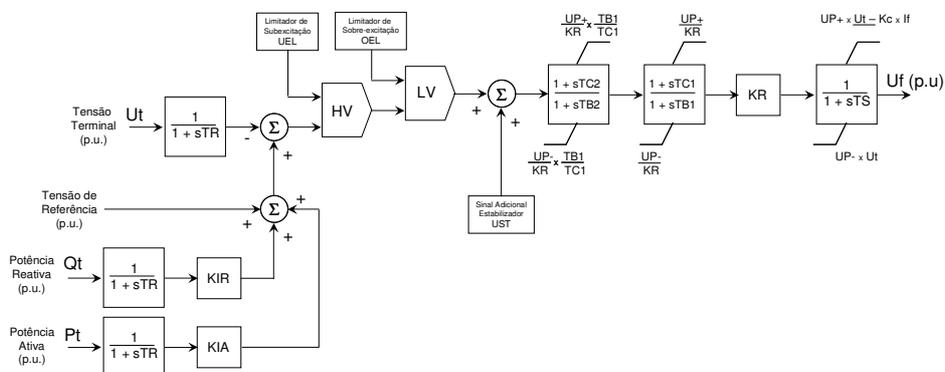


Figura 3 – Regulador automático de tensão - IEEE 421-5 Tipo ST1A (6)

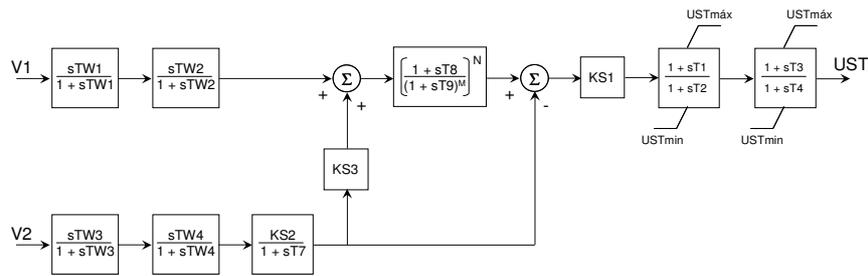


Figura 4 – PSS de integral de  $P_{ACE}$  - IEEE 421-5 Tipo PSS2A (6)

#### Reatâncias e constantes de tempo:

Para termo de comparação, a Tabela 2 apresenta os valores de reatâncias e constantes de tempo referidas aos eixos “d” e “q” de máquinas hidráulicas e térmicas de uma UTE e de uma UHE já em operação (Macaé e Boa Esperança) e de uma UTE a biomassa de médio porte típica. Observa-se que os valores relativos à usina de biomassa são da mesma ordem de grandeza que os valores das unidades geradoras em operação no SIN.

Tabela 2 – Valores de Reatâncias e Constante de Tempo de Unidades Geradoras

		Máquina Hidráulica (7)	Máquina Térmica (7)	UTE Biomassa	UTE Macaé Merchant	UHE Boa Esperança
Potência Base	MVA	-	-	50,00	53,25	52,2
Reatância Síncrona	$X_d$	0,6 – 1,5	1,0 – 2,3	1,785	1,426	0,790
	$X_q$	0,4 – 1,0	1,0 – 2,3	1,755	1,373	0,490
Reatância Transitória	$X'_d$	0,2 – 0,5	0,15 – 0,4	0,266	0,208	0,240
	$X'_q$	-	0,3 – 1,0	0,230	0,327	-
Reatância Subtransitória	$X''_d$	0,15 – 0,35	0,12 – 0,25	0,200	0,137	0,145
	$X''_q$	0,2 – 0,45	0,12 – 0,25	0,200	0,137	0,145
Constante de Tempo Transitória (s)	$T'_{d0}$	1,5 – 9,0	3,0 – 10,0	3,328	6,000	4,000
	$T'_{q0}$	-	0,5 – 2,0	0,700	0,420	-
Constante de Tempo Subtransitória (s)	$T''_{d0}$	0,01 – 0,05	0,02 – 0,05	0,036	0,040	0,033
	$T''_{q0}$	0,01 – 0,09	0,02 – 0,05	0,049	0,060	0,0676
Reatância de Dispersão	$X_l$	0,1 – 0,2	0,1 – 0,2	0,130	0,109	0,130

Estas características foram analisadas em detalhes pelo ONS, em conjunto com a COGEN-SP.

#### 6.0 - INFLUÊNCIA NO DESEMPENHO DINÂMICO DO SIN DECORRENTE DA INTEGRAÇÃO DAS NOVAS USINAS

Para aquilatar o efeito global destas usinas deve-se buscar conhecer o desempenho do SIN nas novas condições operativas e o desempenho das próprias unidades geradoras. Evidentemente que uma única usina, face ao seu porte, não será suficiente para influenciar o desempenho do SIN mas, para um montante tão expressivo de injeção de potência na rede elétrica, ver Tabela 1, a situação pode ser diferente.

É também importante avaliar se estas usinas permanecerão em operação ou serão desligadas por proteções intrínsecas agravando os problemas. Considerando tais questões, concluiu-se que análises complementares deveriam ser desenvolvidas para verificar como o conjunto dessas usinas poderá influenciar a Segurança Elétrica do SIN, indicando as providências necessárias de modo que a integração das mesmas seja feita de forma segura e confiável. Para estes estudos complementares foram considerados os empreendimentos de cogeração de energia a biomassa vencedores do LER. O conjunto de usinas, distribuído nos estados de São Paulo, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Piauí e Goiás, ver Tabela 1, constitui a base dos estudos desenvolvidos.

A verificação do desempenho do sistema foi feita tendo com base em duas contingências principais:

- Perda da máquina da usina nuclear de Angra 2, onde foi analisado o desempenho da frequência e o desempenho dinâmico do SIN; e
- Curto-circuito eliminado com a abertura da LT 440 kV Ilha Solteira/Água Vermelha, onde foi analisado o desempenho dinâmico do SIN.

As figuras 5 e 6 apresentam alguns resultados das simulações.

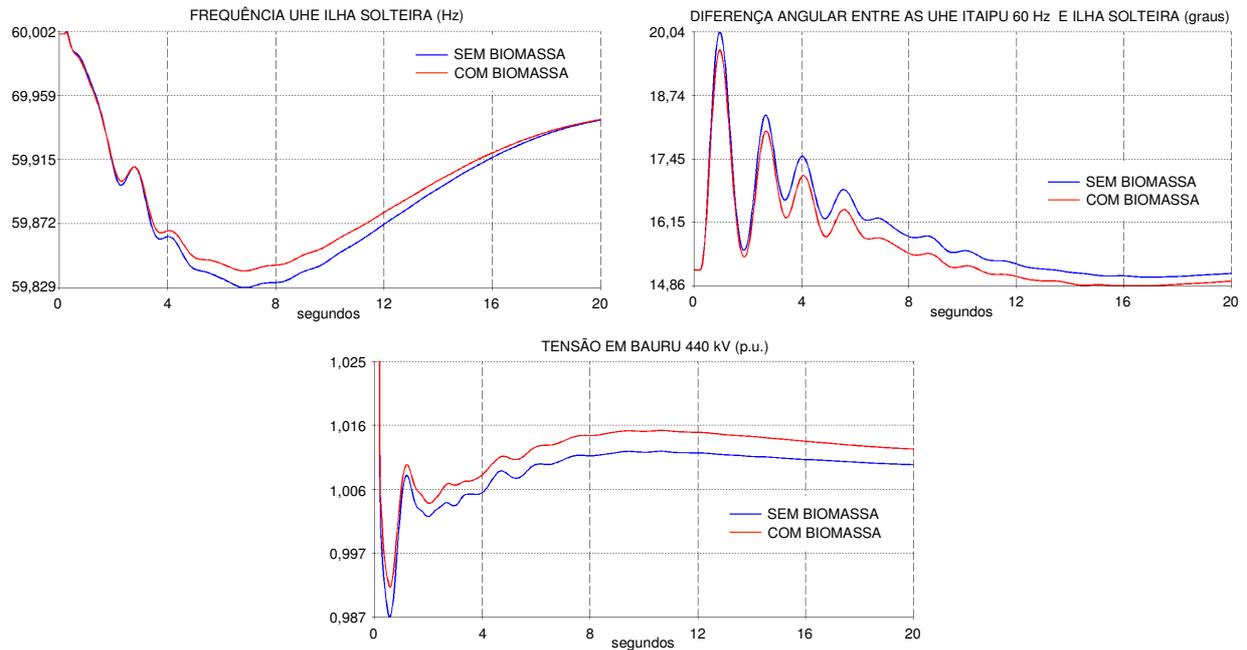


Figura 5 – Desempenho dinâmico do SIN após a perda da UHE Angra 2

Para a perda da máquina da UNE Angra 2 verifica-se que:

- a queda inicial da frequência e o seu valor final são idênticos, nos casos em que se considera ou não a representação das usinas à biomassa;
- para efeitos práticos, a diferença no valor mínimo da frequência pode ser considerada desprezível;
- as defasagens angulares entre as máquinas das usinas de Ilha Solteira e Itaipu apresentam a mesma frequência de oscilação;
- o desempenho do perfil de tensão nas barras de 440 kV é melhor no caso com as usinas à biomassa, em face do melhor suporte de reativos proporcionados pelas citadas usinas.

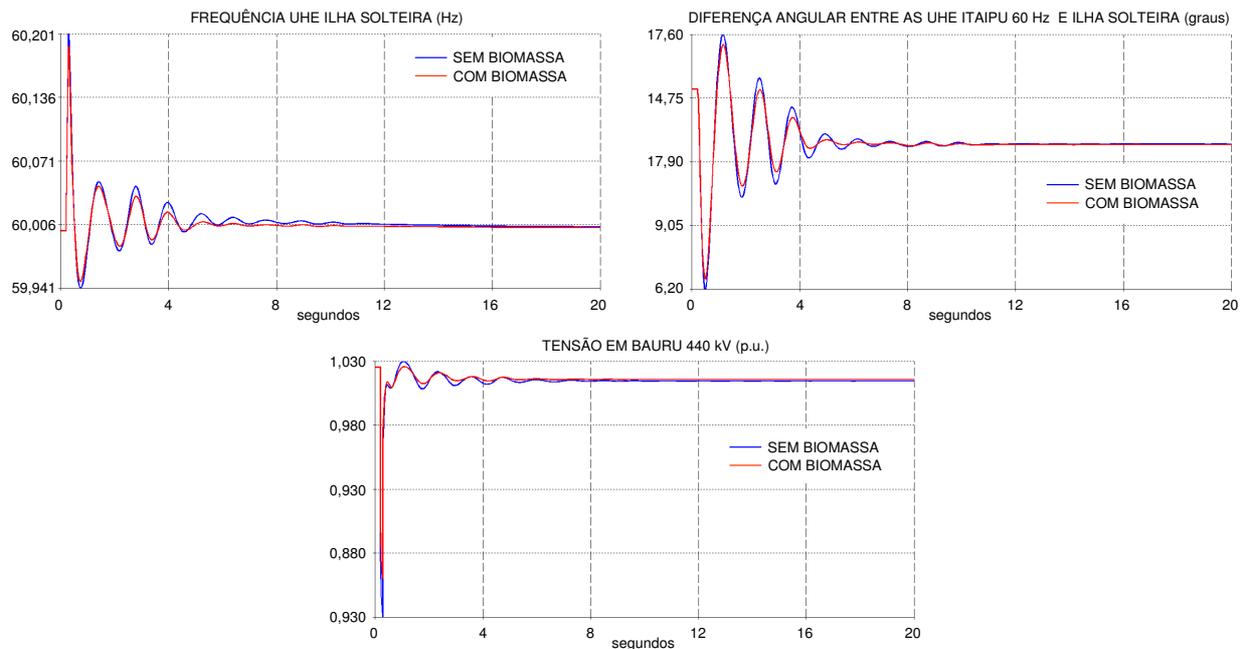


Figura 6 – Desempenho dinâmico do SIN após aplicação de curto-circuito monofásico na LT 440 kV Ilha Solteira – Água Vermelha eliminado com a abertura do circuito

Para a contingência da LT 440 kV Ilha Solteira - Água Vermelha verifica-se que:

- o desempenho do SIN, verificado nas duas condições simuladas (com e sem as usinas à biomassa), foi praticamente idêntico;
- observa-se um desempenho ligeiramente melhor para o caso com as usinas à biomassa, em virtude do suporte de reativos proporcionado por estas usinas durante o período transitório.

## 7.0 - CONCLUSÃO

Após a realização do Leilão de Energia de Reserva, foram reavaliadas as condições de conexão das usinas à biomassa nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, considerando-se perspectivas atualizadas de participação de fontes dessa natureza na oferta de energia do SIN. Em termos comparativos, identificou-se ser reduzida a necessidade de investimento adicional ao do plano de obras vigente nos estados de São Paulo e Minas Gerais para incorporação da geração prevista, considerando-se que a quase totalidade dos empreendimentos teriam conexão em densa rede existente. Por outro lado, nos estados de Mato Grosso do Sul e Goiás, há a necessidade de expansão da rede elétrica para viabilizar o escoamento da produção estimada em cerca de 2300 MW, uma vez que os empreendimentos de geração previstos terão localização afastada dos principais corredores de transmissão. Recentemente a ANEEL licitou a concessão para implantação de cerca de 1600 km em linhas de transmissão em 230 kV nesses estados.

Cabe ressaltar que, apesar de proporcionar significativo benefício energético, a natureza sazonal das fontes a biomassa constitui um dos mais importantes desafios para a integração, uma vez que entre os meses de safra, quando é prevista a máxima injeção líquida no sistema, e o restante do ano, quando as usinas comportam-se como cargas, há uma variação significativa nos fluxos da rede elétrica, potencializando dificuldades operativas para o controle do perfil de tensão e do carregamento dos equipamentos. A sazonalidade deste tipo de geração impõe também grandes variações nos níveis de curto-circuito, tornando necessário rever o controle e a filosofia da proteção, visando a encontrar ajustes robustos que atendam a condições tão distintas.

Uma atenção especial deve ser dedicada ao amortecimento das oscilações durante distúrbios, não somente entre os blocos de geração de biomassa, mas também entre os geradores a biomassa e os geradores convencionais. Igualmente importante é garantir que blocos de geração baseados na biomassa não sejam desligados por relés de subfrequência durante as excursões de frequência provocadas pela perda de interligações ou blocos de geração, para não comprometer a ação do Esquema Regional de Alívio de Carga. A desconexão de tal montante de geração pode levar à atuação de estágios adicionais do ERAC ou mesmo conduzir o sistema ao colapso.

## 8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA / MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA Balanço Energético Nacional 2008: Ano Base 2007
- (2) UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR Sugarcane Industry in Brazil – Ethanol, Sugar, Bioelectricity - 2008
- (3) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO Integração de Empreendimentos de Geração a Biomassa no Estado de São Paulo, Nota Técnica ONS NT-008/2008
- (4) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO Análise da Integração ao SIN de Empreendimentos de Cogeração Vencedores do Leilão de Energia de Reserva, Nota Técnica ONS NT-146/2008
- (5) GARDOS, I., PRAIS, M., FURST R.D. A Integração das Usinas a Biomassa e o seu Benefício para a Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN – Período 2009/2010, XII CBE - Congresso Brasileiro de Energia, novembro de 2008
- (6) INSTITUTE OF ELECTRICAL E ELECTRONIC ENGINEERS IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5-1992
- (7) KUNDUR, P. Power System Stability and Control, EPRI 1993
- (8) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO Requisitos Mínimos de Frequência para Novos Geradores, Relatório ONS RE-3/081/2000
- (9) GOMES, P., LIMA, J.W.M., MARTINS, N., SCHILLING, M.T., DA LUZ, J.C.F., Características Mínimas de Projeto para Usinas Termelétricas para o Atendimento às Necessidades do Sistema, VIII ERLAC, Ciudad del Este, Paraguay, maio de 1999
- (10) GOMES, P., SARDINHA, S.L., Impacto dos Novos Agentes no Dimensionamento dos Esquemas de Alívio de Carga – XVI SNPTEE – Campinas – Out/2001