

GARANTIA FÍSICA DAS USINAS FOTOVOLTAICAS BRASILEIRAS

Cristiane Brito Andrade – cristianebrito.andrade@gmail.com

Federico Bernardino Morante Trigo – federico.trigo@ufabc.edu.br

Universidade Federal do ABC, Programa de Pós-Graduação em Energia, Laboratório de Energias Renováveis

Resumo. As diretrizes que contribuíram para a definição da garantia física das usinas do parque gerador brasileiro iniciaram pela experiência obtida com a geração hidrelétrica. Com o passar do tempo, a incorporação de outras fontes de geração exigiu dos órgãos competentes a adaptação dos conceitos existentes. Em 2013 o mercado brasileiro mostrou um sinal importante sobre a tecnologia fotovoltaica com a possibilidade de participar de um dos leilões de Energia Nova. Nesse cenário, o presente estudo visa esclarecer quais foram as orientações que levaram à atual metodologia de cálculo da garantia física para usinas fotovoltaicas. Por meio da análise junto às diretrizes regulatórias e a alguns atores participantes do setor elétrico, percebe-se que o cálculo para essas usinas partiu da declaração de energia estimada, como ocorreu no passado com as usinas eólicas. Isto se justifica uma vez que, para ambas, não é possível armazenar combustível. Nesse contexto, o objetivo deste artigo é descrever como se deu o estabelecimento do conceito de garantia física para as usinas fotovoltaicas. A metodologia está baseada em pesquisa bibliográfica relacionada com este tema.

Palavras-chave: Sistema elétrico brasileiro, Usinas fotovoltaicas, Garantia física.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil o conceito de garantia física atualmente representa a quantidade de energia que pode ser comercializada por usinas. Portanto, no que tange à comercialização de energia elétrica, corresponde à quantidade que pode ser comprometida em contratos dos empreendimentos de geração. Conhecer antecipadamente a garantia física de energia e potência das usinas que conformam o parque gerador do país é importante desde o ponto de vista da segurança energética. Por tal motivo, a metodologia de cálculo dessa garantia física segue as diretrizes propostas em documentos da Presidência da República, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, do Ministério de Minas e Energia – MME, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ou do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

A partir de 2013 começou a se vislumbrar a participação da tecnologia fotovoltaica nos leilões de energia e, nesse contexto, foi necessário definir a metodologia de cálculo da garantia física das usinas fotovoltaicas – UFVs. Dessa forma, pode-se questionar: como se chegou à definição da metodologia de cálculo destas usinas? Esta é a pergunta que orienta este trabalho, o qual tem por objetivo descrever como se deu o estabelecimento do conceito de garantia física para as usinas que compõem o parque gerador brasileiro, em especial as que usam a tecnologia fotovoltaica. A metodologia está baseada em pesquisa bibliográfica relacionada com este tema.

2. O CONCEITO DE GARANTIA FÍSICA

Atualmente o conceito utilizado para garantia física é o que o estabelece o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004: “a garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definido pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos” (Brasil, 2004). Assim por exemplo, se uma UFV tem produção média mensal de energia elétrica de aproximadamente 720MWh, essa será a quantidade de energia associada ao empreendimento que, portanto, pode ser vendida em um mês. Para este exemplo se supõe que a produção média mensal de energia considera perdas elétricas e condições que provoquem indisponibilidade.

Mas se é possível calcular a quantidade de energia elétrica produzida por uma usina, por que é necessário um novo conceito para definir a quantidade que pode ser comercializada? Ou ainda, por que surgiu o conceito de garantia física? Para estabelecer essa discussão é preciso compreender como se constitui o parque gerador brasileiro. O conjunto de usinas que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN é formado, dentre outras opções, por usinas hidrelétricas e térmicas. Inicialmente a geração hídrica era predominante, com participação das usinas termelétricas de forma complementar. No entanto, devido à grande participação destas fontes, o SIN passou a ser considerado um sistema hidrotérmico. Desta forma, a geração ocorre por administração de um sistema hidrotérmico, que compreende 98,3% do território nacional (ONS, 2015). Além disso, por fazer parte de um país cujo território tem dimensões continentais, que compreendem mais de 8 milhões de km², o SIN é considerado um sistema de grande porte.

Devido às características de geração do SIN, pautadas principalmente na geração hidráulica, as primeiras tentativas de se estabelecer os limites de comercialização dos empreendimentos de geração, tiveram como ponto de partida as usinas hidrelétricas. Esse cálculo se justifica pelo fato da maior parte destes geradores não decidirem pela geração de seus empreendimentos, devido à localização em cascata destas usinas. O que ocorre, nestes casos, é que o arranjo em cascata faz com que o aproveitamento da usina localizada à montante comprometa o armazenamento do reservatório a jusante, na mesma bacia hidrográfica.

Para planejar a geração destas usinas, e de outras que fazem parte do SIN, o ONS pode enviar a programação e a autorização do momento que devem gerar, atividade esta denominada despacho. Pelo fato de ser feito apenas pelo ONS o despacho é dito centralizado, quando é planejado e executado pelo Operador. Este cenário se aplica, dentre outros casos, para as usinas em cascata que geram no momento em que são despachadas. Neste cenário, o papel do ONS é de planejar a geração de energia elétrica e, conseqüentemente, o uso dos recursos hídricos com base na seguinte configuração: a Programação Centralizada implica no planejamento da geração pelo ONS, de forma coordenada, em bases mensais, semanais e diárias; o Despacho Centralizado, por sua vez, é realizado em tempo real, sob coordenação, supervisão e controle do ONS (ONS, 2009).

Aliado a isto, a complexidade e magnitude da geração hidráulica para o SIN, levou à necessidade de não permitir que as usinas gerem a quantidade que lhes for conveniente, pois, neste cenário, as inseguranças do suprimento seriam maiores. Isto porque poderia haver a escolha pela geração quando o preço da energia estivesse maior. Além disso, o uso da água por usinas à montante das bacias hidrográficas comprometeria a geração pelas usinas à jusante.

No entanto, antes mesmo de ser estabelecido o conceito de garantia física, alguns fatos históricos levaram à emissão de diretrizes que limitavam a venda de energia pelos geradores. Em 2 de julho de 1998, o Decreto 2.655 foi o primeiro documento que trouxe essa definição (Brasil, 1998). Ele estabelece os termos Energia Assegurada do SIN e Energia Assegurada das usinas. O primeiro admite condições de risco da geração e considera que a energia elétrica obtida para todo o sistema, com estas condicionantes, é a Energia Assegurada do SIN. A partir desta quantidade, são alocadas as frações de Energia Assegurada para cada usina.

Vale ressaltar que, neste momento, esse cálculo considerava apenas as usinas pertencentes ao Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (Brasil, 1998). Esse mecanismo foi criado com o propósito de compensar as usinas cuja geração efetiva era diferente do compromisso contratual, que neste momento já era feito com base na Energia Garantida. Ou seja, o MRE evitaria a penalização das usinas que geraram abaixo da expectativa prevista pela Energia Assegurada, uma vez que elas não tinham controle sobre a decisão de geração, pois atendiam a programação e o despacho centralizados do ONS.

Posteriormente, o conceito de Energia Assegurada foi reformulado e, a quantidade limite de comercialização de energia pelos geradores, passou a ser denominada garantia física. Esta mudança foi estabelecida por meio do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004 (Brasil, 2004). Neste caso, os empreendimentos de geração não estão restritos apenas às usinas hidráulicas, mas também a outras fontes. Essa definição ocorreu logo após a criação dos Ambientes de Contratação. A partir de então, a comercialização de energia elétrica do SIN passaria a ocorrer nos assim chamados Ambiente de Contratação Livre – ACL – e Ambiente de Contratação Regulado – ACR. O primeiro deles trata do segmento do mercado no qual podem ser realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, entre Agentes Vendedores e Agentes Compradores. Já no Ambiente Regulado são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, geralmente precedidas de licitação (Brasil, 2004).

Para melhor compreensão, o Agente Vendedor é aquele a quem foi dada concessão, permissão ou autorização da ANEEL para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. Ao Agente de Distribuição é possibilitada a realização de serviços que garantam o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, exclusivamente sob a regulação da ANEEL (Brasil, 2004). Já os Agentes Compradores compreendem o Agente de Distribuição; os Consumidores que, devido às suas características de atendimento, tenham optado pela compra de energia no Ambiente Livre; e também os Vendedores que tanto compram quanto vendem contratos (Brasil, 1995).

Nesse momento, a garantia física passaria a ser utilizada. Foi quando os critérios de suprimento foram definidos com mais clareza. Sendo assim, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, em 17 de novembro de 2004, estabeleceu e o Ministério de Minas e Energia – MME publicou a Resolução nº 1, na qual foi estabelecida que “*o risco de insuficiência de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem*” (CNPE, 2004).

A preocupação com a adoção do risco de déficit já existia e tinha, inclusive, o mesmo percentual. Afinal, trata-se de permitir a comercialização da energia efetivamente disponível e com a qual se possa contar no sistema. De acordo com o Plano Decenal de Expansão 1999/2008 (GCPS, 1999) “*a partir de 1989 o Setor Elétrico passou a utilizar formalmente a metodologia probabilística de planejamento para a expansão do seu parque gerador. Esta metodologia consiste, basicamente, em programar a seqüência de obras mais econômica, em termos de seus custos de geração, e ambientalmente viável, de tal forma que a probabilidade de haver algum déficit de energia em qualquer ano do horizonte de planejamento, em função de um determinado cenário de mercado, não seja superior a 5%*”. Ou seja, ao ser simulada a operação futura do parque gerador, para atender a previsão de consumo, programava-se a expansão de usinas e/ou de linhas de transmissão para interligar diferentes regiões, de tal forma que a probabilidade de racionamento em cada ano e em cada subsistema eletroenergético (Norte/Nordeste e Sul e Sudeste/Centro-Oeste) não fosse superior a 5%.

No entanto, após a criação dos novos Ambientes e das instituições que possibilitariam essa abertura às novas formas de contratação, fez-se necessária a definição que atendesse às novas diretrizes. Sendo assim, além da garantia de

suprimento como premissa básica do cálculo da garantia física, foi estabelecido que a comercialização se desse desde que o vendedor tivesse lastro de venda de energia e de potência. Ou seja, desde que um gerador se comprometesse apenas com a quantidade de energia que é possível de ser entregue, conforme definido pelo MME. Ou ainda, este lastro para a venda será constituído pela garantia física de empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência (Brasil, 2004).

3. LEGISLAÇÃO RELACIONADA COM O CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA

Como forma de estabelecer diretrizes para o cálculo da garantia física de energia e potência das usinas hidrelétricas, termoeletricas, a biomassa, eólicas, heliotérmicas e fotovoltaicas, ao longo dos anos os diversos órgãos institucionais relacionados com o fornecimento de energia elétrica do país emitiram Leis, Decretos, Resoluções, Portarias e Notas Técnicas. O levantamento cronológico dessa documentação está mostrado na Tab. 1.

Tabela 1 – Documentos emitidos entre 1995 e 2015 relacionados com a garantia física de usinas.

Legislação	Objetivo	Publicação
Lei nº 9.074 de 7/7/1995	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.	DOU de 8/7/1995 - Edição Extra e republicada em 28/9/1998
Lei nº 9.648 de 27/5/1998	Altera disposições de algumas leis e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.	DOU de 28/5/1998
Decreto nº 2.655 de 2/7/1998	Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico e dá outras providências.	DOU de 3/7/1998
Resolução ANEEL nº 249 de 11/8/1998	Estabelece as condições de Participação dos Agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.	DOU de 12/8/1998
Lei nº 10.848 de 15/3/2004	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera diversas leis e dá outras providências.	DOU de 16/3/2004
Decreto nº 5.163 de 30/7/2004	Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.	DOU de 30/7/2004 - Edição Extra e retificado em 4/8/2004
Resolução CNPE nº 1 de 17/11/2004	Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.	DOU de 18/11/2004
Portaria MME nº 303 de 18/11/2004	Define, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica. (Inclui Anexo I Nota Técnica MME/CCPE-ONS).	DOU de 19/11/2004, seção 1, p. 69, v. 141, nº 222 e o retificado no DOU de 6/12/2004
Nota Técnica MME/CCPE-NOS, novembro de 2004	Garantia Física de Energia e Potência. Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação.	Anexo I da Portaria MME nº 303 de 18/11/2004
Portaria MME nº 328 de 29/7/2005 (revogada pela Portaria MME nº 21 de 18/1/2008)	Padroniza procedimentos para Registro na ANEEL e posterior Habilitação Técnica pela EPE de projetos e novos empreendimentos de geração de energia elétrica, com vistas à promoção dos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos.	DOU de 1/8/2005, seção 1, p. 133, v. 142, nº 146
Nota Técnica EPE-DEE-RE-081/2007-r2	Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 e A-5 de 2007.	EPE – 26/9/2007
Portaria MME nº 21 de 18/1/2008	Revoga e aprimora a Portaria MME nº 328, de 29 de julho de 2005, que padronizou os procedimentos para Registro na ANEEL e posterior Habilitação Técnica pela EPE de projetos de novos empreendimentos de geração de energia elétrica.	DOU de 21/1/2008, seção 1, p. 44, v. 145, nº 14
Nota Técnica EPE-DEE-RE-099/2008-r0	Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas.	EPE – 2/7/2008
Nota Técnica EPE-DEE-RE-105/2008-r0	Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2008.	EPE – 25/7/2008
Resolução CNPE nº 9 de 28/7/2008	Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.	DOU de 29/7/2008

Portaria MME nº 24 de 28/7/2008	Define, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física, conforme Anexo, dos empreendimentos de geração de energia elétrica os quais serão objeto de concessão no Edital de Compra de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração A-5.	DOU de 29/7/2008, seção 1, p. 84, v. 145, nº 144
Portaria MME nº 258 de 28/7/2008	Define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme metodologia constante do Anexo I desta portaria.	DOU de 29/7/2008, seção 1, p. 67, v. 145, nº 144
Portaria MME nº 131 25/4/2013 (revogada pela Portaria MME nº 342, de 3/10/2013)	Acrescenta redação a alínea “b”, do inciso IV, do subitem 1.2. do Anexo I da Portaria MME nº 258, de 28/7/2008.	DOU de 26/4/2013
Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2013-r0	Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90.	EPE – 30/7/2013
Portaria MME nº 342 de 3/10/2013	Altera inciso IV, do subitem 1.2. do Anexo I da Portaria MME nº 258, de 28/7/2008.	DOU de 4/10/2013, seção 1, p. 122, v. 150, nº 193
Portaria MME nº 564 de 17/10/2014	Estabelece metodologia para as usinas termelétricas movidas a biomassa com Custo Variável Unitário – CVU nulo.	DOU de 20/10/2014
Relatório MME-EPE-CEPEL, Dezembro 2014.	Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs.	EPE - 15/12/2014
Nota Técnica EPE-DEE-RE-065/2013-r2	Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica	EPE – 13/3/2015

4. MODALIDADES DE CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA

4.1 Garantia física para usinas hidrelétricas

A garantia física para usinas hidrelétricas e termelétricas é ilustrativa porque influenciou a atual metodologia de cálculo para usinas fotovoltaicas. Sendo assim, partindo do pressuposto de que a garantia física surgiu com a necessidade de se obter a energia assegurada do SIN e da participação das usinas nesse processo, estes conceitos buscam garantir que o sistema esteja preparado para atender o consumo nacional. Esse processo, aliado ao fato da maior parte da geração brasileira ser oriunda das usinas hidrelétricas, conduziu a um modelo que alia a capacidade de geração das usinas com os contratos por elas vendidos. Em outras palavras, busca-se atender a máxima carga do sistema por meio de usinas cuja contratação será limitada a este critério.

Para tanto, atualmente se utilizam modelos e parâmetros de simulação sendo que para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de garantia física. Para os estudos a usinas individualizadas é utilizado o modelo MSUI, desenvolvido pela ELETROBRÁS (EPE, 2008). Os resultados destas análises, por sua vez, são obtidos respeitando alguns critérios de confiabilidade. São eles o custo de atendimento da carga prevista, com expansão da capacidade de atendimento do sistema; e, por outro lado, o custo de atendimento desta carga, sem expansão da capacidade de geração. Quando estes custos se igualam, há um sinal da necessidade de expandir a capacidade instalada (Tolmasquim, 2011). Ou ainda, uma vez que o custo para se produzir cada MWh de energia, com o sistema existente, torna-se maior que o custo para produção da mesma quantidade de energia, com uma nova usina, há um cenário de viabilidade econômica da nova usina.

O critério de equilíbrio entre o Custo Marginal de Expansão – CME – e o Custo Marginal de Operação – CMO – foi estabelecido em 28 de julho de 2008, por meio da Resolução nº 9 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (CNPE, 2008). Este, por sua vez, menciona a necessidade de respeitar o limite de 5% do risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, para cada um dos subsistemas do SIN (CNPE, 2004). O que se constata é que as usinas têm a energia firme calculada individualmente. Ela representa a geração média possível de ser realizada, no período crítico da simulação. O próximo passo é relacionar a contribuição de cada usina para os resultados de todo o sistema, neste período crítico e, em seguida, para o rateio da quantidade de energia elétrica calculada entre as usinas hidrelétricas e as usinas termelétricas, limitado à disponibilidade máxima de geração. Ou seja, considerando que haverá períodos com indisponibilidade tanto programada quanto por motivos de força maior.

4.2 Garantia física para usinas termelétricas

Para as usinas termelétricas, a Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004, estabeleceu as diretrizes para os atuais valores de garantia física. No entanto, os mesmos teriam validade somente 3 anos após a sua publicação, a partir de 1º de janeiro de 2008 (Brasil, 2004). O documento foi publicado num momento de transição, no qual os empreendimentos leiloados, que ainda seriam construídos, teriam suas garantias físicas calculadas de acordo com o exposto nesta Portaria.

Para as demais usinas, os valores relativos às garantias físicas foram estabelecidos de acordo com a Resolução ANEEL nº 249, de 11 de agosto de 1998. Neste período, cuja comercialização de energia seria administrada pelo Mercado Atacadista de Energia – MAE, antecessor da CCEE, considerou-se a energia assegurada dessas centrais

termelétricas, que perduraria até 2005. No entanto, algumas termelétricas teriam seus limites de contratação equivalentes à energia associada às suas potências disponíveis, a partir de 2003 (ANEEL, 1998). Ou ainda, as usinas térmicas poderiam vender a quantidade equivalente à sua potência, o que significa que neste momento não se considerava a não disponibilidade da usina, diferente do que era feito para as hidrelétricas.

Posteriormente, a Nota Técnica 099, de 02 de julho de 2008 (EPE, 2008) e a Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008 (MME, 2008) estabeleceram novos critérios para o cálculo. Portanto, além da parcela de energia rateada entre usinas hidrelétricas e termelétricas, esta última será distribuída na proporção da disponibilidade da usina.

4.3 Garantia física para usinas a biomassa

As usinas movidas a biomassa também tiveram seus critérios de cálculo da garantia física estabelecidos na Nota Técnica 099 (EPE, 2008). Neste caso, além do custo nulo para aquisição do combustível, estas usinas são tratadas como inflexíveis, ou seja, devem gerar independente do comando de despacho do ONS. Portanto, devem buscar atender com a geração toda a quantidade vendida ao longo do contrato. A percepção que se pôde obter durante os anos de 2013 e 2014 sobre a garantia física destas usinas, é que os contratos atrelados à garantia física facilitam a busca pelo financiamento das usinas. Isto ocorre porque o empreendedor deve vender o equivalente a, no máximo, a sua garantia física. Ou ainda, o financiador conhecerá os futuros ganhos da usina, que receberá os recursos financeiros para pagar o financiamento, de acordo com a quantidade de energia vinculada ao contrato.

Por outro lado, percebeu-se que para as usinas movidas à bagaço de cana-de-açúcar vislumbra-se algumas possibilidades de ganho que são limitadas pela garantia física. No entanto, existe o questionamento de que a metodologia utilizada, embora não traga problemas aos Agentes que declaram a previsão de geração, não se aplica com perfeição em alguns casos. Ou seja, verificou-se que algumas usinas conseguem gerar mais energia que o previsto durante o período de entressafra, o que é possível sem a necessidade de expandir a potência instalada e, portanto, sem que seja feito o recálculo da garantia física. Sendo assim, pode ser gerada uma quantidade maior de energia, por dois ou três meses, que não pode ser vendida em contratos. Desta forma, constatou-se que estas usinas, mesmo tendo gerado um montante anual superior ao vendido em contratos, não poderiam vender esta energia, nem mesmo solicitar o aumento da garantia física, pois ainda não havia diretrizes para isto.

No entanto, a publicação da Portaria nº 564, de 17 de outubro de 2014, mostra sinais de mudança em direção à flexibilidade de venda contratual dessas usinas (MME, 2014). De acordo com esse documento, as usinas termelétricas movidas a biomassa com Custo Variável Unitário - CVU nulo ainda terão a garantia física calculada com base na geração declarada pelo empreendedor. No entanto, as mudanças ocorreram devido ao novo critério de revisão dos valores, que verificará a geração, bem como do aumento da disponibilidade de combustível e/ou da eficiência energética do empreendimento. Sendo assim, a garantia física de energia por hora será calculada conforme a mesma metodologia definida na Portaria MME nº 258/2008 (MME, 2008). No entanto, os valores utilizados como referência serão aqueles gerados pela usina, o que poderá acarretar no aumento da Garantia Física e, portanto, da quantidade possível de ser vendida em contratos. Esta mudança reforça as constatações da pesquisa de que algumas usinas à biomassa tinham condições de se comprometerem contratualmente com maiores montantes de energia.

4.4 Garantia física para usinas eólicas

A primeira definição de garantia física para usinas eólicas teve seus critérios de cálculo estabelecidos na Nota Técnica 099, de 02 de julho de 2008 (EPE, 2008), cuja Portaria Ministerial de divulgação foi a de nº 258, publicada em 28 de julho de 2008 (MME, 2008). A Empresa de Pesquisa Energética e o Ministério de Minas e Energia consideraram neste documento a declaração de disponibilidade líquida de energia para o SIN, feita pelos Agentes. Ou seja, a máxima quantidade de energia que a usina pode vender no SIN deve considerar o abatimento do consumo interno da usina e das perdas elétricas, entre a saída da unidade geradora e o ponto de conexão com a rede de distribuição ou de transmissão.

Neste momento, foi aceito que os empreendimentos declarassem um compromisso de energia que seria entregue, em cada mês (m), em MWh, calculado com base na medição anemométrica certificada, disponível até o momento (E_m), uma vez que na ocasião não havia histórico significativo de dados sobre os ventos que ultrapassasse 3 anos. Desta forma, a mesma Nota Técnica menciona que tais condições impedem a simulação e o cálculo da garantia física pelo método estocástico do NEWAVE. A Eq. (1) traz a metodologia de cálculo publicada no ano de 2008 (EPE, 2008).

$$GF = \sum_{m=1}^{12} \frac{E_m}{8760} \quad (1)$$

Além dos empreendimentos eólicos, para as usinas a biomassa e as demais termelétricas, cujo Custo Variável Unitário – CVU – era nulo, partia-se da declaração de previsão da geração. De modo geral, foi adotado este critério para usinas que não tenham custo para aquisição do combustível usado na geração. Isto significa que o cálculo da garantia física das usinas eólicas, em determinado momento, foi feito de forma similar ao das usinas térmicas. As usinas a biomassa de fato são termelétricas, embora tenham como princípio o uso de um resíduo de processo industrial como combustível, o que as diferencia das demais. No entanto, as usinas eólicas não são térmicas, embora em muitos momentos ainda sejam tratadas dentro da mesma classificação.

Entretanto, no dia 30 de julho de 2013 foi publicada a Nota Técnica EPE 072 (EPE, 2013), cuja implementação se deu a partir da Portaria MME nº 131, de 25 de Abril de 2013 (MME, 2013a). Nela foi estabelecida uma nova

metodologia de cálculo da garantia física (GF) sintetizada na Eq. (2), onde: P90ac é a Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos, que deve constar do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia, expresso em MWh/ano; TEIF é a Taxa de Indisponibilidade Forçada; IP é a Taxa de Indisponibilidade Programada; ΔP é a estimativa do montante de consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão, em MWh/ano; e 8760 é o número de horas no ano (EPE, 2013).

$$GF = \frac{[P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (2)$$

Neste caso, o cálculo da garantia física continua tendo como base os cenários de produção de energia elaborados por uma entidade certificadora independente. No entanto, foi atualizado para que os valores de energia anual calculados tenham probabilidade de ocorrência igual ou superior a 90%, numa janela de vinte anos futuros. Levando em conta uma distribuição normal, o valor de P90ac (constante do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia) deve ser igual ao calculado através da Eq. (3), onde: P50ac é a Produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de 50% para um período de variabilidade futura de 20 anos, conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica; e a Incerteza Padrão é o valor, em %, conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica (EPE, 2013).

$$P90_{ac} = P50_{ac} \times \left[1 - \left(1,28155 \times \frac{\text{Incerteza.Padrão}}{100} \right) \right] \quad (3)$$

A respeito da metodologia P90, o Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL) esclarece que as denominações P50 e P90 são adotadas para indicar a probabilidade de uma geração prevista ser ultrapassada em um determinado período de tempo. Segundo a mesma instituição, estas siglas passaram a ser usadas para análise financeira dos investidores e, além disso, a garantia física será usada para lastrear os contratos de venda (Dobos *et al.*, 2012). Com base nisso foi feita uma exemplificação do seu significado da seguinte forma: se tomarmos, por exemplo, um contrato com duração de 20 anos temos que um valor P50, sobre uma geração anual de 10.000 kWh, indica que há 50% de chance que a geração seja maior que 10.000 kWh, ao longo do período do contrato.

4.5 Garantia física para usinas fotovoltaicas

De forma semelhante às usinas eólicas quando iniciaram sua participação no ACR, aos empreendimentos fotovoltaicos foi solicitada a quantidade de energia que seria disponibilizada ao SIN. Desta forma, a partir da declaração de disponibilidade anual de energia gerada foi estabelecida sua garantia física. No entanto, os primeiros critérios de cálculo da garantia física para usinas fotovoltaicas vigentes atualmente foram definidos por meio da Portaria nº 342, de 3 de outubro de 2013 (MME, 2013b). Este documento trouxe complementação para a Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008, que tratava até o momento da forma de cálculo para as demais usinas (MME, 2008). A EPE também publicou a Nota Técnica 065/2013 onde aparece a metodologia de cálculo da garantia física de usinas fotovoltaicas (EPE, 2015).

O cálculo da garantia física destas usinas é realizado utilizando a Eq. (4) onde: GF é a garantia física de energia em MW médio; P50ac é a Produção Média Anual de Energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual média que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (50%) para o período do contrato, conforme declarado na guia “Características Técnicas”, subguia “Informações Energéticas”, e constante da Certificação da Produção de Energia; TEIF é a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada; IP é a Indisponibilidade Programada; ΔP é a estimativa anual de consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão da usina com o sistema elétrico, em MWh; e 8760 é o número de horas no ano.

$$GF = \frac{[P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (4)$$

De acordo com a mesma Portaria (MME, 2013b), os valores certificados de Produção Anual de Energia Elétrica devem ser ajustados pelas perdas relacionadas à temperatura, à sujeira, ao sombreamento angular e espectral, à degradação dos módulos, ao *mismatch*, à tolerância sobre a potência nominal dos módulos, à resistência ôhmica nos cabos, à eficiência do inversor e ao controle de potência máxima, entre outros fatores limitantes da geração.

Pode-se dizer então que o cálculo da garantia física de usinas fotovoltaicas se baseia na Produção Anual de Energia, em MWh. Este valor é ajustado considerando a probabilidade de geração igual ou maior a cinquenta por cento. Vale ressaltar que estes dados devem ser certificados conforme as seguintes informações obrigatórias (EPE, 2015):

- a) Metodologia e modelos empregados para cálculo da irradiação no plano inclinado dos módulos (sejam fixos ou com seguidores);
- b) Caracterização técnica dos equipamentos principais (módulos, inversores, cablagem, transformadores, etc);
- c) Análise de efeitos de sombreamento e de albedo;
- d) Descrição das séries e arranjos fotovoltaicos típicos, informando azimuth e inclinação, e a interligação destes com os inversores;
- e) Fotografias do local, caracterizando as quatro direções cardeais;
- f) Devem ser discriminados e quantificados todos os fatores de perdas considerados para o cálculo da Produção Certificada, como: perdas por temperatura, sujeira, sombreamento, angulares e espectrais, degradação anual dos

módulos ao longo do período contratual, *mismatch*, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, resistências ôhmicas na cablagem, eficiência do inversor e controle de potência máxima (MPPT), entre outros, a critério da entidade certificadora;

g) Até 2015, as estimativas mensais de produção de energia, elaboradas em base horária, compatíveis com os dados solarimétricos certificados, em MWh. Devem ser empregados modelos de simulação adequados para estas estimativas, conforme critérios apresentados nas alíneas acima. Poderão ser solicitados estudos de validação dos modelos utilizados;

h) A partir de 2016, deverá ser entregue arquivo digital em formato “Excel”, conforme modelo do ANEXO V, contendo os valores horários diários de Produção de Energia, calculados com base nos dados solarimétricos certificados, sem considerar o efeito da degradação dos módulos. Devem ser empregados modelos de simulação adequados para estas estimativas, conforme critérios apresentados nas alíneas acima. Poderão ser solicitados estudos de validação dos modelos utilizados;

i) Os valores de Produção Anual de Energia Certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 50% e 90%, considerando todo o período contratual em MWh;

j) A Produção Certificada Média Mensal, em MWh, considerando as condições meteorológicas locais e os diversos fatores de perdas, inclusive a degradação média dos módulos fotovoltaicos ao longo do contrato. Este valor de Produção Certificada servirá de base para o cálculo da Garantia Física;

Observação: Não deverão ser considerados nesse cálculo os índices de indisponibilidade, as perdas elétricas do inversor até o ponto de conexão e o consumo interno da planta.

k) Produção Certificada Anual e o Desempenho Global do Sistema (*Performance Ratio*) para cada ano da vigência contratual;

l) A incerteza padrão na estimativa de Produção Anual de Energia de longo termo contemplando as incertezas dos dados solarimétricos, da variabilidade interanual, da representatividade do período monitorado e da variabilidade espacial, do modelo e simulação energética, da correção para o plano inclinado e do cálculo de perdas da planta solar.

Além disso, são aplicados os ajustes em função do valor estimado de indisponibilidade programada e forçada, que correspondem às paradas previstas para manutenção preventiva e corretiva, respectivamente, bem como aos valores estimados de consumo interno, em MWh, necessário para o funcionamento da usina como um todo. Além da estimativa anual, em MWh, também são consideradas as Perdas Internas oriundas do transporte da energia elétrica entre a saída da unidade geradora e o Ponto de Conexão da usina com o sistema elétrico (MME, 2013b; EPE, 2015).

Adicionalmente, na Nota Técnica 065/2013 da EPE é mencionado que “quando for o caso, as perdas na rede desde o ‘ponto de conexão’ até o ‘centro de gravidade’ do submercado correspondente àquele ponto de conexão não serão abatidas da garantia física, mas deverão ser consideradas pelo empreendedor na energia ofertada, pois o ‘ponto de entrega’ da energia contratada é o ‘centro de gravidade’ do submercado”. De forma resumida, o fluxograma mostrado na Fig. 1 ilustra os passos a serem seguidos para o cálculo da produção de energia, base para o cálculo da garantia física de usinas fotovoltaicas.

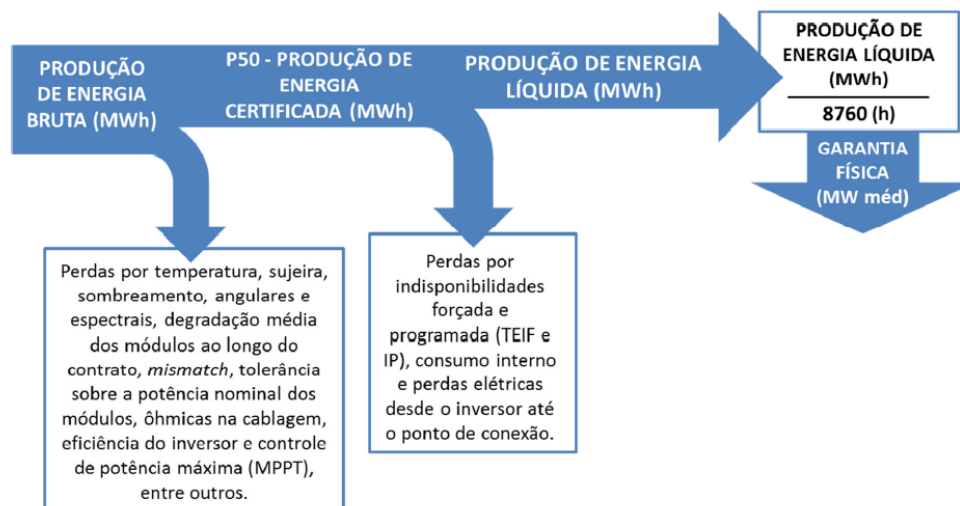


Figura 1 – Fluxograma para o cálculo da produção de energia de usinas fotovoltaicas (EPE, 2015).

5. COMENTÁRIOS FINAIS

Ao partir-se do pressuposto de que garantia física é o conceito utilizado tanto para planejamento quanto para comercialização da energia no SIN, depara-se com um sistema com múltiplas fontes participantes. Portanto, de grande complexidade e que requer uma maturidade do planejamento para gerir estas informações. Uma vez que se passou a vislumbrar a participação das usinas fotovoltaicas na matriz de geração brasileira, e que ela não possibilita o armazenamento do combustível, percebe-se que as diretrizes gerais para se chegar a estes valores tiveram como ponto de partida a fonte eólica. Sendo assim, caso ocorra a alteração do critério P50 para P90, por tratar-se de um aumento da probabilidade de geração prevista, a Garantia Física apurada tende a ser maior e, conseqüentemente, os valores

vendidos em contratos também. Entretanto, é essencial verificar-se primeiramente se a geração das usinas fotovoltaicas excederá a atual probabilidade usada como referência.

Por outro lado, o momento de maior maturidade e com mais tempo de experiência possibilitou um tratamento específico para usinas fotovoltaicas sob vários aspectos. Tal especificidade por um lado trouxe maior rigor dos critérios de cálculo para as usinas fotovoltaicas. No entanto, espera-se que no futuro acarrete em menor risco de diminuição da garantia física das usinas. Ao lembrar-se que os contratos de venda têm seus volumes limitados à garantia física, atualmente os geradores de usinas fotovoltaicas venderão quantidades mais próximas da realidade, uma vez que comercializam a energia com base na expectativa de geração da usina.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 1998. Resolução ANEEL nº 249 de 11 de agosto de 1998. DOU de 12.08.1998, Brasília.
- Brasil, 1995. Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995. DOU de 8.7.1995 - Edição extra e republicada em 28.9.1998, Brasília.
- _____, 1998. Lei nº 2.655 de 2 de julho de 1998. DOU de 03.07.1998, seção 1, p. 2, Brasília.
- _____, 2004. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. DOU de 30.7.2004 - Edição Extra e retificado no DOU de 4.8.2004, Brasília.
- CNPE, 2004. Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004. DOU de 18.11.2004, CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, Brasília.
- _____. 2008. Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008. DOU de 29.07.2008, CNPE, Conselho Nacional de Política Energética, Brasília.
- Dobos, A. P., Gilman, P., Kasberg, M., 2012. P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model: Preprint, NREL Report, n. CP-6A20-54488, pp. 32-45.
- EPE, 2008. Nota Técnica EPE-DEE-RE-099/2008-r0: Metodologia de cálculo da Garantia Física das usinas. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.
- _____, 2013. Nota Técnica EPE-DEE-NT-072/2013-r0: Expansão da geração: Empreendimentos eólicos - Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90. EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Brasília.
- _____, 2015. Nota Técnica EPE-DEE-RE-065/2013-r2: Expansão da Geração – Empreendimentos Fotovoltaicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica, EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 13 de março de 2015.
- GCPS, 1999. Plano Decenal de Expansão 1999/2008. Eletrobrás/MME, Brasília.
- MME, 2008. Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008. DOU de 29.07.2008, seção 1, p. 67, v. 145, n. 144, MME - Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- _____, 2013a. Portaria nº 131, de 25 de abril de 2013. DOU de 26.04.2013, seção 1, pág. 56, n. 80, MME - Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- _____, 2013b. Portaria nº 342, de 3 de outubro de 2013. DOU de 04.10.2013, seção 1, p. 122, v. 150, n. 193, MME - Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- _____, 2014. Portaria nº 564, de 17 de outubro de 2014. DOU de 20.10.2014, seção 1, pág. 66, n. 202, MME - Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- ONS, 2009. Procedimentos de Rede – Submódulo 26.1: Modalidade de operação de usinas: visão geral. rev. 01, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro.
- _____, 2015. O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx. Acesso em: 29 out. 2015.
- Tolmasquim, M. T., 2011. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Synergia/EPE, Rio de Janeiro.

PHYSICAL GUARANTEE OF BRAZILIAN PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS

Abstract. *The guidelines to the definition of physical guarantee for the Brazilian power plants started by the experience gained in hydroelectric generation. Over time, the incorporation of other generation sources demanded the competent bodies the adaptation of existing concepts. In 2013 the Brazilian market showed an important sign about the participation of the photovoltaic technology in a public sale. Therefore, this study aims to clarify what were the guidelines that led to the current methodology of calculation for the physical guarantee of the photovoltaic power plants. By analyzing along with regulatory guidelines and some participants actors in the electricity sector, one realizes that the calculation for photovoltaic solar plants have been done from the declaration of estimated energy, as it was made in the past for the wind farms. This is justified, because it is not possible for both storing fuel. In this context, the aim of this paper is to describe how the establishment of the concept of physical guarantee for photovoltaic plants was. The methodology is based on literature related to this issue.*

Key words: *Brazilian electrical system, Photovoltaic power plants, Physical guarantee.*