



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

CB/GPL/15

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL: A QUESTÃO DA TRANSMISSÃO COM ENFOQUE NAS INSTALAÇÕES COMPARTILHADAS DE GERAÇÃO

**VALLIM, A.N. (*)
COPPE / UFRJ**

**DUTRA, R.M.
COPPE / UFRJ**

**JÚNIOR, A.O.P.
COPPE / UFRJ**

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo abordar a questão da transmissão especificamente com relação ao emprego de Instalações Compartilhadas de Geração (ICGs), solução adotada com o intuito de minimizar os custos de conexão dos parques eólicos ao SIN. Foi realizada análise dos leilões de transmissão para contratação das ICGs, avaliando-se sua efetividade no atendimento aos prazos contratuais de implantação bem como dos prazos de entrada em operação dos parques eólicos a elas conectadas. Diante dos atrasos de implantação observados, foram apontados e analisados os principais motivos. Concluiu-se que as ICGs devem ser mantidas e a sua metodologia de implementação revista.

PALAVRAS-CHAVE

Transmissão, Eólica, ICG, Instalação Compartilhada de Geração

1.0 - INTRODUÇÃO

A viabilidade e a confiabilidade da fonte eólica já foram atestadas pelos resultados das operações dos parques, cujo fator de capacidade médio nos últimos anos tem sido um dos maiores do mundo [1]. Recentemente com a COP 21, realizada em Paris, o discurso pela sustentabilidade e redução de emissão de CO₂ continua ganhando projeção no cenário global e a energia eólica, enquanto fonte renovável, ganha força no cenário mundial.

Além de colaborar com a preservação ambiental, a fonte eólica em virtude de proporcionar compatibilidade com outros usos da terra, ajuda no processo de desenvolvimento social e econômico de regiões carentes no Brasil. Adicionalmente, a energia proveniente da fonte eólica possui papel fundamental na matriz elétrica brasileira por ser complementar à energia gerada por hidrelétricas, principal fonte de geração de energia no Brasil. Diante do exposto, a previsão é que a participação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira continue crescendo e, apesar de se tratar de uma fonte nova, grande parte dos obstáculos relacionados à cadeia produtiva já foram superados com a consolidação e crescimento da produção local de componentes.

Observa-se o empenho do setor quanto a: melhoria da mão de obra através de capacitação; soluções logísticas para transporte de peças e componentes, busca por novas formas de financiamentos e de mitigação dos riscos através da segurança jurídica e de novos tipos de seguros; realização de mapeamento, medição e previsão de ventos, bem como de estudos para a adequação e o aumento da performance dos aerogeradores às características do vento brasileiro, etc. Porém, um dos obstáculos ainda existentes, que não é exclusivo para esta fonte, mas de grande importância, uma vez que apresenta influência direta na expansão e na competitividade da energia eólica, são questões que se refere à transmissão.

Devido à dispersão geográfica dos parques eólicos e sua localização usualmente distante dos centros de consumo, a questão de conexão à rede básica ainda consiste em um desafio, principalmente pelo fato da quantidade da energia gerada poder ser relativamente pequena, representando assim as Instalações de Transmissão de Interesse Restrito das Centrais de Geração um custo elevado em relação ao custo total do empreendimento.

Ainda em 2009, quando foi iniciada a contratação de parques eólicos através de leilões de energia, uma das opções encontradas para minimizar tais custos e equacionar este problema foi a criação de uma sistemática para a contratação de Instalações de Geração Compartilhadas (ICGs), que são estações coletoras compartilhadas de energia, mediante certame de transmissão vinculado ao leilão de geração, permitindo assim que os parques contratados pudessem compartilhar os custos de conexão à rede básica, conforme já utilizado para usinas térmicas à biomassa em 2008. Porém, foram registrados e noticiados pela mídia nos últimos anos inúmeros atrasos na entrada em operação destas instalações compartilhadas negociadas entre 2009 e 2012, inclusive onde algumas ainda não se encontram energizadas até hoje, provocando consequentemente atrasos de geração comercial de parques eólicos a elas conectados.

Em virtude de cláusula contratual existente nos certames de energia deste período, o risco do atraso da conexão não recaía no empreendedor de geração, desta forma, caso o mesmo comprovasse que se encontrava apto para operação comercial, não o podendo fazer apenas por falta do sistema para escoamento de sua produção, teria garantida a receita contratual prevista, a ser paga pelo consumidor, independentemente de estar operando ou não.

Diante destes atrasos, desde 2012, as diretrizes dos leilões de energia foram revisadas, repassando o risco de conexão ao empreendedor de geração, permitindo apenas que sejam leiloados os parques eólicos que apresentem comprovadamente condições de escoamento da energia gerada através das folgas ainda existentes nas ICGs, subestações e linhas de transmissão implantadas ou já contratadas, evitando-se desta forma que os problemas ocorridos no passado voltassem a acontecer.

Perante o contexto apresentado, este informe tem por objetivo constatar e entender o funcionamento da sistemática aplicada para a contratação das Instalações Compartilhadas de Geração (ICGs), verificar quais haviam sido identificadas nos estudos da EPE e as que foram contratadas nos certames de transmissão, quantificar os atrasos ocorridos durante a implementação das ICGs bem como de suas linhas de transmissão.

2.0 - A INSTALAÇÃO COMPARTILHADA DE GERAÇÃO (ICG) PARA EMPREENDIMENTOS EÓLICOS

O acesso dos empreendimentos de geração de energia elétrica ao sistema elétrico brasileiro pode ser feito de três diferentes formas: diretamente na Rede Básica, na Rede de Distribuição ou na Rede Básica por meio de Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG. Em todos os casos os custos referentes à conexão são de responsabilidade do acessante e na situação do acesso ser feito de forma compartilhada, utilizando instalações de propriedade dos acessantes, os custos são divididos conforme acordado entre as partes [2].

No caso de conexão direta à Rede Básica existente, os novos acessos se dão por meio de conexão de propriedade do empreendimento de geração, individual ou em caráter compartilhado, ou de propriedade da concessionária de transmissão. Este acesso pode se dar através do seccionamento de uma linha de transmissão ou da conexão em uma subestação existente (em caráter exclusivo ou compartilhado). Quando os novos acessos ocorrem diretamente ao Sistema de Distribuição as conexões somente serão de propriedade dos empreendimentos de geração. E por último, o acesso poderá ocorrer a Rede Básica por meio de uma Instalação Compartilhada por Geradores (ICG), de responsabilidade dos acessantes e objeto de leilão conduzido pela Aneel, cuja regulamentação foi estabelecida através do Decreto nº 6.460/2008 [3] e complementada pela Resolução Normativa nº 320/2008¹ [4].

Tais instalações são de responsabilidade do Concessionário de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica detentor da instalação de Rede Básica a que estiverem conectadas e tem por objetivo de viabilizar a expansão da capacidade de geração instalada a partir de fontes alternativas em regiões com pouca ou nenhuma capilaridade de redes de transmissão e de subtransmissão [5]. Tais instalações foram a leilão pela primeira vez em novembro/2008 para conectar as UTEs à Biomassa contratadas no 1º LER de ago/2008.

Considerando que a conexão das fazendas eólicas às redes de transmissão e distribuição de energia constituía uma potencial barreira para a inserção da energia eólica no grid brasileiro, estratégias de conexão foram desenvolvidas na tentativa de mitigar tal problema. Isto ocorre, pois, dependendo da localização de um empreendimento eólico com relação ao ponto de conexão à Rede Básica existente, os custos necessários para a sua conexão ao SIN poderiam ser bastante representativos frente ao custo total do empreendimento, prejudicando ou até comprometendo sua viabilidade econômica. Desta forma, uma das soluções apresentadas se baseava no

¹ Estabelece os critérios para classificação das ICGs e regulamenta a Chamadas Públicas visando o planejamento do setor.

conceito de otimização da transmissão através do compartilhamento de instalações (linhas de transmissão e subestações coletoras), que permitia o compartilhamento dos custos de acesso, minimizando assimetrias entre os empreendimentos [6]. O compartilhamento da transmissão proporciona economia de escala de investimentos por considerar a construção de algumas linhas com maior capacidade em detrimento de inúmeras linhas de menor capacidade. Tal conceito ainda pode ser aplicado ao compartilhamento não somente por empreendimentos eólicos, dado que seu fator de capacidade não proporciona uso eficiente das instalações, podendo ser partilhado ainda com outras fontes [7].

Pelo fato do compartilhamento das instalações de transmissão representar uma otimização na distribuição da energia elétrica, minimiza o impacto ambiental referente a transmissão, uma vez que evita a implantação de diversas linhas de transmissão, e conseqüentemente, reduz a demanda dos órgãos competentes responsáveis pelo licenciamento ambiental.

De acordo com o artigo segundo da Resolução Normativa anteriormente citada “são classificadas como ICGs as instalações de transmissão, não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica, definidas por chamada pública a ser realizada pela Aneel e licitadas em conjunto com as instalações de Rede Básica para duas ou mais centrais de geração. São consideradas ICGs os barramentos, linhas de transmissão, transformadores de potência, inclusive aqueles com lado de alta tensão em nível de Rede Básica e lado de baixa tensão com nível inferior a 230 kV e suas conexões, bem como equipamentos de subestação não classificados como instalações de Rede Básica”. Os conceitos referentes a SE Coletora, SE Subcoletora (ICG) e Instalações de Interesse Exclusivo (IEG) podem ser compreendidos através da Figura 1.

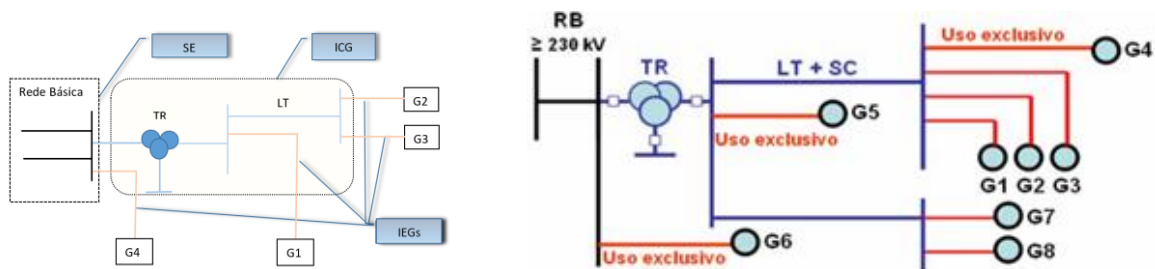


FIGURA 1 – Estrutura de conexão à Rede Básica com uso de ICG

Na Figura 1 ainda é possível observar que todas as geradoras, com exceção a G6 se utilizam da conexão compartilhada (ICG) para conexão à rede básica. As geradoras G1, G2, G3 e G4 compartilham além da SE subcoletora a linha de transmissão até a SE coletora. As geradoras G7 e G8 também se encontram conectadas de forma compartilhada, porém compartilham outra linha de transmissão e o mesmo barramento da SE subcoletora. Quanto a geradora G5, a mesma se conecta na ICG diretamente no barramento compartilhado que se localiza junto a SE Coletora (< 230kV), ou seja, utiliza apenas o transformador elevador da ICG para conexão, enquanto as demais se beneficiam do compartilhamento de linha de transmissão. Em função dos distintos compartilhamentos, também são distintos os investimentos e tarifas de uso referente às instalações compartilhadas.

A remuneração das ICGs se faz por meio do encargo de conexão a ser pago pelas centrais de geração que utilizarão a conexão e conforme previsto no contrato de conexão às instalações de transmissão feito junto a transmissora. Após o período do contrato junto às transmissoras, as instalações compartilhadas de geração em 69 kV são transferidas, sem ônus, para as respectivas concessionárias de distribuição, porém os transformadores de potência 230/69 kV e suas conexões permanecem na concessão da transmissora [8].

2.1 A sistemática de contratação dos parques eólicos e de seus sistemas de conexão associados

Observando-se o preço da energia contratada no 8º LEN (A-3) de agosto/2009, em que participaram PCHs e térmicas, e cujo preço teto da época foi de R\$ 146,00/MWh para as demais fontes (exceto hídrica), valor este considerado muito baixo e que acarretou em baixa oferta, começou a ser contestado o paradigma quanto a eólica ser uma fonte cara e que necessitava de incentivo governamental². Neste momento foi vislumbrada a oportunidade de realização de um leilão com a participação da fonte eólica, que culminou na realização de um leilão exclusivo para esta fonte.

O novo modelo de comercialização de energia proveniente de empreendimentos eólicos foi testado no 2º LER realizado em dezembro de 2009. Ainda com o objetivo de que este leilão fosse um sucesso, o governo implementou, além do novo modelo, diversas medidas ante o certame [9] tais como: desoneração fiscal direta e

² Os primeiros megawatts contratados de energia eólica se deram em 2002 mediante tarifa incentivada através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

indireta, aumento do prazo de contratação de venda da fonte de 15 anos para 20 anos, direito sobre os créditos de carbono gerados pelos empreendimentos e ainda a possibilidade de conexão à rede utilizando-se as subestações coletoras do sistema de transmissão (ICGs), similar ao utilizado para biomassa no 1º LER, o que permitiria a redução de custos do empreendedor quanto à transmissão. Na Figura 2 é apresentado o fluxograma de atividades para contratação de energia eólica optando-se pelo uso de ICGs.

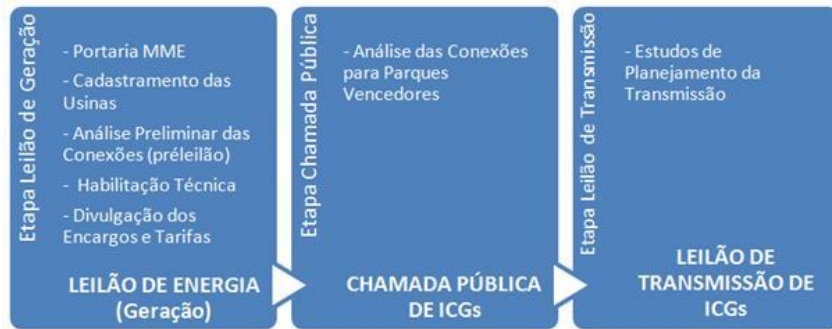


FIGURA 2 – Fluxograma de atividades de contratação de energia eólica com uso de ICGs

Ressalta-se que neste trabalho foi tomada como referência a etapa final do processo, que consiste no Leilão de Transmissão da ICG, de sua linha de transmissão associada bem como das demais instalações da Rede Básica necessárias ao reforço do sistema de transmissão, considerando a energia adicionada através dos leilões de energia, conforme apresentado a seguir:

- 1º Leilão de Transmissão (nº 06/2010) - Leilão de Energia: 2º LER 2009
- 2º Leilão de Transmissão (nº 01/2011) - Leilões de Energia: 3º LER 2010 e 2º LFA 2010
- 3º Leilão de Transmissão (nº 03/2012) - Leilões de Energia: 12º LEN e 4º LER 2011
- 4º Leilão de Transmissão (nº 13/2013) - Leilão de Energia: 13º LEN 2011

Para o leilão A-5, realizado em 2012 (15º LEN), de acordo com o artigo oitavo apresentado na Portaria do MME nº 136/2012 [10], apesar da solicitação de que o empreendedor interessado na conexão através de ICG informasse quando do cadastramento para participação do leilão de geração, não havia mais o compromisso de realização de Chamada Pública. A EPE frente aos interessados iria avaliar a possibilidade de realização de chamada pública em até 60 dias após o certame, porém sem garantias de sua realização. Ainda neste artigo, no parágrafo terceiro, é ressaltada a necessidade de previsão de apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente. Mediante esta alteração de diretriz relativa à conexão através de ICGs, observa-se cautela por parte do MME quanto à sua utilização dado os atrasos observados até então.

Para o leilão de Reserva com participação da fonte eólica (5º LER), o primeiro realizado em 2013, de acordo com o parágrafo quinto do artigo quinto da Portaria nº 132/2013 do MME [11], não era mais permitido que o empreendedor do parque eólico se conectasse ao SIN através de uma nova Instalação Compartilhada de Geração – ICG. Desta forma, conforme observado nos parágrafos primeiro e segundo, apenas poderiam ser negociados e classificados no certame os empreendimentos que possuísem capacidade de escoamento para conexão ao sistema de transmissão. Observa-se ainda no parágrafo sexto deste mesmo artigo a possibilidade de utilização por parte dos empreendedores de conexão compartilhada, porém por sua conta e risco.

Para os demais leilões de energia nova (17º LEN A-3 e 18º LEN A-5) realizados ainda em 2013, assim como para os três certames realizados em 2014 (6º LER, 19º LEN A-3 e 20º LEN A-5) e no 8º LER realizado em 2015, que contaram com a participação da fonte eólica, não mais foi considerada conexão através de novas ICGs em suas Portarias. Verifica-se apenas em alguns dos editais destes certames orientação ao que se refere às alterações das instalações de conexão, que deveriam ser submetidas previamente à avaliação e anuência da Aneel, assim como dos valores das TUSTs para o caso de alteração para conexão compartilhada [12].

Em 2015, tanto no edital do 3º LFA como no do 22º LEN (A-3) não há referência às conexões compartilhadas para geração. Constata-se, inclusive, no artigo quinto da Portaria nº 563/2014 [13] do Leilão de Fontes Alternativas a informação quanto a não habilitação técnica pela EPE de empreendimentos de geração com conexão ao SIN por meio de nova ICG. Sua utilização seria possível apenas no caso de ICGs já contratadas e que possuísem capacidade de escoamento superior a potência instalada do empreendimento. De acordo com o artigo nono, os quantitativos da capacidade de escoamento de energia elétrica de todos os barramentos da Rede Básica, DIT e ICG seria fornecida pelo ONS através da publicação de Nota Técnica. Diante do histórico apresentado verifica-se que a conexão ao SIN por meio de novas instalações de conexão compartilhadas foi abolida desde 2012 e se mantém desta forma até o momento.

3.0 - OS LEILÕES DE TRANSMISSÃO PARA CONTRATAÇÃO DE ICGS E DO SEU SISTEMA DE TRANSMISSÃO ASSOCIADA – METODOLOGIA APLICADA

Para cada um dos quatro leilões ocorridos entre 2009 e 2012 foram levantados os atrasos de entrada em geração comercial dos parques eólicos bem como da energização dos seus sistemas de conexão associados. Para a realização da análise comparativa dos prazos previstos e identificação da responsabilidade dos atrasos de geração comercial dos parques foram adotadas as seguintes premissas:

- Identificação das conexões ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de todos os parques eólicos contratados nos certames entre o 2º LER (Exclusivo de Eólica de dez/2009) e o 13º LEN (A-5 de dez/2011).
- Seleção somente dos parques eólicos conectados no SIN através de ICGs considerando os atrasos e seus motivos. Foram consideradas as datas de entrada efetiva e prevista de operação comercial de todas as CGEs contratadas nos leilões de geração no mesmo período.
- Não foram avaliados os parques eólicos não conectados por meio de ICGs.
- Identificação dos prazos contratuais e as datas de entrada em operação e/ou previsão de entrada em operação das ICGs e de suas linhas de transmissão para conexão à Rede Básica.
- Identificação das datas de obrigação contratual de entrada de operação comercial e a data efetiva de início de suprimento conforme edital do leilão de geração para cada empreendimento eólico.
- Não foram considerados atrasos do empreendimento de geração durante o período de implantação do seu sistema de conexão, ou seja, nos casos em que o parque gerador tenha sido beneficiado pelo atraso da transmissão para realizar ou concluir sua instalação.
- Os motivos dos atrasos dos empreendimentos de geração eólica em si, durante o atraso e após a entrada em operação da conexão associada, não foram considerados.
- De forma a operacionalizar a avaliação dos atrasos, caso o empreendimento eólico tenha entrado em operação comercial até 60 (sessenta) dias³ após a energização do conjunto ICG + sistema de conexão associado, o atraso será considerado como proveniente da “transmissão” e não da “geração”.

A simplificação apresentada no item anterior foi adotada para todos os parques eólicos, com exceção de alguns conectados à ICG João Câmara III 138kV, uma vez que para tais empreendimentos esta simplificação acarretaria em entendimento equivocado da responsabilidade do atraso uma vez que para tais parques os atrasos de entrada em operação comercial não eram muito superiores a 90 dias como para todos as demais CGEs, mas muito próximos aos 60 dias. Neste caso, foi considerado o despacho da Aneel autorizando a entrada em operação comercial até uma determinada data (entre 60 e 90 dias) e somente para os parques que não cumpriram esta data foi contabilizado como atraso por parte da geração.

4.0 - RESULTADOS CONSOLIDADOS

Posto que nem todas as instalações de transmissão compartilhadas se encontravam em operação na data do estudo, cabe ressaltar que os atrasos considerados para as ainda pendentes de energização, a saber: Morro do Chapéu II (LT), Lagoa Nova II (LT), Ibiapina II (LT e ICG), Touros (LT e ICG), Mossoró IV (LT e ICG) e Aracati III (LT e ICG), foram calculados com base nos prazos previstos para entrada em operação comercial ora vigentes, desta forma, podendo sofrer alterações futuras⁴. De acordo com os Gráficos 1 (a) e (b) constata-se que 100% dos sistemas de conexão compartilhados apresentaram ou apresentam atrasos significativos e ainda que, em média, as linhas de transmissão associadas às ICGs (2,8 anos) atrasaram mais que as próprias ICGs (2,4 anos).

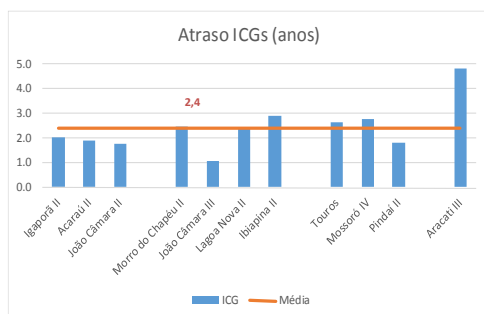


GRÁFICO 1 - (a) - Atrasos das ICGs

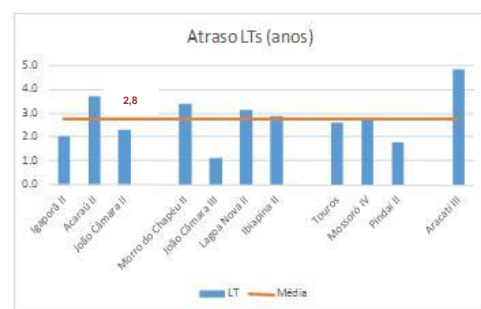


GRÁFICO 1 – (b) - Atrasos das LTs associadas

Ao observar o Gráfico 2 constata-se que para quatro instalações de transmissão compartilhadas: Acaraú II, João Câmara II, Morro do Chapéu II e Lagoa Nova II, as LTs atrasaram mais que as ICGs e que para três a energização

³ Dado que são particulares as decisões da Aneel quanto a compatibilização dos parques à sua conexão associada, variando este prazo de 30 a 90 dias após a entrada em operação do sistema de conexão auxiliar, estipulou-se em 60 (sessenta) dias o período para a realização das interligações finais, testes e comissionamento do parque eólico.

⁴ Referência: Janeiro/2016.

se deu em conjunto: Igaporã II, João Câmara III e Pindai II. No caso dos quatro sistemas restantes, que ainda se encontram em implementação, todos apresentam previsão de entrada em operação de forma conjunta: Ibiapina II, Touros, Mossoró IV e Aracati III. Uma vez que, 45% do total de parques eólicos conectados na rede o fizeram por meio de ICGs durante os anos analisados, é possível realizar análise comparativa dos atrasos de entrada em operação comercial dos parques que utilizaram ICGs e as que não fizeram uso deste sistema auxiliar.

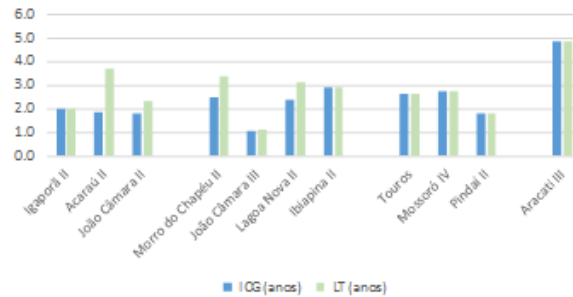


GRÁFICO 2 – Atrasos das ICGs e LTs separadamente

Analisando-se os Gráficos 3 e 4 constata-se que, considerando todas as CGEs contratadas através de leilões de geração entre 2009 e 2011, houve, em média, um atraso de entrada em operação comercial de 17 meses, porém observa-se ainda que para as CGEs que optaram por realizar sua conexão por meio de ICGs, os atrasos foram ainda maiores (25 meses) do que para os parques que não fizeram esta escolha (9 meses).

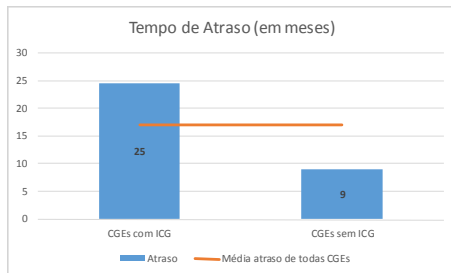


GRÁFICO 3 – Tempo de atraso das CGEs



GRÁFICO 4 – Atrasos e antecipações das CGEs

Ainda no Gráfico 4 observa-se que 98% dos parques conectados à ICGs atrasaram, sendo que os 2% que anteciparam optaram por utilizar conexão em ICG já contratada em anos anteriores. Desta forma, as antecipações são significativas (25%) apenas quando se trata de CGEs que não optaram por ICG, contudo ainda se verifica elevado percentual de atrasos (75%). Apesar de todos os sistemas de conexão compartilhados terem apresentado atraso significativo e não inferior à folga contratual existente entre sua energização e a entrada em operação comercial da CGE, há uma quantidade elevada (36% do total avaliados) de empreendimentos eólicos ainda mais atrasados (mais de 60 dias) do que o seu sistema de conexão compartilhado, tendo sido este atraso atribuído à geração e não à transmissão.

4.1 Resumo dos principais motivos dos atrasos

A Tabela 1 expõe de forma bastante resumida o que foi identificado e apresentado anteriormente neste capítulo referente aos motivos dos atrasos ocorridos nas Instalações Compartilhadas de Geração – ICGs.

TABELA 1 - Principais Motivos de Atraso considerando sua origem

Motivos	Fundiário	Socioambiental	Licenciamento	Técnico	Planejamento Prospectivo ou Estratégico	Fiscalização e/ou Gestão da Transmissora
Igaporã II	✓	✓	✓		✓	✓
Acarauá II	✓	✓			✓	✓
João Câmara II	✓	✓			✓	✓
Morro do Chapéu II	✓	✓	✓		✓	✓
João Câmara III	✓	✓			✓	
Lagoa Nova II	✓	✓	✓			✓
Ibiapina II	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Touros	✓	✓	✓		✓	✓
Mossoró IV	✓	✓	✓		✓	✓
Pindai II	✓	✓	✓		✓	
Aracati III						Não há informações
Cruz						Não foi leiloada

Observa-se que praticamente todas as instalações de transmissão compartilhadas apresentaram problemas fundiários (demora na emissão da DUP, liberação da faixa de servidão, interferências com o plano diretor das cidades, Cadastro Ambiental Rural, etc.), interferências socioambientais (minas, área de preservação ambiental, assentamento INCRA, sítios arqueológicos, parques eólicos, etc.), dificuldades junto aos órgãos licenciadores (demora na análise e liberação das licenças, mudança do técnico responsável pelo empreendimento devido à contratação temporária, ou do órgão licenciador, etc.), deficiências no planejamento, seja prospectivo evitando-se interferências socioambientais e conseqüentemente alteração de traçados ou estratégico, evitando-se leiloar uma instalação já com capacidade esgotada, e finalmente questões de fiscalização e gestão contratual da transmissora (desempenho insatisfatório das subcontratadas, contratações inadequadas, etc.). Todas as dificuldades mencionadas impactaram nos atrasos já identificados.

Ressalta-se por fim que apenas os problemas técnicos, sejam relacionados ao projeto, fabricação ou execução, foram identificados como os menos impactantes uma vez que apenas foi identificado na instalação de Ibiapina II, desta forma foi considerado pouco expressivo conforme já esperado uma vez que tais instalações (subestações e linhas de transmissão) não apresentam grandes desafios de engenharia.

5.0 - CONCLUSÃO

Conforme apontado na análise dos resultados, durante todo esse processo foram identificadas duas importantes constatações:

- Elevado percentual de atrasos de entrada em operação comercial de parques eólicos que não optaram por utilizar ICGs (75%). Apesar de 25% de antecipações de geração comercial, os atrasos são expressivos. Conforme já informado anteriormente, este estudo não identificou o motivo dos atrasos relacionados à geração, apenas os das ICGs e de suas linhas de transmissão associadas.
- Percentual significativo (38%) de parques eólicos, que optaram pela conexão através de ICGs, ainda mais atrasados (mais de 60 dias) do que o seu sistema de conexão compartilhado, ou seja, atraso este não decorrente da transmissão, mas de responsabilidade do próprio empreendimento de geração. Ressalta-se que a maior parte dos atrasos foi atribuída a transmissão compartilhada (62%).

As duas constatações apontam que são significativos os atrasos na entrada em operação comercial tanto dos empreendimentos eólicos que utilizaram conexão compartilhada como para os que optaram por implantar a sua própria conexão diretamente à Rede Básica. Apesar do baixo percentual de atraso de responsabilidade dos parques eólicos (38%) cuja opção foi por ICGs, considera-se que este valor deva ser analisado com cautela, uma vez que podem ter ocorrido atrasos significativos de implantação de ainda mais parques, que não foram contabilizados em virtude das instalações compartilhadas terem apresentado atrasos superiores e mascarado tais resultados.

Conforme apontado em estudo da FIRJAN “Quanto custa o atraso das usinas de geração de energia elétrica” de jan/15 são observados atrasos em todas as fontes, tendo sido identificadas 272 obras atrasadas, com um atraso médio de 4,1 anos. Pode-se identificar que as causas dos atrasos consistem em erros de planejamento do governo (licitação de obras sem existência de projetos executivos e sem licenciamento ambiental prévio e tecnicamente viável), falta de coordenação entre os órgãos públicos resultando em descompasso das obras de geração e transmissão, atraso na concessão de licenciamento ambiental para obras consideradas prioritárias, entraves legislativos de licenciamento e pagamento de indenizações de áreas privadas e em alguns poucos casos, localização em área militar e indígena. Este estudo também identificou que 38% dos empreendimentos eólicos apresentam registro de atraso na Aneel, sendo metade com sinalização amarela⁵ em função de questões de licenciamento e outra metade na indicação verde⁶, que são projetos considerados de alta viabilidade, mas que por algum motivo apresentaram atraso no cronograma de obras.

De uma forma geral, os atrasos observados nos empreendimentos de transmissão para atendimento à geração eólica não são restritos a esta fonte. De acordo com o relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica de dezembro/2015, emitido pela Aneel, 62,32% de todos os empreendimentos em linhas de transmissão da Rede Básica em andamento no ano de 2015 estavam atrasados, dos 353 empreendimentos de expansão da Rede Básica monitorados pela Aneel, 220 projetos descumpriram o cronograma contabilizando atrasos médios de 502 dias. Ainda de acordo com esse mesmo relatório o principal fator de atrasos é o licenciamento ambiental, sendo que dos empreendimentos que demandaram licenciamento ambiental, mais de 71% sofreram atrasos nessa etapa.

No caso das eólicas foram identificadas inúmeras dificuldades devido à ausência do registro formal de posse de terras, regiões ambientalmente protegidas, bem como de sítios arqueológicos, questões essas minimizadas com a proximidade de centros urbanos. Sugere-se como complemento deste trabalho uma avaliação mais aprofundada com relação aos motivos dos atrasos para as ICGs referentes à biomassa. Diante do exposto, pode-se observar a existência de um problema bem mais abrangente relacionado aos atrasos de instalações de transmissão e não

⁵ Usinas com obras não iniciadas ou com licenciamento ambiental não finalizado, não havendo impedimentos para implantação da usina.

⁶ Usinas com licença ambiental de instalação vigente e obras civis em andamento, não havendo impedimentos para implantação da usina.

somente restrito as instalações compartilhadas de geração para conexão ao SIN de empreendimentos eólicos, muito menos a uma única empresa transmissora.

Ressalta-se a necessidade de ser analisada mais profundamente a causa raiz destes atrasos generalizados na transmissão, dado que diante dos motivos identificados para a questão das ICGs pouca influência há quanto à gestão da transmissora. Por fim, diante do exposto neste trabalho, constata-se que os atrasos identificados nas ICGs refletem apenas uma situação global. Sendo assim, o modelo de conexão à Rede Básica utilizando ICGs deve ser mantido, porém, adequado principalmente quanto ao que se refere à inserção de prazos mais realistas, enquanto ações específicas reduzam os gargalos identificados principalmente na gestão fundiária e de licenciamento ambiental.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Operador Nacional do Sistema - ONS, 2017. **Boletim Mensal de Energia Eólica Fevereiro/2017**. Informação acessada no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: http://www.ons.com.br/download/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/Boletim_Eolica_fev_2017.pdf
- [2] Empresa Pesquisas Energéticas - EPE, 2009. **Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil**, Nota Técnica PRE 01/2009-r0. Arquivo acessado no dia 12/03/2015 disponível na internet pelo link: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%de%20E% B3lica%202009/NT-20Eolica%20EPE-PRE01-2009-R1.pdf>
- [3] Presidência da República, 2008. **Decreto nº 6.460/2008**. Informação acessada no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6460.htm
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, 2008. **Resolução Normativa da Aneel nº 320/2008**. Informação acessada no dia 02/11/2015 disponível na internet pelo link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008320.pdf>
- [5] Empresa Pesquisas Energéticas – EPE, 2008. **Decreto regulamenta as ICG para conexão compartilhada**. Informação acessada no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Chamada%20P%C3%BABlica%20ICG/ICG_3.aspx?CategorialD=20
- [6] NOGUEIRA, L.P.P., 2011. **Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético. COPPE/UFRJ.
- [7] MILLS, A. *et al.*, 2011. **The cost of transmission for wind energy in the United States: A review of transmission planning studies**. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 16, Issue 1, January 2012, Pg 1–19
- [8] Acende Brasil, 2010. **Análise Pré Leilão de Transmissão nº 006/2010**. Arquivo acessado no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: http://www.acendebrazil.com.br/media/analises/20100902_Analise_Pre_LeilaoTransmissao006-2010.pdf
- [9] TOLMASQUIM, M. T. 2015, **Novo modelo do setor elétrico brasileiro** [2 ed], Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015: 342p.
- [10] Ministério de Minas e Energia – MME, 2012. **Portaria MME nº 136/2012**. Arquivo acessado no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2012136mme.pdf>
- [11] Ministério de Minas e Energia – MME, 2013. **Portaria MME nº 132/2013**. Arquivo acessado no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2013132mme.pdf>
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, 2014. **Edital de Leilão nº 08/2014**. Arquivo acessado no dia 12/03/2017 disponível na internet pelo link: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/3s%20RAC_SCG_v2_final_para%20publicar.pdf
- [13] Ministério de Minas e Energia – MME, 2014. **Portaria MME nº 563/2014**. Arquivo acessado no dia 12/13/2017 disponível na internet pelo link: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2014563mme.pdf>

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Alessandra Nogueira Vallim. Rio de Janeiro, RJ – 05/10/1974
Possui graduação em Engenharia Civil pela UFRJ (1999) e mestrado (2016) em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Possui MBA Executivo em Finanças Corporativas pelo IBMEC (2003) e pós-graduação em Engenharia de Produção: Tecnologias de Gestão de Qualidade e Produtividade pelo INT/UFRJ (2001). Atuou como colaboradora em projetos de Eficiência Energética em edificações no Cepel de 1997 a 2006. Trabalhou no departamento de Engenharia e Obra da Rio-Urbe da Prefeitura da cidade do Rio de Janeiro no período de 2006 a 2008 e, desde então atua em projetos de gestão de geração de energia.