

3 RISCOS DE CONTRATAÇÃO DE PCHS E USINAS BIOMASSA

Neste capítulo serão detalhados os riscos que as PCHs e Usinas a Biomassa de Cana de Açúcar estão sujeitas ao negociar sua energia através de contratos no SEB.

3.1 A volatilidade do preço de curto prazo

O comportamento dos preços de curto prazo no sistema brasileiro é diferente da maioria dos países, característica essa que é a base para a concepção da estrutura regulatória do país.

Por um lado os preços spot possuem uma elevada volatilidade no médio prazo (isto é, os preços para daqui a seis meses podem variar de zero a várias centenas de R\$/MWh). Por outro lado, eles têm uma baixa volatilidade de curto prazo: os preços nos períodos do dia de ponta e fora da ponta são os mesmos, e os preços de amanhã são geralmente perto dos de hoje.

Estes preços têm características opostas aos dos sistemas térmicos, em que os preços aumentam acentuadamente com o nível de carga e os principais contribuintes para a volatilidade dos preços são as condições meteorológicas (como temperatura) e a disponibilidade dos equipamentos. Por conseguinte, os preços spot em sistemas térmicos tendem a ter uma maior volatilidade de curto prazo e uma menor volatilidade de médio prazo.

A razão para esta diferença é que sistemas com predominância hidroelétrica são projetados para garantir abastecimento da carga sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre muito raramente. Conseqüentemente, a maior parte do tempo há excedentes de energia, o que implica em preços spot muito baixos. Por outro lado, se um período muito seco ocorre, os preços podem aumentar drasticamente, e até chegar custo de racionamento do sistema. Devido aos reservatórios terem grande capacidade de armazenamento, esses períodos de baixo

custo além de acontecerem com frequência, geralmente duram muito tempo, intercalados por curtos períodos de custos elevados, causados pela seca.

Este padrão é observado na Figura 3-1, que mostra o preço observado no curto prazo no Sudeste do sistema brasileiro a partir de 2000. Nota-se que pouco antes do racionamento iniciar (junho de 2001), os preços ainda não refletiam a escassez de energia.

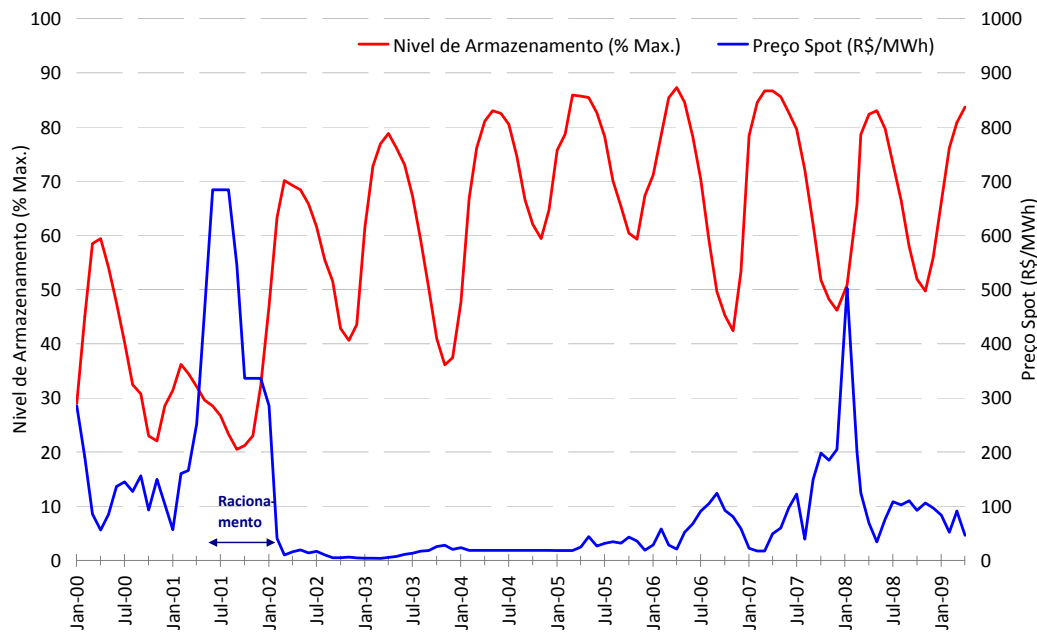


Figura 3-1 - Preço spot de energia na região Sudeste do sistema brasileiro

Após o período de racionamento (fevereiro de 2002), os preços no mercado de curto prazo caíram para valores próximos a 5 R\$/MWh.

Um histórico mais recente dos preços spot semanais é apresentado na Figura 3-2, para cada região nos últimos 7 meses. No último trimestre do ano, foram registrados valores mais elevados devido à menor disponibilidade de gás natural na oferta de energia e às baixas hidrológicas.

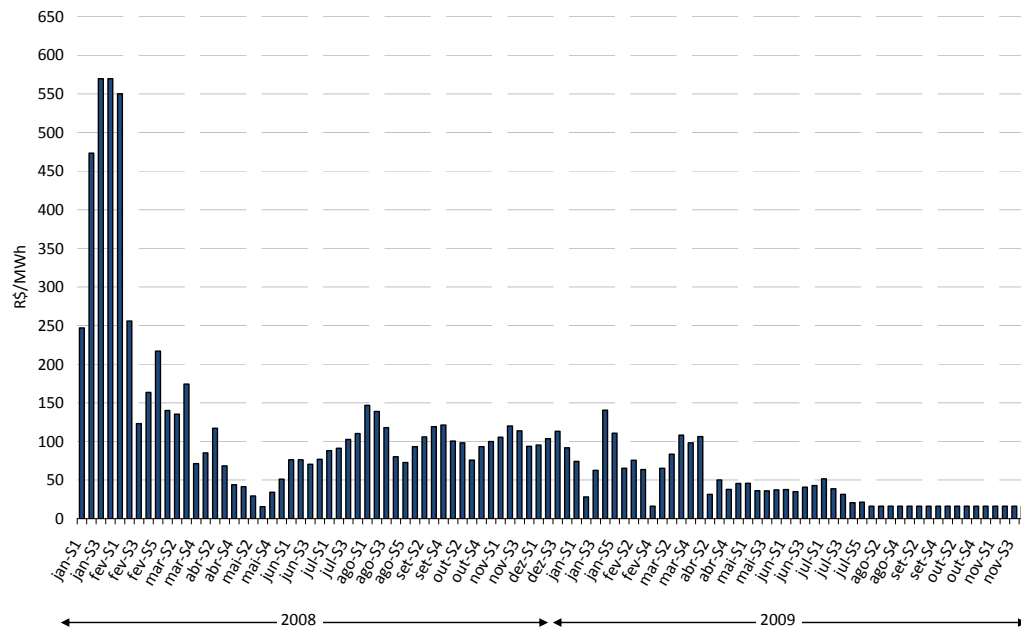


Figura 3-2– Preço spot semanal

É importante ressaltar a natureza probabilística desses preços, cuja distribuição de probabilidade é muito assimétrica, com preços baixos durante a maior parte dos cenários hidrológicos (correspondendo às condições hidrológicas médias e úmidas), a preços altos em poucos cenários (correspondendo à secas severas). Por exemplo, a Figura 3-3 apresenta a distribuição de probabilidade do valor esperado do preço spot da região Sudeste para o ano 2010 . Observa-se que, apesar da média ser de 150,9 R\$/MWh, 68% dos cenários hidrológicos simulados resultam em preços menores que a média e em poucos cenários o PLD atinge o preço teto.

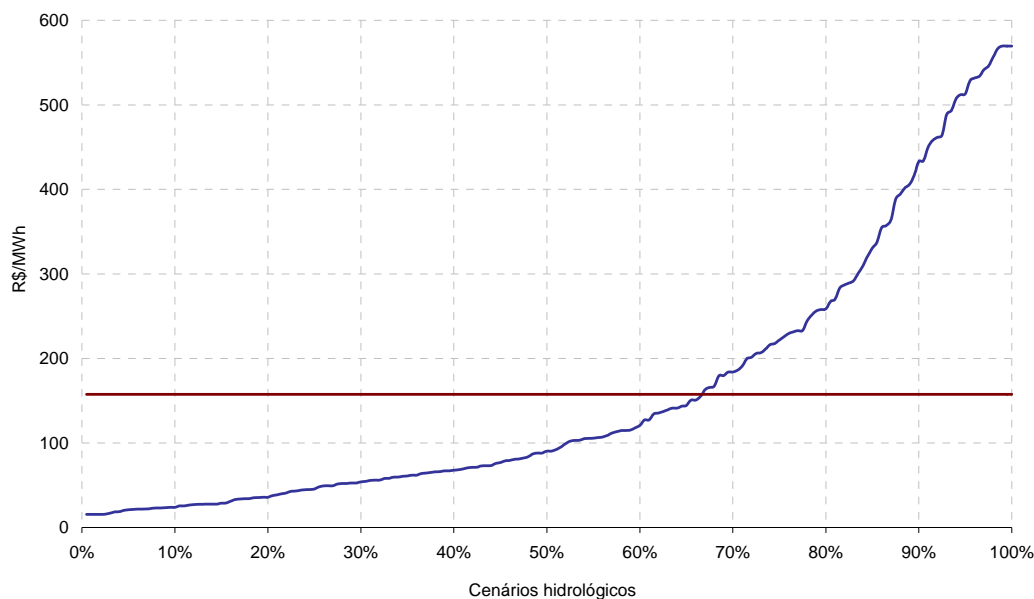


Figura 3-3– Distribuição de probabilidade acumulada do PLD

Uma das conseqüências desta volatilidade de preços é o risco a que um gerador *merchant* – i.e., um gerador que venda toda sua geração valorada ao preço spot - está sujeito: como os preços baixos são mais frequentes e ocorrem de forma contínua por longos períodos de tempo, a probabilidade deste gerador ter uma baixa receita é alta. Além disso, qualquer transação no mercado spot pode se mostrar atrativa na média, porém, na realidade, prova-se um negócio altamente arriscado, devido à baixa probabilidade de preços altos.

Visando proteger-se contra esta alta volatilidade, tornou-se prática padrão entre os geradores no Brasil a assinatura de contratos bilaterais, que são instrumentos puramente financeiros e formam estrutura principal do modelo regulatório do país – conforme explicado anteriormente.

3.2 Possibilidades de contratação para as PCHs e Usinas a Biomassa

Conforme explicado na seção anterior, os geradores no Brasil têm como prática padrão a assinatura de contratos de fornecimento de energia para, dessa maneira, se protegerem da alta probabilidade de ocorrência de Preços de Curto Prazo muito baixos.

Os tipos de contratação possíveis dependem do ambiente de comercialização (ACR ou ACL) no qual esses geradores estão negociando sua energia.

No ACR, os geradores têm a possibilidade de vender sua energia em diferentes tipos de leilões públicos através de duas modalidades de contratação:

(i) Contratos por quantidade de energia (contratos “a termo” ou forward) – é um contrato padrão de fornecimento firme de energia, onde o comprador paga um valor em R\$/MWh fixo pelo montante de energia contratada. Neste tipo de contrato o gerador assume todos os riscos de não entrega de energia, tendo que comprar a energia no mercado de curto prazo em caso de produção abaixo do montante contratado (mas, por outro lado, em caso de produção de energia acima do montante contratado, ele vende esse excesso no mercado de curto prazo);

(ii) Contratos por disponibilidade de energia (contratos de “opção” de energia) [21]– neste tipo de contrato o consumidor “aluga” a usina do investidor, pagando uma quantidade fixa (R\$/kW.mês). Caso a usina não gere energia em um dado mês, o consumidor compra a energia relativa ao montante contratado no mercado de curto prazo. Caso contrário, o consumidor reembolsa a usina pelos seus custos operacionais variáveis (R\$/MWh) e toda a energia gerada pela usina é entregue ao consumidor (a parcela de energia gerada acima do montante contratado é vendida pelo consumidor no mercado de curto prazo). Desta maneira, neste tipo de contrato, o consumidor assume todos os riscos de não entrega de energia (mas também se beneficia em caso de produção de energia acima do montante contratado).

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem o direito de decidir qual tipo de contrato será oferecido para cada tipo de gerador em cada leilão. De maneira geral, o MME tem aplicado o contrato por quantidade para usinas hidrelétricas e contratos por disponibilidade para usinas termelétricas.

No ACL, não existem contratos padronizados como no ACR. As condições dos contratos são acertadas diretamente entre vendedores e compradores. Em geral, os consumidores livres não aceitam assumir os riscos de não entrega de energia, de maneira que a quase totalidade dos contratos negociados no ACL, são contratos padrão de fornecimento firme de energia.

Esses tipos de contrato de fornecimento firme resultam em um risco de quantidade para PCHs e Usinas a Biomassa, que será melhor detalhado a seguir.

3.3 O Risco de Quantidade no ACL

Conforme visto anteriormente, os contratos bilaterais no ACL servem como proteção aos geradores contra os riscos de preço (baixo).

No entanto, eles introduzem um risco de quantidade: como esses contratos geralmente alocam no gerador a obrigação de entrega de energia, caso este não produza energia suficiente para atender o montante contratado, ele deverá então comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir sua obrigação contratual, possivelmente a um preço alto.

No caso específico das PCHs e das Usinas Biomassa, esse risco se potencializa devido à característica sazonal de seus perfis de geração. Como os consumidores livres geralmente procuram contratos de fornecimento de montantes constantes de energia ao longo do ano, a sazonalidade característica dessas usinas resulta em riscos de exposição financeira ao PLD, conforme será detalhado a seguir.

3.3.1 PCHs

As PCHs são usinas hidroelétricas com capacidade instalada menor que 30 MW e uma área de reservatório menor que 2 km². Devido a esta baixa capacidade de armazenamento de água, sua produção de energia depende da vazão fluvial do rio no qual ela está localizada em cada período.

A Garantia Física deste tipo de usina é calculada pela ANEEL no processo de autorização para construção da PCH. Para isto, é utilizada a média histórica de vazão do rio no qual elas estão localizadas, valor que é então convertido para geração de energia através do coeficiente de produtividade médio e da potência instalada do projeto.

A Figura 3-4 apresenta o histórico estimado da geração de energia de uma PCH de 30 MW localizada no Rio Paraíba, na região Sudeste. As linhas finas representam a geração de energia em diferentes anos, estimada a partir dos dados históricos de vazão do rio. A geração média desta PCH foi aproximadamente 16,58 MW_{med} (55% da Potência Instalada da PCH), valor que representa então sua Garantia Física.

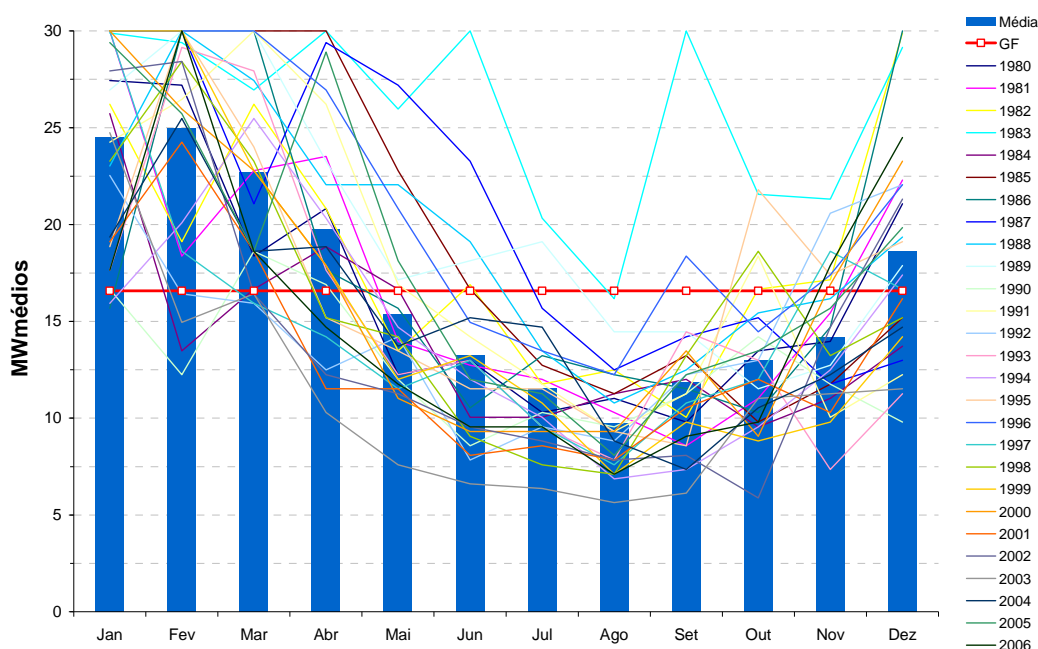


Figura 3-4 – Geração histórica estimada de PCH de 30 MW

No gráfico é possível observar o forte efeito do período de estiagem (Maio a Novembro) no perfil de produção de energia da PCH e também na variabilidade deste perfil, resultando em um perfil de geração altamente volátil não só intra-anualmente como também de um ano para outro.

Entre Maio e Novembro a PCH em questão produz, em média, um montante de energia abaixo de valor de sua Garantia Física. Dessa maneira, caso ela houvesse vendido sua energia no ACL através de um contrato de fornecimento firme de energia, ela seria obrigada a comprar energia na CCEE nestes meses, gerando uma exposição financeira ao PLD.

Outro fator agravante para a PCH é que, devido ao fato do SEB ser predominantemente hidroelétrico, o PLD depende muito das condições hidrológicas do sistema. Assim, em períodos de estiagem, quando a produção de energia da PCH tende a ser menor que sua Garantia Física, o valor do PLD tende a ser mais alto. Ou seja, há uma correlação negativa entre o nível do PLD e o montante de energia produzida pela PCH, o que potencializa ainda mais a exposição financeira destas usinas ao PLD em caso de venda de sua Garantia Física através de contratos no ACL.

Uma opção que estas usinas têm para mitigar esse risco é a participação no MRE.

Conforme já explicado anteriormente o MRE, é um esquema de compartilhamento de riscos e benefícios entre as todas as usinas hidroelétricas e PCHs do SIN. A liquidação na CCEE da energia das usinas participantes é efetuada utilizando as produções "realocadas" - os "créditos de energia" que são frações da energia hidroelétrica total produzida - ao invés da produção efetiva de cada usina. Como uma porcentagem da produção hidroelétrica total do sistema é muito menos volátil do que a produção individual, o MRE estabiliza a produção de energia das usinas, mitigando o risco de exposição financeira ao PLD.

Esse efeito pode ser observado na Figura 3-5, que apresenta uma comparação, para cada mês do ano de 2006, entre a geração efetiva de energia da uma PCH no Rio Paraibuna com os créditos de energia que esta usina receberia caso estivesse no MRE. Para calcular a estimativa do montante de créditos de energia recebidos pela PCH em cada mês do ano de 2006, foram utilizados dados históricos de geração de energia hidráulica total no SIN e de Garantia Física Hidráulica Total no SIN disponíveis no ONS e na CCEE.

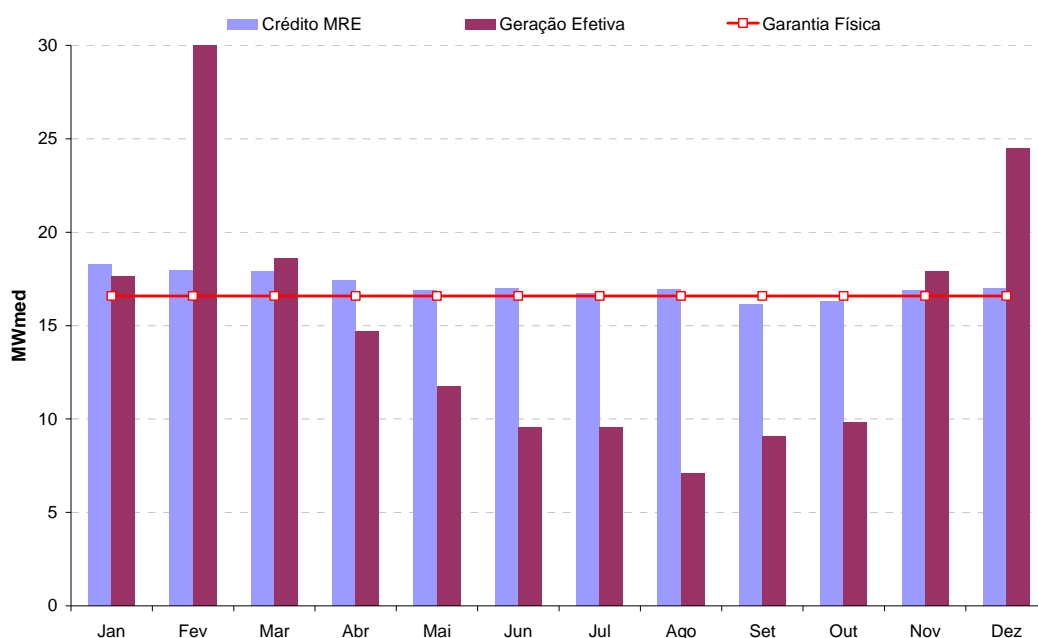


Figura 3-5 – Comparação entre a Geração Física e créditos no MRE

Neste gráfico é possível observar como os créditos de energia têm um comportamento menos volátil que a geração efetiva de energia da PCH. Pode-se observar que a usina no MRE teve pouca exposição ao PLD. Com exceção dos meses de Setembro e Outubro, quando o montante de créditos recebidos foi ligeiramente menor que sua Garantia Física, a PCH recebeu um montante de créditos de energia maior que sua Garantia Física. Dessa maneira, caso essa PCH resolvesse celebrar um contrato com um consumidor livre de fornecimento firme de um montante de energia igual a sua Garantia Física, este resultaria em pouca exposição ao PLD, ao contrario do que aconteceria se ela celebrasse esse mesmo contrato sem participar do MRE.

Uma flexibilidade adicional que a PCH participante do MRE possui, como já foi comentado anteriormente, é a possibilidade de sazonalizar sua Garantia Física ao longo do ano, de maneira a receber mais créditos de energia em alguns meses do ano. Caso a PCH da Figura 3-5 tivesse uma percepção prévia do comportamento dos seus créditos ao longo do ano, ela poderia sazonalizar sua Garantia Física em 2006 de maneira a receber uma fração maior da energia hidráulica do sistema nos meses de Setembro e Outubro, eliminando o seu deficit energético nesses dois meses.

No entanto, a participação no MRE não elimina totalmente os riscos de exposição ao preço de curto prazo. Caso condições hidrológicas extremamente severas afetem o sistema como um todo, todas as usinas participantes do MRE irão conseqüentemente produzir um montante de energia abaixo de sua Garantia Física. Com isso, elas receberão um montante de créditos de energia inferiores a sua Garantia Física. Adicionalmente, estas condições hidrológicas adversas resultarão em um PLD alto logo neste período onde a PCH participante do MRE está recebendo um montante insuficiente de créditos de energia para cobrir suas possíveis obrigações contratuais e tendo que comprar energia no mercado de curto prazo para cobrir esse déficit.

A Figura 3-6 abaixo apresenta uma distribuição típica da Receita Líquida Anual na CCEE de uma PCH participante do MRE de 30 MW de Potencia Instalada e Garantia Física de 16,5 MWmed que vende toda sua Garantia Física através de um contrato de fornecimento firme de energia.

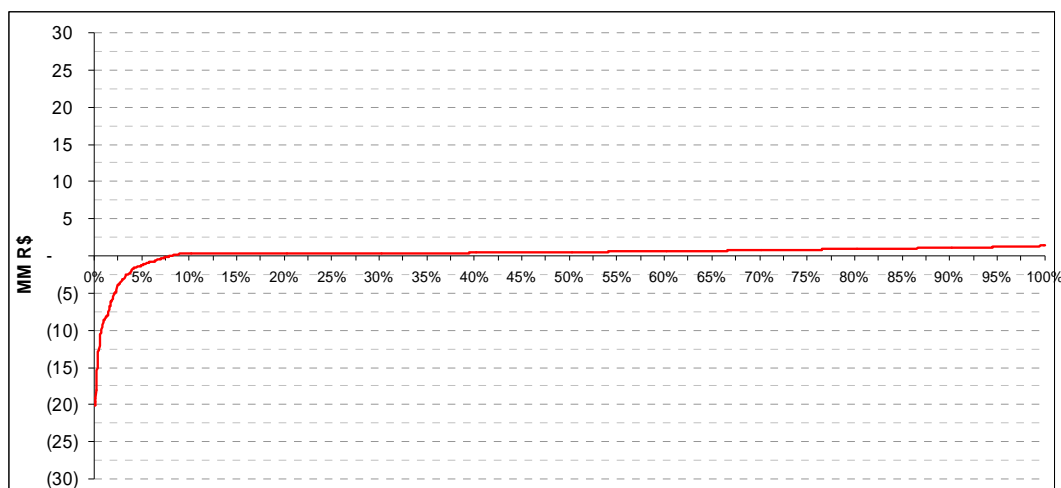


Figura 3-6 – Distribuição da Receita Líquida de uma PCH no MRE

Pode-se reparar que há uma probabilidade de aproximadamente 7,5% da PCH ter prejuízo na CCEE e que este prejuízo, nos piores casos, pode chegar a até mesmo 20 MM R\$. Este valor é equivalente a receita que a PCH conseguiria caso ela tivesse negociado seu contrato a um preço de 140 R\$/MWh. Ou seja, caso a PCH vendesse sua energia a 140 R\$/MWh, haveria possibilidade de ela perder toda esta receita devido ao prejuízo ocorrido na CCEE, consequência de um cenário onde ela recebeu uma quantidade insuficiente de créditos de energia para honrar seu compromisso e teve que comprar essa energia no mercado de curto prazo (i.e., na CCEE).

Logo, mesmo participando do MRE, as PCHs podem considerar extremamente arriscado vender energia para consumidores livres de maneira individual. Isso incentiva esses geradores a procurar maneiras alternativas de comercializar sua energia no ACL.

3.3.2 Usinas Biomassa

As usinas à biomassa têm sua produção restrita aos meses de safra de cana de açúcar (na região Sudeste engloba os meses de maio a novembro aproximadamente). Durante esse período, a usina gera sua energia praticamente 100% do tempo. A não ser por problemas mecânicos ou por falta de matéria prima devido a fatores meteorológicos (em dias de fortes chuvas, é possível que não seja possível efetuar a colheita), a geração de energia da usina é bastante previsível.

O problema de falta de matéria prima é mitigado pela possibilidade de estocagem de biomassa durante a colheita.

Já o problema de parada por falhas mecânicas pode ser contornado através de declarações para o regulador de taxas de parada para manutenção coerentes com a realidade operacional da usina. Assim, desde que o tempo de parada esteja dentro dos parâmetros declarados, o gerador não é obrigado a arcar com nenhuma penalidade.

Dessa maneira, a produção de energia da usina à biomassa pode ser considerada constante durante os meses de safra de cana.

A Figura 3-7 abaixo apresenta um perfil típico de Geração de Energia em cada mês do ano de uma Usina Biomassa de Cana de Açúcar de 30 MW na Região Sudeste. Foi considerado que a usina gera energia de Maio a Novembro (durante a safra de cana de açúcar da região) continuamente a 95% de seu Potencial Máximo (ou seja, ela desconta 5% para eventuais paradas para manutenção).

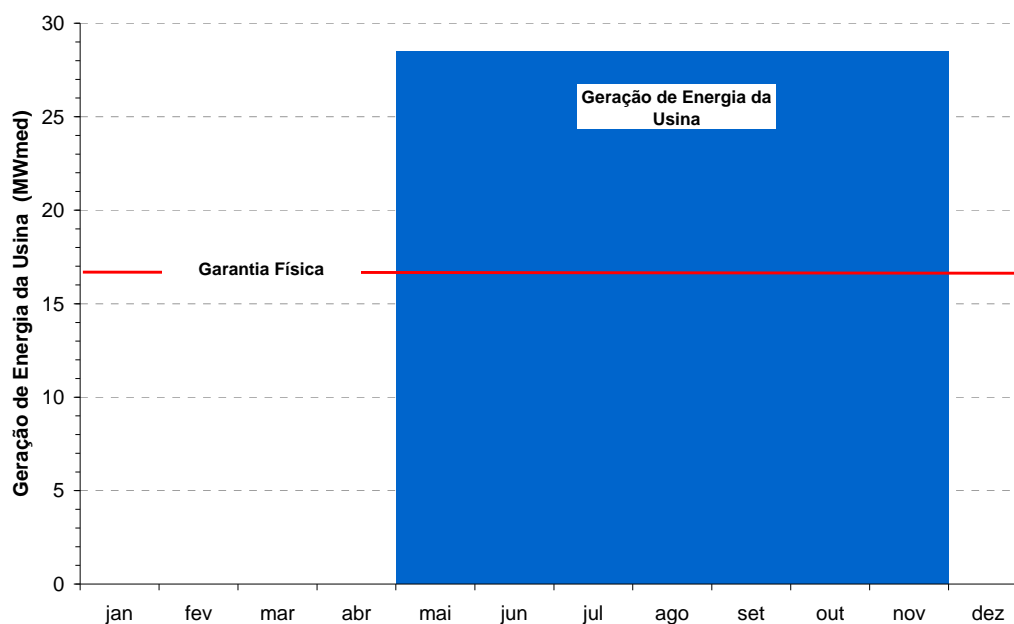


Figura 3-7 – Geração de Energia de uma Usina Biomassa típica com 30 MW

A Garantia Física dessa usina, de acordo com a regulamentação da ANEEL, é a Energia Média gerada ao longo do ano. No caso da usina apresentada na

Figura 3-7, como a usina gera energia a 95% do seu potencial em 7 dos 12 meses do ano, a Garantia Física dela é $30 * 95\% * 7/12 = 16,6 \text{ MWmed}$ (equivalente a aproximadamente 55,7% da Potencia Instalada da Biomassa).

Observando a figura acima, podemos claramente ver o risco que esse gerador Biomassa incorre caso ele decida vender sua energia através de um contrato padrão no ACL. Como durante o período entre Dezembro e Abril a geração de energia deste gerador é nula, ele terá que comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir sua obrigação contratual, gerando uma exposição financeira ao PLD. Por outro lado, durante os meses de Maio a Novembro, como o gerador produz mais energia que o montante passível de contratação, essa sobre-produção de energia será liquidada na CCEE valorada ao PLD.

Um aspecto interessante é que o período de safra de cana de açúcar coincide com o período de estiagem na região Sudeste. Conseqüentemente, o PLD tende a ser mais alto neste período do que no restante do ano, resultando em uma sinergia favorável dessas usinas com as características gerais do sistema: durante o período em que as usinas hidroelétricas estão enfrentando uma sub-produção de energia, as Usina a Biomassa estão tendo uma sobre-produção de energia e vendendo essa parcela excedente no mercado de curto prazo valorada a este PLD alto.

No entanto, apesar desta característica, um agente averso ao risco irá ser mais sensível às exposições negativas durante os meses fora de safra do que às exposições positivas durante os meses de safra [23].

A Figura 3-8 abaixo apresenta uma distribuição típica da Receita Líquida Anual na CCEE da uma Biomassa apresentada na Figura 3-7 que vende toda sua Garantia Física através de um contrato de fornecimento firme de energia.

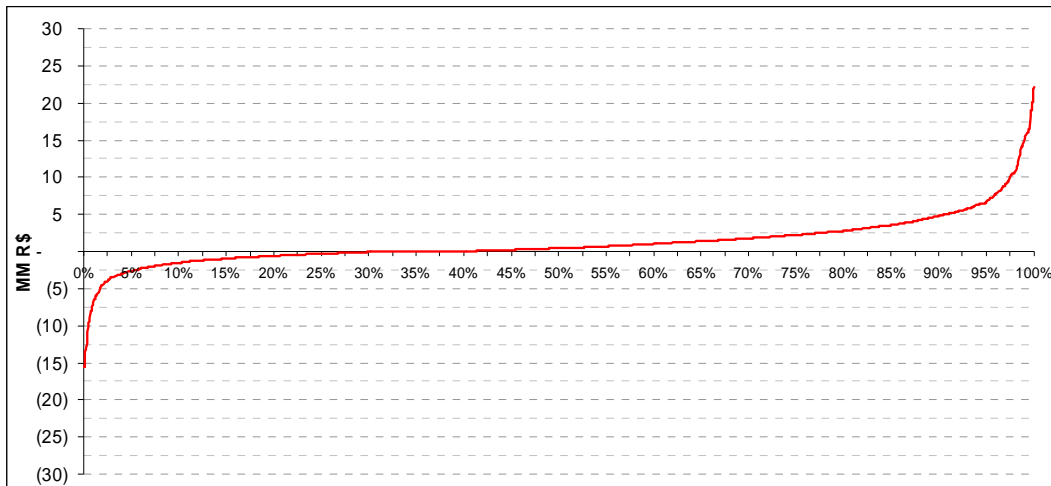


Figura 3-8 - Distribuição da Receita Líquida de uma Biomassa

Pode-se reparar que há uma probabilidade de aproximadamente 30% da PCH ter prejuízo na CCEE e que este prejuízo, nos piores casos, pode chegar a até mesmo 15 MM R\$. Assim, caso a Biomassa houvesse vendido sua energia a 140 R\$/MWh, resultando em uma receita de aproximadamente 20 MM R\$, haveria a possibilidade de ela perder 75% desta receita devido ao prejuízo ocorrido na CCEE, consequência de um cenário onde o PLD nos meses de entressafra (Dezembro a Abril) mostrou-se extremamente elevado.

Dessa maneira, Geradores Biomassa mostram-se muito relutantes em vender sua energia através de contratos padrão no ACL devido ao risco de exposições negativas ao PLD durante os meses de entressafra.