



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

**ANÁLISE DO IMPACTO NO SUBSISTEMA NORDESTE DA OPERAÇÃO DAS TÉRMICAS DE PEQUENO
PORTE PROVENIENTES DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA**

Flávia Ferreira (*)

Laércio Guedes

Paulo Gomes

Sandra Pontes

Saulo Cisneiros

ONS

RESUMO

O modelo atual do setor elétrico brasileiro proporciona a realização de leilões de energia com o objetivo de atender a 100% da demanda prevista pelas distribuidoras de energia. Até 2008 sete leilões de energia nova foram realizados com 42% dos empreendimentos vencedores localizados na região Nordeste, sendo todas usinas termelétricas e, destas, 84% à base de óleo combustível.

O ONS, além de operar o Sistema Interligado Nacional, tem como uma de suas atribuições legais viabilizar o acesso desses empreendimentos aos sistemas de transmissão, que compreende o uso e a conexão à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão, observando o atendimento aos Procedimentos de Rede.

Em função dos primeiros resultados dos leilões de energia nova ocorridos até 2008 um novo desafio emergiu para o Operador, qual seja, integrar ao SIN um montante significativo de geração distribuída, a maioria a óleo combustível, algumas compostas por centenas de máquinas de pequeno porte, com potência inferior a 0,5 MW.

O artigo apresenta uma síntese do modelo atual do setor elétrico brasileiro com relação à comercialização de energia através de leilões de energia nova e concentra-se em realizar uma análise da operação conjunta dessas usinas compostas de geradores de pequeno porte, que irão entrar em operação no subsistema Nordeste até 2013, totalizando 8.680 MW instalados, que correspondem a 74% da carga pesada neste horizonte.

PALAVRAS-CHAVE

Leilão de energia nova, Termelétricas, Geração Distribuída, Procedimentos de Rede, ONS.

1.0 - INTRODUÇÃO

A primeira parte do artigo faz um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro, referente ao ambiente de contratação regulada e aos leilões de energia nova, explicitando a sistemática e as regras básicas desses leilões, e os aspectos considerados na habilitação técnica dos geradores que participam desses certames. Apresenta também uma síntese dos resultados dos leilões de energia nova realizados até 2008 e o impacto na matriz energética do Nordeste.

A segunda parte faz uma análise dos requisitos mínimos exigidos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, para acesso à Rede Básica, constantes do Módulo 3 (Acesso aos Sistemas de Transmissão) dos Procedimentos de Rede. Na sua concepção esses procedimentos consideravam a expansão da geração através da implantação de máquinas de grande porte, não atentando, portanto, para as especificidades da geração distribuída com geradores de tão pequeno porte e nos montantes que estão emergindo nos leilões de energia. Neste item são analisados quais requisitos dos Procedimentos de Rede não estão sendo atendidos pelas usinas compostas por máquinas de pequena potência entre vencedoras de leilão de energia, e seus possíveis impactos na operação do SIN.

(*) Rua Quinze de Março, n° 50, anexo 2 – sala A-205 – CEP 50.761-070 Recife, PE – Brasil

A terceira e principal parte do trabalho apresenta uma análise de simulações do SIN operando em condições de despacho mínimo das usinas hidrelétricas do Subsistema Nordeste e despacho máximo das usinas térmicas provenientes dos leilões de energia nova realizados até 2008.

2.0 - LEILÃO DE ENERGIA NOVA (LEN)

O setor elétrico brasileiro nas duas últimas décadas passou por três períodos principais. O primeiro período vai até 1995 e consistia em empresas verticalizadas, com monopólios estatais, responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em um contexto de desequilíbrios macroeconômicos na década de 80, o governo evitava reajustes tarifários, levando as empresas do setor a perder capacidade de realizar investimentos nas áreas de geração, transmissão e distribuição [1], [2]. O segundo período iniciou em meados dos anos 90 quando aconteceu a primeira reestruturação do setor elétrico, com a desverticalização das empresas e o início de sua privatização.

Em 2004 iniciou-se o terceiro período, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, sendo definido o modelo atual do setor elétrico brasileiro cuja regulação busca a modicidade tarifária e considera a eletricidade um serviço de utilidade pública. O novo modelo não permite que as empresas de distribuição participem da geração de energia elétrica.

Dois ambientes de contratação foram estabelecidos: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro inclui o mercado cativo de energia das distribuidoras e estas são obrigadas a comprar energia de todas as geradoras participantes dos leilões com contratos de longo prazo. O segundo é o mercado de curto prazo, de que podem participar consumidores livres e comercializadores aptos a escolher seu provedor de energia elétrica. O novo agente de comercialização de energia elétrica no sistema interligado que substituiu o MAE é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. A contratação de energia passa ser realizada por meio de licitação na modalidade de leilões. O Leilão de Energia Nova (LEN) é o que permite a contratação de longo prazo da energia de novos empreendimentos de geração.

2.1 Principais Características dos Leilões de Energia Nova

Nos leilões de energia nova, os empreendimentos hídricos e térmicos são leiloados separadamente. Os hídricos são contratados sob regime de concessão por 30 anos e os térmicos, sob o regime de autorização por 15 anos. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do leilão, ou seja, os vencedores são os agentes geradores que ofertam energia elétrica pelo menor preço, em R\$/MWh, para o atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. O leilão é do tipo reverso, no qual os lances de preços são decrescentes. São realizados LENs com horizonte de implantação de cinco anos a partir do ano de realização do leilão (A-5), inicialmente previstos para gerações hídricas e térmicas a carvão, devido a maior prazo para implantação e os leilões (A-3), com horizonte de implantação de três anos a partir do ano de realização do leilão, previstos para serem vencidos por gerações térmicas a gás natural, óleo combustível, biomassa e eólicas. Não existe restrição nos leilões A-3 e A-5 quanto à habilitação em relação ao tipo de tecnologia, ou seja, qualquer usina pode se inscrever nos dois tipos de leilão.

Para participar do leilão os empreendimentos têm que se cadastrar para obtenção de habilitação técnica junto a EPE. Para tanto a EPE emite instruções com as orientações e exigências a serem cumpridas pelos empreendedores para estarem habilitados a venderem energia e conseqüentemente conectar-se ao Sistema Interligado Nacional. Um dos documentos que o empreendedor tem que fornecer para habilitação técnica, consiste em uma consulta de acesso sobre a viabilidade técnica de conexão da usina à Rede Básica (consulta ao ONS, para A-3, ou a EPE, para o A-5) ou a rede de distribuição (consulta a distribuidora acessada). A resposta a essa consulta é um documento extremamente preliminar e não conclusivo com relação ao ponto de conexão, pois considera a conexão individual de cada empreendedor, já que antes da realização do leilão, não é sabido quem são os vencedores e qual será a disposição final dos vencedores. São indicados os possíveis pontos de conexão próximos a localização de cada empreendimento e a viabilidade do escoamento individual da potência na configuração da rede pré-leilão.

2.2 Resultados dos leilões de Energia Nova

Desde 2005 foram realizados 7 leilões de energia nova até o final de 2008, sem considerar os leilões específicos da UHE de Santo Antônio, realizado em 2007, da UHE de Jirau, realizado em 2008 e o de energia alternativas, realizado em 2007. Exceto para o ano de 2005, foram realizados dois leilões um A-3 e outro A-5 em cada ano. Observou-se um pequeno número de empreendimentos hidrelétricos participando dos certames, dado a inexistência de estudos de aproveitamentos hidrelétricos concluídos. Por outro lado um número relevante de empreendimentos termelétricos venderam sua energia nos leilões para atender a demanda prevista pelas distribuidoras até 2013. No Nordeste, todos os empreendimentos foram usinas termelétricas e a grande maioria a óleo combustível, com um empreendimento a gás natural liquefeito, localizado no estado do Ceará (300MW para 2010) e um a carvão também no Ceará (1080MW, com primeira etapa de 720MW para 2012, e segunda etapa de 360MW para 2013). A tabela 1 extratifica os resultados dos leilões por região; salienta-se que a participação de empreendimentos hidrelétricos vem desaparecendo e o percentual de empreendimentos a serem implantados no Nordeste tem aumentado com o passar dos anos e todas as usinas vencedoras do leilão com previsão de

instalação no Nordeste são usinas térmicas, a maioria a óleo combustível.

Tabela 1 – Distribuição por região dos MW médios contratados

	1º Leilão	2º Leilão	3º Leilão	4º Leilão	5º Leilão	6º Leilão	7º Leilão
Total de Mwmédios contratados	3016	1556	1104	1304	2312	1116,4	2972,6
SE	2143 (71%)	865 (56%)	814 (74%)	121 (9,5%)	551 (24%)	98,7 (9%)	1034,8 (35%)
S	594 (20%)	233 (15%)	274 (25%)	0	259 (11%)	0	0
NE	279 (9%)	458 (29%)	16 (1%)	943 (72%)	931 (40%)	1017,7 (91%)	1937,8 (65%)
N	0	0	0	240 (18,5%)	571 (25%)	0	0

*Fonte CCEE e MME

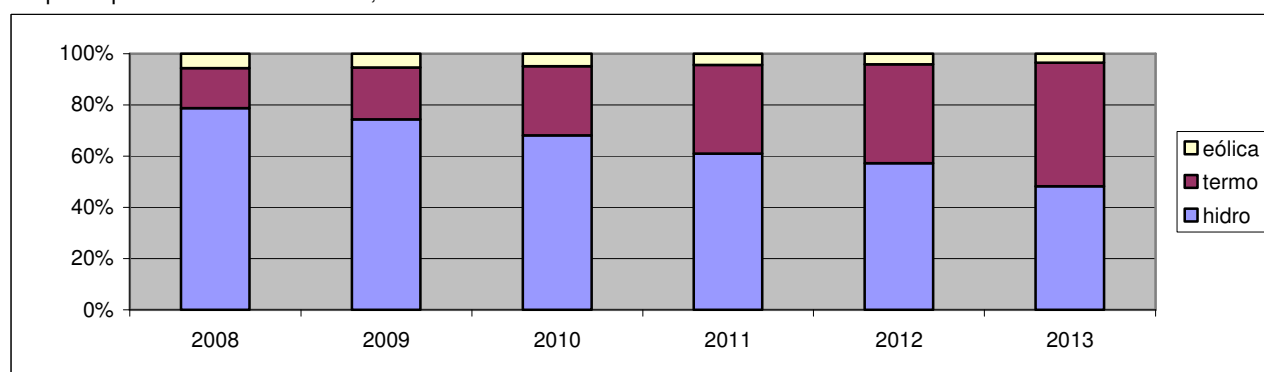
A tabela 2 apresenta os resultados dos leilões com relação aos montante de potência elétrica com ponto de conexão no Subsistema Nordeste, totalizando 8.680 MW de térmicas, sua distribuição por estado e tipo de combustível. Observa-se que 84% da energia terá como combustível o óleo, 12% carvão mineral importado, 3% GNL e menos de 1% biomassa. Outro aspecto é a concentração de empreendimentos em Estados que dispõe de maior facilidade de logística para transporte do combustível, como na região dos portos do Pecém no Ceará, de Suape, em Pernambuco e na área industrial de Camaçari, na Bahia.

Tabela 2 – Distribuição por Estado do Subsistema NE das usinas vencedoras dos LENs até 2008

Estado	Leilão combustível	2005	A-3 2006	A-5 2006	A-3 2007	A-5 2007	A-3 2008	A-5 2008	Total
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	
PI	Óleo combustível	52,4	-	-	-	-	-	-	52,4
CE	Óleo combustível	95,3	-	-	168	70	-	350	683,3
	Carvão	-	-	-	-	720	-	360	1080
	GNL	-	-	-	-	-	300	-	300
RN	Óleo combustível	-	116,52	-	-	-	-	400	516,5
	Biomassa	-	-	32	-	-	-	-	32
PB	Óleo combustível	-	-	-	510,774	-	174,6	-	685,4
PE	Óleo combustível	-	236,7	-	49,7	355,68	200,8	1128,4	1971
AL	Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	176	176
SE	Óleo combustível	-	-	-	-	-	-	104,8	104,8
BA	Óleo combustível	101,5	426	31,6	584,14	-	1056	880	3079
	Total NE (MW)	249,2	779,22	63,6	1312,6	1145,68	1731,4	3399,2	8680

*Fonte CCEE e MME

O gráfico 1 apresenta a evolução da composição da matriz energética do Nordeste Brasileiro considerando a influência do resultado dos últimos leilões de energia. Observa-se que ao final de 2013, teremos uma matriz composta por 48% de hidrelétricas, 48% de termelétricas e 4% de usinas eólicas.



*Fonte ANEEL

Gráfico 1 – Evolução da Matriz energética do NE considerando os resultados dos LENs até 2008

3.0 - REQUISITOS PARA CONEXÃO À REDE BÁSICA

Os Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS e homologados pela ANEEL dispõem dos requisitos técnicos para conexão dos empreendimentos à Rede Básica [4], [5]. Na fase de habilitação técnica dos empreendedores para participação nos LENs não é exigido nenhum atendimento aos requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede por parte das instalações de conexão, nem das máquinas geradoras e seus controladores. Muitas vezes, para participar do leilão, os investidores calculam seu ICB com base em máquinas

de pequeno porte e instalações de conexão que podem não atender aos requisitos mínimos. Após vencerem o leilão, na assinatura dos contratos CCEAR, existe uma cláusula que se refere ao atendimento destes requisitos [referência da minuta do contrato], porém o ICB já foi calculado e o leilão realizado.

Na fase de conexão à Rede básica, de acordo com a Resolução ANEEL 281/1999 [6], todo acesso é avaliado tecnicamente pelo ONS e deve observar o disposto nos Procedimentos de Rede de forma que um novo acesso não venha a degradar a condição de operação do SIN. Desta forma, quando o operador detecta algum aspecto que possa colocar em risco a segurança da operação do SIN, o agente gerador tem que adequar suas instalações para ter sua conexão permitida.

Contudo, o ONS tem avaliado que alguns critérios com relação ao sistema de excitação das máquinas podem ser flexibilizados. O submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede, revisão 5 – requisitos técnicos mínimos para a conexão à Rede Básica, estabelece os aspectos de proteção, medição, telecomunicações e controle, requisitos operacionais que o gerador deve atender (frequência, tensão, geração/absorção de reativo, desempenhos, sistema de excitação). A elaboração da revisão 5 do módulo 3.6 dos Procedimentos de Rede previa que a expansão da geração para atendimento da demanda das distribuidoras seria baseada em usinas de grande e médio porte. Portanto, o ONS tem avaliado a adequação dos requisitos existentes à nova realidade proporcionada pelos resultados dos LEN: viabilizar a integração à Rede básica de usinas térmicas à óleo diesel compostas por múltiplas unidades de pequeno porte, observando os requisitos de segurança, confiabilidade e qualidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede para a operação do SIN.

O ONS recebe os modelos das máquinas e de seus sistemas de excitação dos agentes geradores e procede análises de pequenas e grandes perturbações, testes a vazio e simulações sistêmicas, observando o impacto na operação do SIN. O desempenho do sistema de excitação das máquinas com relação à estabilidade e amortecimento das oscilações é avaliado, em função da resposta no tempo, frente à um distúrbio tipo degrau na referência do regulador de tensão. O submódulo 3.6 recomenda tempo de resposta de tensão de campo menor ou igual a 0,1s, overshoot, menor ou igual a 10% e tempo de estabilização da tensão de campo, menor ou igual a 2,0s. Os requisitos para a excitatriz propostos no submódulo 3.6 são facilmente atendidos por excitatrizes estáticas, contudo os sistemas de excitação das máquinas provenientes dos leilões de 2005 e A-3 de 2006, analisadas até então pelo ONS, possuem excitatrizes rotativas “brushless” e não dispõem de sinal adicional estabilizante. Esse tipo de excitatriz é limitado com relação ao valor máximo da tensão de teto e o tempo de resposta da tensão de campo é mais lento devido às altas indutâncias e inércia de uma excitatriz rotativa, o que pode degradar a estabilidade do sistema interligado. Esse tipo de excitatriz é geralmente especificada para turbogeradores (usinas térmicas e nucleares), localizados próximas à carga [7].

Além da análise das máquinas individualizadas são feitas análises das máquinas conectadas ao sistema interligado submetidas a grandes perturbações, sendo observados os critérios de tensão, frequência, carregamento e abertura angular, conforme submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede. Análises ainda mais detalhadas são efetuadas na fase pré-operacional, com a configuração e as condições operativas do sistema interligado melhor definidas, conforme módulo 21 dos Procedimentos de Rede.

4.0 - SIMULAÇÕES REALIZADAS

Com o objetivo de avaliar o desempenho no Subsistema Nordeste com a operação conjunta de 8.680MW de energia térmica, foram feitas simulações de regime permanente e simulações dinâmicas para três patamares de carga com a configuração da Rede Básica de 2013. Os modelos utilizados para as usinas que já solicitaram acesso ao ONS foram àqueles disponibilizados pelos agentes, e para usinas que ainda não dispõem de modelos, foram utilizados modelos semelhantes aos recebidos.

4.1 Testes das Máquinas

A primeira etapa das simulações consistiu em testar o sistema de excitação das máquinas. A tabela 3 exemplifica a composição das usinas compostas por múltiplas máquinas de pequeno porte como é o caso de duas UTE com conexão no estado de Pernambuco, uma com 209 máquinas de 0,45 MW, e outra com 317 máquinas de 0,45 MW.

Tabela 3 – Vencedores de leilão com início de operação de 2008 a 2010 com conexão na Rede Básica

Usina	Número de máquinas	Potência por máquina (MW)	Potência total (MW)
UTE A	46	1,64	101,54
	18	1,45	
UTE B	209	0,45	94,05
UTE C	317	0,45	142,65
UTE D	60	2,5	150
UTE E	8	18,5	148
UTE F	20	8,454	169,08

A tabela 4 apresenta o resultado dos testes realizados nos modelos fornecidos pelos agentes geradores e seu atendimento ou não com relação aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de rede.

Tabela 4 – Atendimento aos Requisitos

Usina	Tempo de resposta	Overshoot	Estabilização da tensão de campo
UTE A	$\geq 0,1s$	$\geq 10\%$	$\geq 2,0s$
UTE B	$\leq 0,1s$	$\leq 10\%$	$\leq 2,0s$
UTE C	$\leq 0,1s$	$\leq 10\%$	$\leq 2,0s$
UTE D	$\geq 0,1s$	$\geq 10\%$	$\leq 2,0s$
UTE E	$\geq 0,1s$	$\geq 10\%$	$\geq 2,0s$
UTE F	$\geq 0,1s$	$\geq 10\%$	$\leq 2,0s$

■ Não atende ao requisito ■ Atende ao requisito

A figura 1 apresenta a resposta da tensão de campo em função do tempo para uma máquina da UTE B (vermelho) e uma máquina da UTE E (azul), frente a um distúrbio tipo degrau na referência do regulador de tensão.

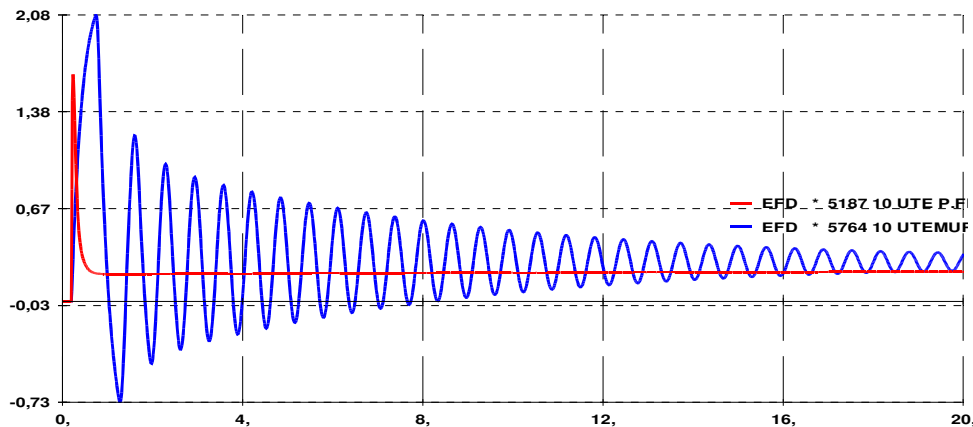


Figura 1 – Resposta da Tensão de Campo para máquinas da UTE B e UTE E

Diante do não atendimento pleno dos requisitos dos procedimentos de rede relativos ao sistema de excitação por parte de algumas máquinas, é extremamente importante verificar o desempenho elétrico dessas usinas conectadas ao sistema interligado nacional.

4.2 Simulações sistêmicas

Foram simuladas as condições de regime permanente e dinâmico para três patamares de carga do Nordeste. A configuração utilizada foi do PAR Ciclo 2010-2012, dezembro de 2012, que inclui todo o sistema interligado nacional. Foram representadas 43 usinas térmicas no Subsistema Nordeste, conforme mapa da figura 2. As análises foram realizadas para três cenários, conforme indicado na tabela 5. Os critérios utilizados foram aqueles dispostos no submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [8].

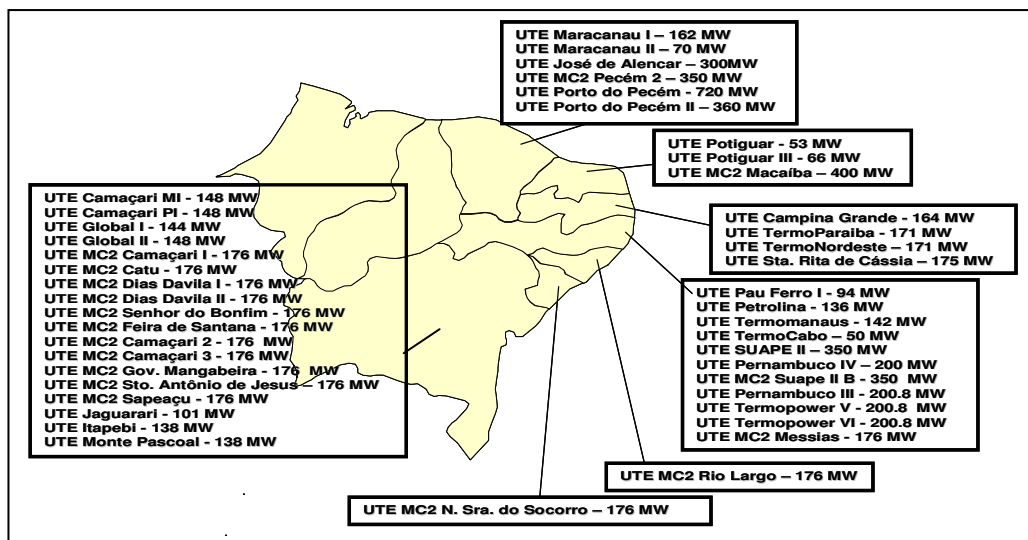


Figura 2 – Usinas térmicas provenientes dos LENs representadas nas simulações

Tabela 5 – Cenários analisados

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Carga NE	11.400	9.926	8.675
Exportação NE	1.479	2.871	4.010
Fluxo Interligações NE-N	1.217	2.351	3.360
Fluxo interligações NE-SE	263	526	658
Geração São Francisco	3.150	3.150	3.150
Geração Tucuruí	7.410	7.410	4.999
Geração Térmicas Leilão	8.680	8.680	8.690

4.2.1 - Análises de Regime Permanente

Consistiu em verificar o escoamento da potência das usinas na configuração disponível nos casos do PAR 2010-2012 para o ano de 2012 e os aspectos de controle de tensão. Com relação ao controle de tensão não foi identificado problema no Subsistema Nordeste com a integração dessas usinas. O Subsistema Nordeste é subdividido em cinco áreas geoeletricas, quais sejam, norte, oeste, leste, sul e sudoeste.

Nas áreas norte e oeste do Subsistema Nordeste foi representado um montante de 2.115,7 MW a serem instalados nesses Subsistemas, sendo 98% no estado do Ceará, dos quais 1.730 MW ficam situados na região do porto do Pecém, onde hoje já existem instaladas duas usinas térmicas, provenientes do programa prioritário de termelétricidade, com potência total de 538 MW. Dada a esta concentração de geração maior que a carga local, as linhas de transmissão 230 kV entre a SE Cauípe e as SEs Sobral II e Fortaleza II não têm capacidade de escoamento total da geração, levando a problemas de sobrecarga em condição normal. No cenário A ocorre apenas a superação das três linhas 230 kV entre a SE Cauípe e a SE Fortaleza II, para os cenários B e C ocorre superação de todas as linhas que derivam da SE Cauípe 230 kV. A EPE concluiu recentemente um estudo de planejamento intitulado que apresenta uma solução estrutural para possibilitar o escoamento pleno das usinas vencedoras de LEN a serem instaladas na região de Cauípe, representando um investimento total da ordem de 316 milhões de reais.

Na área leste do Subsistema Nordeste foi representado um montante de 3.381,2 MW, sendo a maioria concentrada nos estados de Pernambuco (58%), Paraíba (20%) e Rio Grande do Norte (16%). Um estudo de planejamento foi desenvolvido para atendimento ao crescimento da carga e geração na região do porto de Suape. A futura SE Suape II concentra a maior parte da geração, totalizando 1.107,3 MW. O escoamento de toda a geração de leilão e da Termopernambuco, usina térmica proveniente do programa prioritário de termelétricidade, levam a ocorrência de sobrecargas. Os problemas identificados é a sobrecarga em condição normal do único autotransformador 500/230 kV da SE Suape II, sobrecarga no circuito remanescente quando da perda de uma das LTs 230 kV nos trechos Suape II – Pirapama II e Pirapama II – Recife II. Deverá ser indicada pelo planejamento da expansão (EPE) uma solução estrutural para evitar essas sobrecargas até a entrada dessas usinas.

Na área sul do sistema Nordeste foi representado um montante de 3.183,8 MW, sendo 97% no estado da Bahia, distribuídas em seis subestações, com uma maior concentração na região de Camaçari, mas não se visualiza problemas para escoamento da geração por limitação de carregamento. No horizonte de 2012, a configuração representada no PAR considera em operação a futura SE Camaçari IV 500/230 kV.

4.2.2 - Análises Dinâmicas

Essas análises avaliam o desempenho do sistema frente a grandes perturbações como a ocorrência de curtos-circuitos monofásicos ou trifásicos seguidos de abertura de linha. Embora a análise frente a curto-circuitos trifásicos não seja contemplada nos critérios dos Procedimentos de Rede, as simulações de curto-trifásicos foram realizadas para dar uma maior abrangência às análises. Foram simulados defeitos com tempo de aplicação do curto correspondente a abertura da proteção de primeira zona (100ms a 150ms) e segunda zona (400ms), considerando as proteções e ajustes disponibilizados atualmente. Os curtos foram aplicados nos níveis de 230 kV e 500 kV nas proximidades das 41 usinas térmicas distribuídas pelo Nordeste com conexão à Rede Básica, e em subestações das interligações norte-Nordeste e sudeste-Nordeste, com a subsequente abertura de linha sob defeito.

A partir das simulações dinâmicas realizadas, verifica-se que nas subestações onde a geração conectada corresponde ao valor igual ou menor que a carga não foram visualizados problemas para aplicação de curto monofásico com tempo de abertura de primeira e segunda zona; verifica-se oscilação da potência das máquinas, mas não há perda de sincronismo. Na ocorrência de curto-circuito trifásico nas subestações da Rede Básica onde estão conectadas as usinas, ocorre a perda de sincronismo da usina, com a conseqüente desconexão do SIN; no entanto, as outras máquinas suprem o déficit de geração e nenhum impacto adicional ocorre no sistema.

Com relação às subestações com maior concentração de geração, a repercussão sistêmica é maior a depender do cenário analisado e do defeito aplicado, devido à variação brusca de um grande montante de geração quando da ocorrência de perda de sincronismo dessas máquinas. A seguir, são apresentados os resultados para cada cenário analisado.

Para o cenário A as piores contingências analisadas foram àquelas relativas à aplicação de curto-circuito trifásico. Na área leste a aplicação do curto trifásico na barra da SE Suape II 230 kV leva a perda de sincronismo de quase todas as térmicas da região de Suape (1.333,6 MW), exceto as máquinas térmicas a gás da Termopernambuco, contudo não leva a nenhuma consequência adicional para o SIN. Observa-se que além das térmicas provenientes de leilão que foram modeladas através de múltiplas máquinas, a máquina a vapor da Termopernambuco também perde o sincronismo, contudo as usinas provenientes de leilão perdem o sincronismo mais rápido. A Termopernambuco é composta de três máquinas de ciclo combinado, sendo duas máquinas a gás e uma a vapor, que atendem aos requisitos dos Procedimentos de rede. A figura 3 ilustra o desempenho da potência elétrica das usinas da região de Suape frente à aplicação do curto trifásico na SE Suape II 230kV.

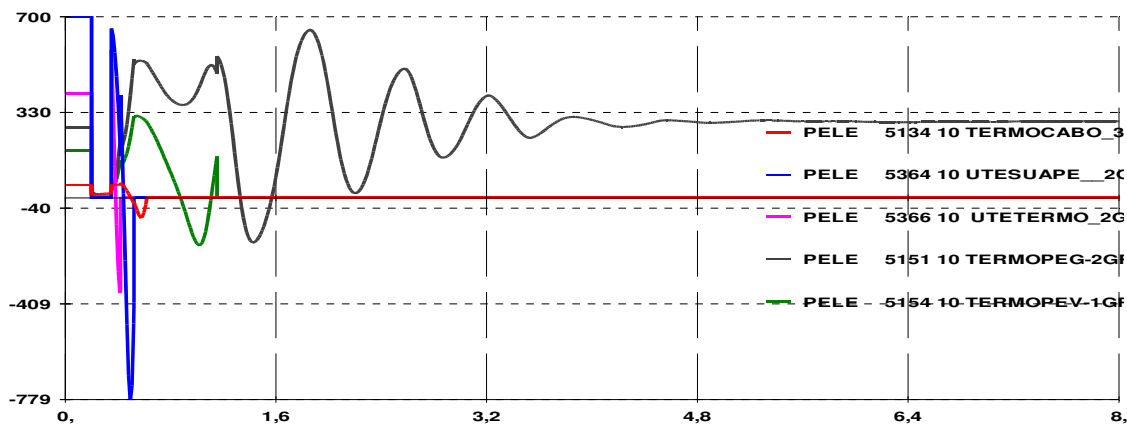


Figura 3 – Resposta da potência das usinas térmicas conectadas na região de Suape frente à aplicação de curto trifásico na SE Suape II

Na área sul o curto trifásico aplicado na SE Camaçari IV 500kV leva, além da saída de todas as usinas térmicas conectadas na região de Camaçari (2.820 MW), a um corte de carga por subfrequência/taxa de variação de frequência de 1.532MW. A figura 4 mostra a frequência na SE Cotegipe 230kV e sua recuperação após o corte da carga.

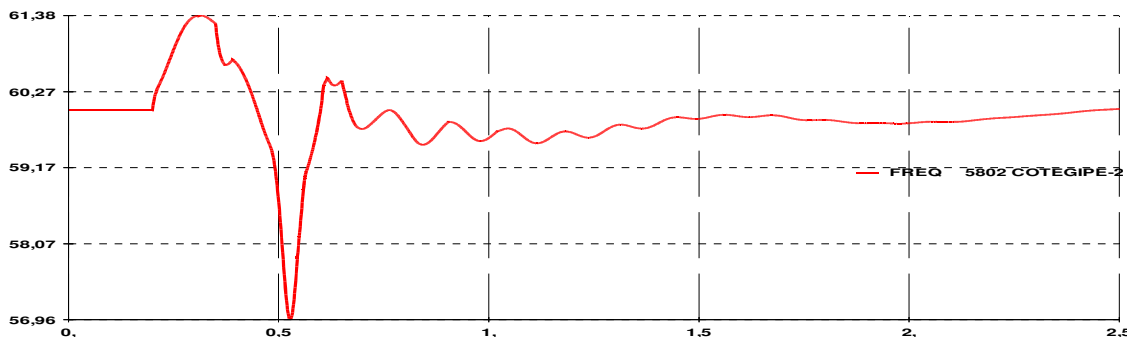


Figura 4 – Frequência na SE Cotegipe 230 kV antes e após corte de carga pelo ERAC

No cenário B, as contingências mais graves foram, também, àquelas provenientes da aplicação de curtos-circuitos trifásicos, pois levaram a corte de carga. Na aplicação de curto trifásico na SE Cauípe ocorre saída de toda a geração da região de Cauípe (2.470 MW) e atuação do ERAC com corte de carga de 766MW. A figura 5 apresenta o comportamento da frequência na SE Fortaleza II 230kV.

Nesse cenário, a aplicação do curto monofásico com tempo de atuação da proteção de segunda zona, provoca a perda de sincronismo das térmicas conectadas na SE Cauípe 230 kV, com a abertura das LTs 500kV Teresina II – Sobral III C1 e C2 e da LT 230kV Sobral II – Piripiri, por atuação das proteções de perda de sincronismo já instaladas. Apesar destas aberturas em cascata, o sistema responde e não ocorre corte de carga. É certo que para a integração das usinas, o ONS em seus estudos pré-operacionais poderia vir a definir outras proteções e outros ajustes para as proteções existentes com o fim de evitar a propagação de defeitos em cascata.

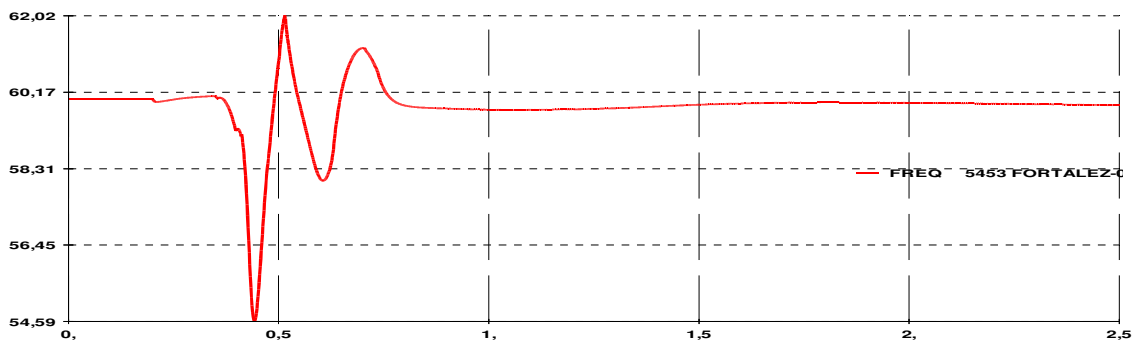


Figura 5 - Frequência na SE Fortaleza II 230kV antes e após corte de carga pelo ERAC

O Cenário C apresentou-se o mais crítico, no qual a carga do Nordeste é da mesma ordem de grandeza da potência das térmicas de leilão, o Nordeste está exportando cerca de 4.000MW. Além das contingências que já apresentaram problemas no cenário A, B e C, o curto-circuito monofásico com tempo de aplicação de 150ms (primeira zona) na SE Cauípe 230kV leva a perda de sincronismo do conjunto de máquinas da região do Porto do Pecém (2.470 MW), contudo não leva ao corte de carga.

Na contingência com aplicação do curto-circuito trifásico na SE Cauípe 230kV, após a perda de sincronismo das máquinas e corte de carga por atuação do ERAC, ocorre atuação da proteção da SE Sobral II por sobretensão com corte de toda a carga da subestação.

5.0 - CONCLUSÕES

a) Todas as usinas vencedoras dos leilões com data de entrada em operação para os anos de 2008 e 2009, com conexão prevista para a Rede Básica, não atendem na íntegra aos requisitos de desempenho para o sistema de excitação que estão estabelecidos no submódulo 3.6. A análise sistêmica realizada indica que o ponto de conexão no sistema interligado e a quantidade de usinas conectadas nas proximidades do ponto de impacto pode influenciar o comportamento do SIN. A integração de usinas que não atendem aos requisitos poderia implicar na exigência pelo ONS da instalação por parte do gerador de proteção com o objetivo de evitar a propagação ao SIN de perturbações adicionais resultantes do desempenho desses geradores quando submetidos a impactos na Rede Básica.

b) O sistema interligado proporciona uma maior flexibilidade na operação elétrica e energética que facilitará a integração das usinas. A configuração analisada considera as novas interligações entre os Subsistemas norte, sudeste e Nordeste, as duas LTs 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí, três circuitos na interligação norte-sudeste, tornando-as mais robustas. Este fato facilita a incorporação de gerações distribuídas em larga escala sem degradar o desempenho da rede, mesmo que estes Subsistemas, individualmente, possam não atender plenamente aos requisitos atuais para conexão de uma geração à Rede Básica.

c) A análise desenvolvida coloca-nos diante de uma nova realidade do Subsistema Nordeste: grande número de geração distribuída por esse sistema, enorme variedade de possibilidades de combinações de despachos, levando a necessidade de aprofundamento com relação aos requisitos exigidos para as máquinas, para as proteções sistêmicas e para a definição do ponto de conexão das usinas. A definição do ponto de conexão de uma usina e a tecnologia a ser utilizada no seu sistema de excitação podem ser requisitos adicionais a serem avaliados na habilitação técnica para leilão.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Paixão, L. E. Memórias do Projeto RE-SEB – A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro, 2000.
- (2) Costa, R. C., Pierobon, E. C. Leilão de Energia Nova: Análise da Sistemática e dos Resultados, BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 27, p. 39-58, mar/2008.
- (3) EPE, Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica - Metodologia de Cálculo - Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração A-3 e A-5, nº EPE-DEE-RE-102/2008-r1, ago/2008.
- (4) ONS, Procedimentos de Rede – Módulo 2 - Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da Rede Básica e de seus componentes, revisão 3, jul/2008.
- (5) ONS, Procedimentos de Rede – Módulo 3 – Acesso aos Sistemas de Transmissão, revisão 5, jul/2008.
- (6) ANEEL, Resolução nº 281/1999, out/1999.
- (7) CIGRÉ Brasil – CE-38, Guia para especificação de Sistemas de excitação, set/1998.
- (8) ONS, Procedimentos de Rede – Módulo 23 – Critérios para Estudos, set/2007.