



# MonitoraGT

Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação  
de Instalações de Geração e de Transmissão

JANEIRO/MARÇO  
2016





## **1 – Meta institucional conjunta entre a SFE e a SFG**

O Diretor Geral da ANEEL determinou à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE e à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG que estabelecessem meta institucional conjunta, para o ciclo avaliativo 2014-2015, com o objetivo de mitigar o descasamento na disponibilização das instalações de transmissão e de geração consideradas estratégicas, de modo a minimizar o atraso na entrada em operação comercial desses empreendimentos.

A partir dessa determinação do Diretor Geral, a SFE e a SFG estabeleceram, como meta, a elaboração de procedimento para acompanhamento de empreendimentos, com vistas a mitigar atrasos na disponibilização de usinas de geração e instalações de transmissão consideradas estratégicas.

Para fins de cumprimento dessa meta, foi concebido este Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação de Instalações de Geração e de Transmissão (MonitoraGT), de periodicidade trimestral. Além da descrição de critérios para definição das instalações de transmissão e geração estratégicas, o MonitoraGT trará um relato das situações de atenção identificadas no período relativamente ao descasamento entre instalações de geração e de transmissão, os procedimentos adotados para mitigar atrasos nas instalações mapeadas e proposta conjunta de procedimento de acompanhamento de empreendimentos para mitigar atrasos nas instalações mapeadas.

## **2 – Contexto**

A rotina de monitoramento conjunto está sendo aplicada em parceria entre a SFG, competente para fiscalizar os empreendimentos de geração, e a SFE, com competência para fiscalizar os empreendimentos de transmissão.

Neste contexto, pode-se citar a grande quantidade de usinas eólicas que comercializaram energia nos leilões e serão conectadas às ICGs (Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada). Ocorre que, se as ICGs atrasam e as usinas são implantadas, os agentes de geração podem ter suas usinas reconhecidas como aptas a operação e, assim, receber a receita prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Regulado – CCEARs, quando assim estabelecido nos contratos, mesmo sem a disponibilização de energia ao sistema elétrico em razão da não implantação da linha de transmissão, de responsabilidade do agente de transmissão. Cabe destacar que a partir do 2º semestre de 2013, os Leilões deixaram de prever a possibilidade da solicitação de apta a operação.

O inverso também ocorre, ou seja, usinas de geração atrasam o cronograma de implantação em situações em que o sistema de transmissão está disponível.

Assim, com o objetivo de diminuir a defasagem entre as datas de conclusão dos empreendimentos de transmissão e de geração e melhorar a efetividade do processo fiscalizatório, a SFE e a SFG monitoram, de forma conjunta, os empreendimentos estratégicos que devem estar simultaneamente disponíveis para viabilizar a entrega de energia ao mercado consumidor.



A metodologia adotada identifica os empreendimentos estratégicos e define o procedimento diferenciado de monitoramento para estes empreendimentos.

Exclusivamente para o projeto, foi desenvolvido aplicativo informatizado que permite a integração automatizada entre os bancos de dados utilizados para o monitoramento de empreendimentos de transmissão (SIGET) e de geração.

### **3 – Critérios para identificação dos empreendimentos estratégicos**

Expomos abaixo os critérios para seleção de obras de transmissão com impacto em geração que são submetidas ao monitoramento conjunto.

#### C1: Potência outorgada associada ao ponto de conexão

A soma da potência das usinas de geração que serão conectadas em uma subestação é fator crítico na seleção de empreendimentos de transmissão prioritários para acompanhamento. Assim, as obras de novas subestações com potência outorgada de geração maior ou igual a 300 MW terão acompanhamento diferenciado por parte da fiscalização.

#### C2: Número de usinas de geração associadas ao ponto de conexão

A quantidade de usinas de geração que serão conectadas em uma subestação de transmissão é outro fator considerado na seleção de empreendimentos prioritários para serem acompanhados. Neste contexto, as obras de novas subestações com mais de 5 usinas de geração associadas terão acompanhamento diferenciado por parte da fiscalização.

#### C3: Descolamento de datas de operação

Está sendo monitorada a diferença entre a data estipulada para entrada em operação na outorga da geradora e a data prevista pela transmissora para entrada em operação. Caso a data prevista pela transmissora esteja adiantada em mais de 180 dias da data de outorga da geradora, a situação é considerada favorável. Se a data prevista pela transmissora estiver adiantada em menos de 180 dias ou atrasada em relação à data de outorga da geradora, a situação pode ser considerada desfavorável.

#### Índice de Prioridade

O índice de prioridade é calculado como a soma dos valores normalizados dos três critérios supracitados: potência, número de usinas e descolamento. Ou seja, para cada empreendimento, o índice de prioridade será composto pela soma da potência atendida (em MW) dividida por 300, do número de usinas dividido por 5 e do tempo de descolamento dos cronogramas (em dias) dividido por 180.

### **4 – Procedimento para monitoramento dos empreendimentos estratégicos**

Dentre os empreendimentos, são destacados os 20 prioritários de acordo com os índices de prioridade atualizados mensalmente.



**MonitoraGT**  
**Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação**  
**de Instalações de Geração e de Transmissão**

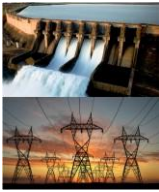
**JANEIRO/MARÇO**  
**2016**

Assim, o procedimento de fiscalização conjunta ocorre na seguinte sequência:

- a) Reunião mensal entre SFG e SFE, quando é atualizada a planilha de empreendimentos e definidos os 20 empreendimentos mais críticos.
- b) Para aqueles empreendimentos mapeados, são encaminhados ofícios aos agentes transmissores e geradores envolvidos solicitando informações detalhadas relativas ao processo de implantação dos empreendimentos, que contemplem, no mínimo, os seguintes itens: (i) execução em acordo com as características técnicas constantes do ato de outorga (ii) situação fundiária; (iii) licenciamento ambiental; (iv) recursos financeiros disponíveis; (v) equipamentos e serviços contratados; (vi) situação do processo de conexão; (vii) medição para faturamento; (viii) existência de obras e (ix) outras informações relevantes.
- c) Quando necessário, os agentes transmissores e geradores são convocados para reunião na Agência. Nessa reunião, os agentes devem apresentar a situação de suas obras, bem como os principais entraves que estejam impactando o cumprimento dos cronogramas de implantação. São incentivados o diálogo entre transmissores e geradores, bem como a busca de soluções concretas e viáveis para os problemas apresentados.
- d) Nas atividades rotineiras de monitoramento das superintendências e nas reuniões conjuntas, é acompanhada a evolução da execução das obras de geração e de transmissão e, também, o cumprimento de eventuais compromissos assumidos pelos agentes.
- e) Caso se considere necessário, é programada fiscalização conjunta *in loco* pelas superintendências.
- f) Trimestralmente é emitido relatório contendo as ações de acompanhamento conjunto realizadas no período.

**5 – Atividades desenvolvidas no período**

Reuniões	Data
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	26/1/2016
Reunião com Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS acerca dos impactos operativos e medidas mitigadoras da não concretização das obras outorgadas a holding ABENGOA	28/1/2016
Reunião com ONS acerca dos impactos operativos e medidas mitigadoras da não concretização das obras outorgadas a holding ABENGOA	19/2/2016
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	25/2/2016
Reunião com a Belo Monte Transmissora de Energia S.A – BMTE e Norte Brasil para tratar de solução alternativa das obras na SE Xingu sob responsabilidade da ATE XXI - Abengoa	4/3/2016
Reunião com ONS acerca dos impactos operativos e medidas mitigadoras da não concretização das obras outorgadas a holding ABENGOA	10/3/2016
Reunião com a ALUPAR Investimentos relativo ao impacto nas usinas eólicas causado pela paralisação da implantação de empreendimentos de transmissão da BraxEnergy na SE Aracati III	18/3/2016
Reunião com a RENOVA Energia relativa ao impacto nas usinas eólicas causado pela paralisação da implantação de empreendimentos de transmissão da ABENGOA	18/3/2016
Reunião Mensal do Monitoramento conjunto das instalações de transmissão e geração	21/3/2016



Ofícios	Classificação	Números
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	Operador	062/2016
Abengoa <i> Holding</i>	Transmissor	061 e 104/2016

## 6 – Pontos de atenção

A seguir relatamos os casos que requerem ações mais abrangentes que aquelas já em curso por parte das áreas de fiscalização técnica.

### Paralisação das Obras a cargo da ABENGOA

Em 26 de novembro de 2015, a empreiteira ABENGOA, que atualmente é responsável por 16 contratos de concessão de serviço público de energia elétrica, iniciou o processo *pre-concurso de credores* da Abengoa S.A. (Matriz) na Espanha. Em 26 de fevereiro de 2016, a ABENGOA entrou com um pedido de Recuperação Judicial no Brasil. Isso resultou na paralisação das suas obras o que gerou impacto significativo no processo de expansão do setor elétrico, uma vez que esses contratos totalizam mais de 5 mil quilômetros de Linhas de Transmissão em 500 kV, que escoariam a energia de diversos parques eólicos, solares e, principalmente, da UHE Belo Monte.

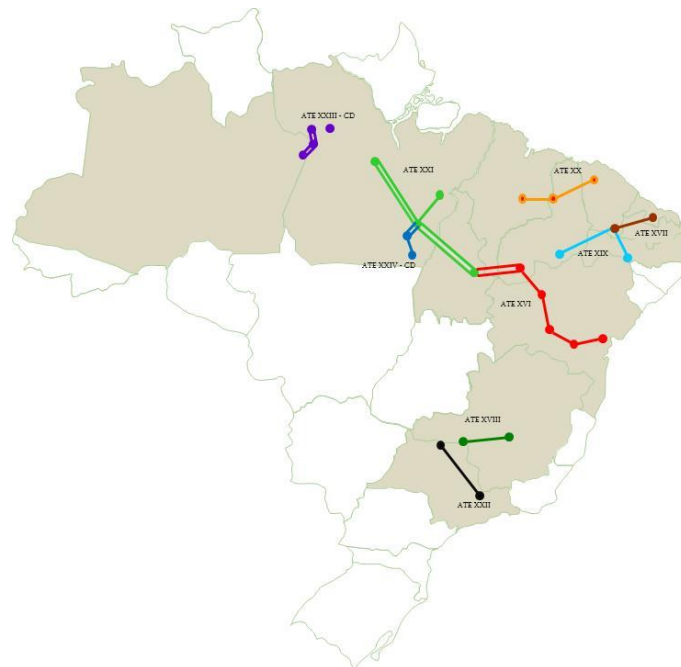


Figura 1 – Concessões da *holding* Abengoa (Fonte: SFE/ANEEL)

Em relação ao impacto no escoamento da geração da UHE Belo Monte, a paralisação das obras de responsabilidade da ABENGOA poderá causar a restrição na geração da UHE até a entrada do 1º Bipolo, que será construído por outra empresa, a Belo Monte Transmissora de Energia - BMTE.



**Empreendimentos de Transmissão da Abengoa que afetam a UHE Belo Monte**

<b>Linha de Transmissão</b>	<b>Contrato de Concessão</b>	<b>Data pelo Agente</b>	<b>Data estimada pela SFE</b>	<b>Data projetada pela SFE</b>	<b>Extensão (km)</b>	<b>Avanço Físico</b>
ATE XVI	001/2013	30/11/2016	30/11/2016	30/11/2016	1816	20%
ATE XVIII	006/2013	01/07/2018	01/07/2018	01/07/2018	383	0%
ATE XXI	013/2013	30/09/2017	30/09/2017	30/09/2017	1.761	0%
ATE XXII	002/2014	31/03/2017	31/03/2017	31/03/2017	373	4%

O atraso nas obras resultará em uma não otimização da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, seja por restrições aos intercâmbios entre as regiões do país ou devido a limitações ao despacho de usinas. No entanto, tal problema não implicará em uma possível interrupção de carga e sim no aumento dos custos de operação do sistema.

Quanto à UHE Belo Monte, destacamos que a Unidade Geradora 1, de 611,1 MW de potência instalada, teve o início da operação em teste liberado a partir do dia 23 de março de 2016, por meio do Despacho nº 706, de 22 de março de 2016.

Ainda em relação à UHE Belo Monte, ressaltamos que o início da operação comercial desta unidade geradora está previsto para maio de 2016. Ademais, a unidade geradora 1 da Casa de Força Complementar, Pimental, foi liberada para operação em teste a partir do dia 1º de abril de 2016 por meio do Despacho nº 804, de 31 de março de 2016. O início da operação comercial desta unidade geradora está previsto para abril de 2016.

Outros empreendimentos prejudicados pelo processo de *pre-concurso de credores* da ABENGOA são as usinas eólicas e solares que dependem das instalações a serem implantadas pela empresa para o escoamento de energia. Esse problema foi alvo de diversas reuniões internas e com os agentes envolvidos.

Como forma de minimizar o problema, a ANEEL requereu ao ONS<sup>1</sup> a realização de estudos no sentido de identificar medidas operativas e/ou reforços em instalações terceiros que tivessem potencial de reduzir os impactos provocados pela paralisação das obras da ABENGOA. O ONS e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentaram uma série de medidas mitigadoras<sup>2</sup>, dentre as quais destacamos:

- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Xingu, a cargo da BMTE, de forma a permitir a conexão do 1º bipolo de corrente contínua Xingu – Estreito;
- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Gilbués, de forma a permitir a conexão de Unidades Fotovoltaicas e aumentar a confiabilidade de atendimento de cargas derivadas dessa subestação;
- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Barreiras II, de forma a evitar restrição de geração e corte de carga em regime;

<sup>1</sup> Ofícios nº 0584/2015-SFE/ANEEL, de 8 de dezembro de 2015; e 0062/2016-SFE/ANEEL, de 5 de fevereiro de 2016.

<sup>2</sup> Ofícios nº 0395\_EPE\_/2016 e Carta ONS-0367/100/2016, de 7 de março de 2016.



- Viabilização da entrada em operação das seções de barramentos de 500 kV da SE Açú III, de forma a eliminar restrição de geração em contingência simples.

As medidas elencadas possuem potencial de eliminar as restrições de geração e/ou os cortes de carga na ordem de 4,45 GW.

#### Sistema para escoamento de energia do Complexo Teles Pires

O sistema para escoamento de energia das UHEs Teles Pires e Colider é composto pela “LT 500 KV Paranaíta – Cláudia – Paranatinga – Ribeirãozinho C1 e C2 – SEs Paranaíta; Cláudia e Paranatinga – 1º e 2º Circuito” outorgadas para a TP Norte (Contrato de Concessão n.º 012/2012) e pelas “LT’s 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde N. C3, Rio Verde N. – Marimbondo II CD, SE Marimbondo II” outorgadas para a TP Sul (Contrato de Concessão n.º 013/2012).

Face ao atraso das instalações de transmissão, a TP Norte, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.050/2015, recebeu uma segunda outorga para construção de uma solução alternativa para escoamento da UHE Teles Pires por meio da construção de um TAP em 500 kV ligando a SE Sinop e LT 500 kV Cláudia – Paranatinga. A obra para essa solução provisória foi concluída no dia 6/10/2015, permitindo o despacho de até dois geradores da UHE Teles Pires. Atualmente, as unidades geradoras UG1 e UG2 encontram-se em operação comercial desde 7/11/2015 e 30/12/2015, respectivamente.

As obras do trecho de Paranaíta à Paranatinga (TP Norte - Contrato de Concessão n.º 012/2012), necessária para o devido escoamento desta alternativa, estão atrasadas, com data de conclusão projetada pelo agente para até 30/5/2016. As obras da Guaraciaba (TP Sul - Contrato de Concessão nº 013/2012) tem data de conclusão projetada pela fiscalização para 24/6/2016, considerando o histórico de produtividade da empresa. As datas projetadas pela fiscalização foram revisadas em relação ao último relatório trimestral, considerando-se os métodos previsores utilizados, refletindo a incapacidade da concessionária de cumprimento dos prazos anteriormente apontados.

Esses empreendimentos estão sendo monitorados por meio de reuniões e relatórios de situação semanais, além de inspeções de campo mensais. Atualmente, a TP Norte declara 98,9% de avanço físico e a TP Sul 91,3% de avanço físico.

#### 3º Circuito do Complexo Teles Pires

O 3º circuito da SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho, que será responsável por auxiliar o escoamento da energia gerada pelas UHEs Teles Pires, São Manoel, Sinop e Colíder, foi objeto de três leilões, porém o lote deste empreendimento não obteve propostas das empresas atuantes no mercado.

Com intuito de verificar o impacto da falta desse circuito no escoamento das usinas do Complexo Teles Pires a ANEEL solicitou que o ONS analisasse como ficaria a operação do sistema utilizando somente os 2 circuitos já em fase final de obras.



Conforme informado pelo ONS existem duas possibilidades de configurações que não dependem do terceiro circuito para escoar a energia gerada pelo complexo. A primeira, com 2 circuitos de 500 kV e geração total igual ou menor que 3.220 MW, e a segunda, com 2 circuitos de 500 kV com seccionamento na SE Sinop e geração total igual ou menor que 3.220 MW.

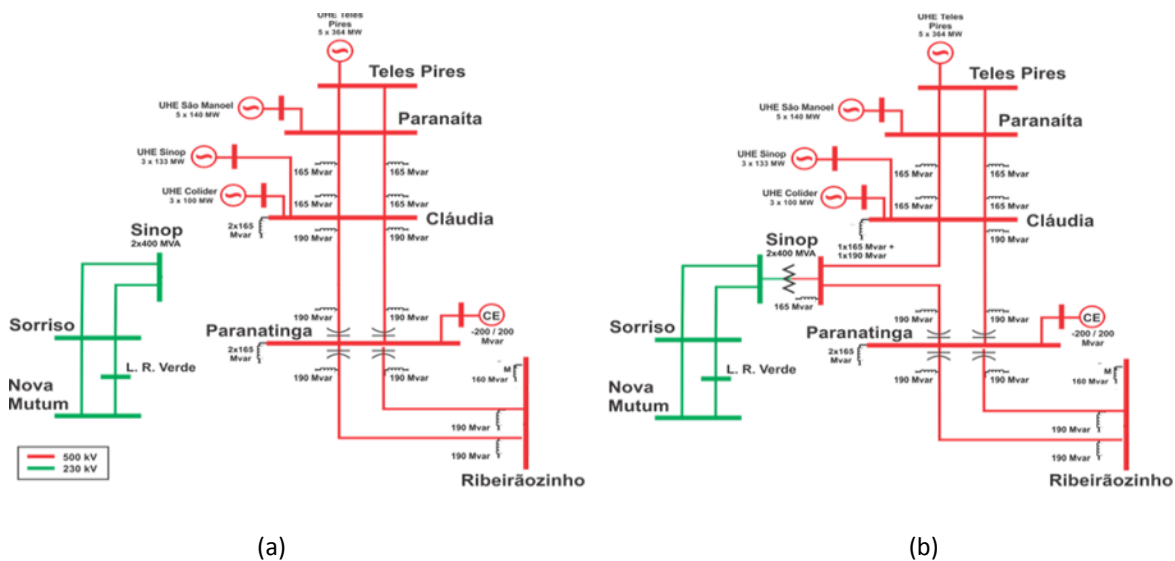


Figura 2 – Sistema de Transmissão do Complexo Teles Pires (Fonte: ONS)

Em ambas as configurações é possível alocar toda a geração do Complexo Teles Pires com despacho de 100% (3.220 MW), no período úmido, onde a configuração com seccionamento (Fig. 2b) possui vantagem operativa em relação à outra (Fig. 2a). O ONS informou também que, no período úmido, a perda simples do tronco de 500 kV com despachos elevados no complexo, leva a perda de sincronismo das unidades geradoras, mesmo considerando a instalação de Sistema Especial de Proteção – SEP. Nessa situação será necessário isolar toda a geração do complexo Teles Pires do SIN, mediante atuação dos SEPs ou da utilização de Proteção de Perda de Sincronismo – PPS.

Resumidamente, o Operador do Sistema Elétrico informou que o escoamento da geração dessas usinas será possível sem qualquer restrição mesmo antes da entrada em operação do 3º circuito. Contudo, para o feito, o sistema de transmissão com mais de mil quilômetros de extensão ficará sem redundância (N-0), a depender dos volumes hídricos observados, por cerca de 3 anos. Essa situação, possivelmente, levará o sistema de geração a sofrer interrupções em frequência indesejável. Importante também destacar que, por meio de estudos elétricos, o ONS afirmou que mesmo nessa situação atípica de operação não haverá interrupções no atendimento de cargas do SIN.

O 3º circuito da SE Paranaíta até a SE Ribeirãozinho está incluso no lote C do leilão 013/2015, cuja sessão pública tem previsão de realização em 13/4/2016.





Sistema para escoamento de energia das UHEs Santo Antônio e Jirau

2º Bipolo do Madeira

O sistema de transmissão que interliga as UHEs Jirau (3.750 MW) e Santo Antônio (3.568 MW) à subestação Araraquara 2 (SP) é caracterizado por dois Bipolos de corrente contínua. Atualmente, somente o 1º Bipolo está operando e com isso a capacidade de escoamento direto para o Sudeste fica limitada a 3.150 MW. Conforme o ONS, com a entrada do 2º Bipolo, a capacidade para escoamento das usinas do Complexo do Rio Madeira diretamente para o sudeste passará a ser limitada pela capacidade nominal do sistema receptor na SE Araraquara 2.

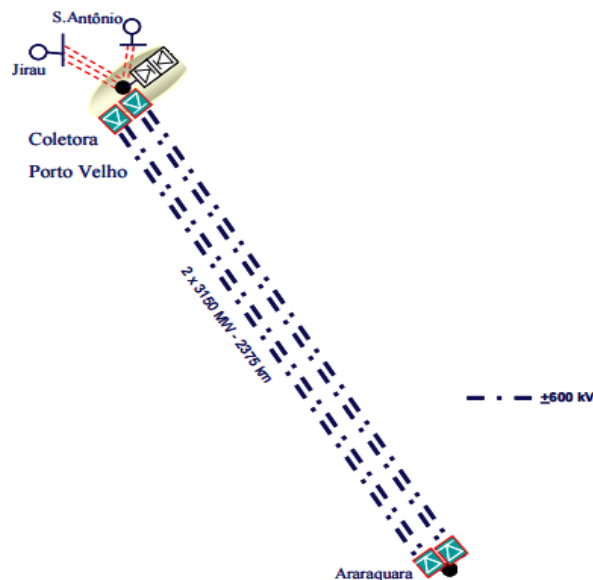


Figura 3 – Diagrama Simplificado CC (02 Bipolos) entre as SE's Porto Velho e Araraquara (Fonte: ANEEL)

Cabe destacar que, além do escoamento direto para o Sudeste há também o escoamento por meio da SE Porto Velho, que transmite, em corrente alternada, a energia produzida por essas usinas para o Norte e para o Sudeste (Figura 4).

Atualmente, dos 7.318 MW de potência instalada das UHEs Jirau e Santo Antônio, 5.864,72 MW já se encontram em operação comercial. Porém, o escoamento total dessa potência está impossibilitado uma vez que os testes de energização do 2º Bipolo ainda não foi finalizado.

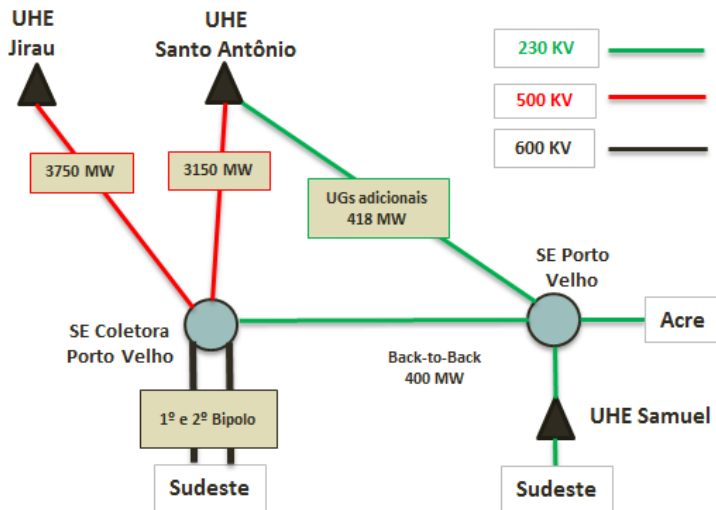


Figura 4 – Diagrama contendo as linhas de transmissão (Fonte: SFG/ANEEL)

Os testes no 2º Bipolo estão sendo realizados em duas etapas: inicialmente o polo 4 e posteriormente o polo 3. Os testes no polo 4 estão em fase de conclusão e devem elevar a capacidade de transmissão do sistema de corrente contínua para 5.500 MW. Os testes no polo 3 serão iniciados na sequência.

Portanto, como pode ser observado no gráfico abaixo, a geração das usinas do Rio Madeira ficará limitada enquanto os testes do 2º Bipolo não forem finalizados.

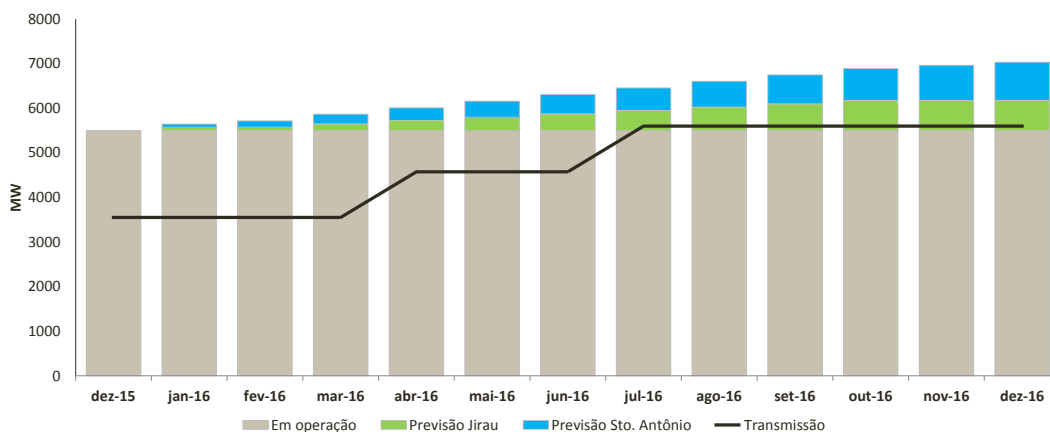


Figura 5 – Acompanhamento e Previsão das Usinas e Linha de Transmissão do Complexo do Rio Madeira (Fonte: SFG/ANEEL)

Pelo gráfico acima, que foi elaborado utilizando informações do ONS, conclui-se também que mesmo após a entrada do 2º Bipolo o escoamento máximo por este sistema de transmissão não atingirá sua capacidade nominal de 6.300 MW, pois ainda há necessidade de conclusão das obras no sistema receptor na SE Araraquara 2. Tais obras ficarão prontas somente em 2017. Portanto para o ano de 2016 a capacidade de escoamento da geração das UHEs Jirau e Santo Antônio ficará limitada a cerca de 5.600 MW, sendo 4.900 MW para o Sudeste pelo Sistema de Corrente Contínua e os outros 700 MW para a região Acre e Rondônia pelo sistema de corrente alternada.



Cabe informar também que a restrição ao escoamento da geração dessas usinas será minimizada durante o período seco do Rio Madeira, que, de acordo com o monitoramento fluviométrico, se estende de junho/16 a março/17.

#### Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas no Rio Grande do Norte

##### SE Lagoa Nova II

O empreendimento “*LT 230 kV Paraíso – Lagoa Nova II e SE 230/69 kV Lagoa Nova II*”, outorgado à Chesf, está com a Subestação concluída e energizada provisoriamente via seccionamento da LT 230 kV Açú II - Paraíso C1, de propriedade da TAESA, porém a Linha de Transmissão ainda está sendo construída. O avanço físico total deste empreendimento é de 60% e tem data de conclusão projetada pela fiscalização para 30/09/2016. Em relação ao relatório anterior não houve avanço físico, mas a concessionária informa que está trabalhando em etapas prévias que não são contabilizadas no percentual de avanço total.

Após a energização provisória da SE, que se efetivou em 21 de dezembro de 2015, foi possível a liberação para entrada em operação das usinas eólicas conectadas nesse empreendimento de transmissão. Portanto as EOLs Calango 1 a 5, totalizando 150 MW, de propriedade da Neoenergia e Força Eólica do Brasil e as EOLs Lanchinha e Pelado, totalizando 48 MW, de propriedade da Gestamp, que haviam sido reconhecidas aptas a entrar em operação a partir de 1º de setembro de 2013 (EOLs Calango 1 a 5) e de 16 de janeiro de 2015 (EOLs Lanchinha e Pelado) ficaram liberadas para solicitar operação comercial.

Ademais, no dia 4 de janeiro de 2016, a SFG/ANEEL publicou o Despacho n.º 4.164, de 31 de dezembro de 2015, estabelecendo, para as usinas citadas no parágrafo acima, que o prazo para obtenção da operação comercial terminará em 30 dias a partir da publicação desse Despacho, visto o início da operação integrada ao SIN da subestação Lagoa Nova II. Esse Despacho também declarou que após os 30 dias os Despachos que reconheceram essas usinas como aptas ficam revogados.

Ressalta-se que o Despacho n° 255, de 29 de janeiro de 2016, liberou as EOLs Calango 1 a 5 para início da operação comercial a partir de 30/01/2016. Destaca-se também que os Despachos n° 418 e 419, de 19 de fevereiro de 2016, liberaram o início da operação comercial da EOL Lanchinha e EOL Pelado, respectivamente, a partir de 20/02/2016.

##### SE Touros II

O empreendimento “*SE Touros / LT 230 kV Ceará-Mirim II - Touros*” (Contrato de Concessão n.º 018/2012) outorgado à Chesf, está com 66% de avanço físico e com previsão informada pelo agente de entrar em operação em 30/05/2016. Tendo em vista que a LI do empreendimento foi obtida somente em 04/09/2015 e considerando: o tempo médio de execução de empreendimentos de transmissão; os pontos críticos conhecidos; e a característica técnica das obras relacionadas, a fiscalização estima que esse empreendimento não fique pronto antes da data de 26/05/2016. Este prazo foi revisado em relação ao relatório anterior visto o avanço físico apresentado no empreendimento, que saltou de 52% para 66%.



Ressalta-se que as EOLs Reduto, Carnaúbas, Santo Cristo e São João, totalizando 108 MW de potência instalada, de propriedade da Voltalia, foram reconhecidas aptas a entrar em operação no mês de junho de 2015.

#### Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas na Bahia

##### SE Pindaí II – Igaporã III

O empreendimento “SE 500/230 kV Igaporã III; SE 230/69 kV Pindaí II (ICG) e LTs 230 kV – Pindaí-Igaporã” (Contrato de Concessão n.º 019/2012) foi outorgado à Chesf e está com 95% de avanço físico e com previsão para entrar em operação em 30 de abril de 2016. Para conclusão do empreendimento resta apenas o seccionamento do circuito LT 500 kV B.J.LAPA II /IBICOARA C-1.

Atualmente não há empecilho para a conexão dessas usinas na SE, inclusive as EOLs Borgo, Caetité, Espigão, Pelourinho e Serra do Espinhaço, bem como as EOLs Angical, Caititu, Coqueirinho Corrupião, Inhambu, Tamanduá Mirim e Teiu, já estão em operação comercial.

##### SE Morro do Chapéu II

O empreendimento “LT 230 kV Morro do Chapéu II – Irecê e SE 230/69 kV Morro do Chapéu II” Contrato de Concessão n.º 009/2011), outorgado à Chesf, está com avanço físico de 45%.

O agente prevê concluir o empreendimento em 30/7/2016. No entanto, baseado no tempo médio de execução de empreendimentos de transmissão, a fiscalização projeta a conclusão do empreendimento para 22/11/2016. Importante destacar que essa obra apresentou significativo avanço físico no trimestre, o que provocou uma antecipação de pouco mais de três meses na projeção de conclusão da fiscalização.

Ressalta-se que devido ao atraso nas obras desse empreendimento as EOLs Cristal, São Judas, Primavera, Damascena, Maniçoba e Esperança, totalizando 178 MW de capacidade instalada, de propriedade da Enel Green Power, foram reconhecidas como aptas a entrar em operação.

#### Sistema para escoamento de energia das EOLs instaladas no Ceará

##### SE Ibiapina II

O empreendimento “SE 230/69 kV Ibiapina II” (Contrato de Concessão n.º 010/2011), outorgado à Chesf, está com o fundiário liberado e com licença de instalação emitida desde 17/1/2014. Além disso, a obra obteve liberação do IPHAN em 30/9/2014 e a ordem de início de serviço (OIS) foi emitida em 10/12/2015. Estima-se o avanço físico da obra em 65%. A situação financeira adversa da Insel, consorciada da Alstom (GE) pode comprometer o cronograma de execução da montagem. Houve postergação da aquisição dos cabos de controle, barramento e aterramento. O Agente prevê a conclusão para 30/06/2016, entretanto, de acordo com os modelos analíticos utilizados pela fiscalização, projeta-se a conclusão da obra para 30/10/2016.



Ressalta-se que a EOL Malhadinha I (23,1 MW), de propriedade da Bons Ventos da Serra, foi reconhecida apta a entrar em operação a partir de 30 de dezembro de 2014.

Ademais, as EOLs Ventos de Tianguá, Ventos de Tianguá Norte, Ventos do Parazinho, Vento Formoso e Ventos do Morro do Chapéu, totalizando 150 MW, de propriedade da Casa dos Ventos, poderão ser impactadas pelo atraso dessa conexão.

Cabe destacar que, apesar das EOLs Ventos de Santa Rosa, Ventos de Santo Inácio, Ventos de Sebastião e Ventos de São Geraldo, totalizando 120 MW, de propriedade da Energimp, conectarem na SE Ibiapina II, estes empreendimentos de geração devem atrasar a entrada em operação comercial em razão da recuperação judicial que envolve o fornecedor de aerogeradores WPE/Impsa. A previsão da SFG para a entrada em operação dessas usinas é março de 2019.

#### SE Aracati III

A SE Aracati III foi planejada e estava no escopo do Contrato de Concessão nº 013/2014-ANEEL. Contudo, o concessionário outorgado não desenvolveu o empreendimento o que levou a Aneel a instruir processo administrativo<sup>3</sup> que pode resultar na recomendação de declaração de caducidade da concessão por parte do poder concedente. Atualmente, a continuidade do processo está em instrução no Ministério de Minas e Energia - MME.

Estão previstos para se conectar na subestação as EOLs Ubatuba, Goiabeira, Santa Catarina, Ventos do Horizonte e Pitombeira, que totalizam 98,7 MW. Por meio do Despacho nº 690, de 21 de março de 2016, EOL Pitombeira foi liberada como apta à operação comercial. Encontra-se em análise na Agência o pedido de apta das EOLs Santa Catarina e Ventos do Horizonte.

Tendo em vista a possível caducidade em curso, está sendo avaliada a conexão das EOLs na SE Russas, por meio de Instalações de Interesse Exclusivo e de Caráter Individual das Centrais de Geração -IEG.

#### Sistema para escoamento de energia das UTEs Rio Grande, Novo Tempo e Pampa Sul

As usinas térmicas a gás natural: UTE Rio Grande, a ser instalada no município de Rio Grande (RS), e UTE Novo Tempo, projetada para ser construída em Suape (PE), cada uma com 1.238 MW de potência, bem como a UTE Pampa Sul, a ser instalada no município de Candiota (RS), com 340 MW de potência, foram negociadas no 20º Leilão de Energia Nova A-5 (Nº 06/2014), com suprimento para janeiro de 2019. A construção das UTEs Rio Grande e Novo Tempo não foi ainda iniciada. Quanto à UTE Pampa Sul, a construção do empreendimento foi iniciada em dezembro/2015, possui 2,58% de evolução das obras e atualmente a previsão SFG para início da operação comercial é abril/2019.

As conexões descritas abaixo são essenciais para o pleno escoamento da energia das usinas nas datas pactuadas.

---

<sup>3</sup> Processo nº 48500.004907/2014-47



### SE Suape II – SE Recife II

O empreendimento “LT 500 kV Recife II - Suape II C2” (Contrato de Concessão n.º 018/2012) foi outorgado à Chesf e a licença de instalação está prevista para ser emitida em 15/6/2016. A Licença prévia foi emitida pela CPRH no dia 2/7/2015, com uma grande quantidade de condicionantes, cujo impacto está sendo avaliado pelas áreas ambiental e jurídica da Chesf, sendo inclusive requerida nova mudança de traçado. Face à instabilidade geológica do terreno da SE Suape II, a solução técnica para contenção do talude, compreenderá a aquisição de novo lote de terreno contíguo à área atual da SE Suape II e a execução de serviços de terraplenagem para suavização do talude. A Chesf está realizando negociações com o proprietário do terreno, visando sua aquisição, porém há dificuldade nessa negociação. A Chesf necessitará efetuar novo processo licitatório para a contratação de empresa, visando à implantação da LT 500 kV Recife II / Suape II C2, uma vez que o contrato original teve sua vigência expirada.

O atraso dessa conexão poderá impactar a operação da UTE Novo Tempo, no caso de contingência da única LT 500 kV Suape II - Recife II. Nessa situação, para não gerar qualquer restrição, a UTE Novo Tempo somente poderia ser despachada com 510 MW.

### SE Candiota 2

Os empreendimentos “Escoamento de eólicas no RS” e “Integração do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul” (Contrato de Concessão n.º 001/2015) foram outorgados à ELETROSUL. A previsão de emissão da LI é de 29/3/2016. A concessionária prevê a conclusão dos empreendimentos em 6/3/2018. A data declarada pela transmissora é factível segundo os critérios de avaliação da fiscalização.

Além do impacto nas eólicas a serem implantadas no Rio Grande do Sul, a ausência desse empreendimento de transmissão poderá impedir o escoamento da única unidade geradora (340 MW) da UTE Pampa Sul, devido a restrições de desempenho em contingências da Rede Básica.

### SE Povo Novo

O empreendimento “SE Povo Novo - 2º banco de autotransformadores 525/230 kV - 3x224 MVA e conexões” (REA n.º 4916/2014) foi outorgado à TSLE e o agente prevê concluir o empreendimento em 25 de novembro de 2016. A data declarada pela transmissora é factível segundo os critérios de avaliação da fiscalização.

O atraso dessa conexão poderá impactar a entrada em operação da UTE Rio Grande, não sendo possível a integração de qualquer unidade geradora dessa usina.

## **7 – Considerações Finais**

Por meio do presente relatório, a SFE e a SFG apresentam a situação detalhada dos principais problemas relacionados aos descasamentos de cronogramas entre empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica observados no período de análise.