



**XXI SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO -CGR**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**ANÁLISE DE RISCOS AO CAIXA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS  
EM FUNÇÃO DOS CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE NO ACR**

<b>(*)Fellipe Fernandes Goulart dos Santos</b>	<b>Marco Aurélio de Oliveira Dias</b>	<b>Marcus Vinícius de Castro Lobato</b>
<b>CEMIG</b>	<b>CEMIG</b>	<b>CEMIG</b>

**RESUMO**

As despesas com compra de energia constituem importante item não-gerenciável dos custos de uma distribuidora. A partir de 2008, com o início de vigência de contratos por disponibilidade, essas despesas começaram a sofrer influência das condições de curto prazo e a variabilidade dos custos se ampliará na medida em que os contratos por disponibilidade se tornem mais significativos nos portfólios de compra. Nesse trabalho, é avaliado o impacto que esse tipo de contrato traz à despesa de compra de energia e é sugerida uma forma de mitigar esse novo risco a que estão sujeitas as empresas de distribuição.

**PALAVRAS-CHAVE**

ACR, Contratos por Disponibilidade, Fluxo de Caixa, Distribuidoras de Energia, Risco de Curto Prazo

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Para atender as necessidades de energia dos consumidores localizados na sua área de concessão, as distribuidoras de energia elétrica precisam efetuar compras de energia nos leilões do ACR. Assim, para cada leilão de compra e venda de energia promovido pelo MME, as empresas distribuidoras são orientadas a declararem as suas necessidades de compra de energia para o período estabelecido em cada produto do leilão.

Nos leilões de energia existente já realizados, os produtos tiveram um prazo de duração de oito anos, e todos os contratos foram celebrados na modalidade quantidade. Para os leilões de energia nova, o novo marco regulatório inseriu uma nova modalidade: a contratação por disponibilidade. A principal diferença entre os contratos por disponibilidade e os contratos por quantidade é referente à alocação dos riscos de curto prazo. Nos contratos por quantidade, esse risco é do empreendedor, já nos contratos por disponibilidade os riscos de curto prazo são transferidos para o consumidor. Esses novos contratos foram criados com o objetivo de atrair novos investidores para o desenvolvimento da oferta de energia do SIN. Nos leilões de energia nova, os produtos foram separados em dois tipos: produto Hidro, para usinas hidrelétricas na modalidade quantidade, e produto Outras Fontes na modalidade disponibilidade. O 1º leilão de energia nova, que ocorreu em dezembro/2005, produziu a primeira contratação na modalidade disponibilidade com início de entrega em 2008 e quinze anos de duração.

Dessa forma, até 2007, a despesa esperada com compra de energia não variava significativamente porque os contratos de compra de energia das distribuidoras eram na modalidade quantidade (Itaipu, Proinfa, bilaterais anteriores a 2004, e CCEARs de energia existente). Apenas as distribuidoras dos sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste que recebem energia de Itaipu possuem uma variação esperada por conta da incerteza da evolução do dólar norte-americano (indexador das tarifas de energia e transporte de Itaipu) e do montante de energia disponibilizado pela Itaipu Binacional a cada ano, no entanto essa variação não será abordada nesse estudo.

O presente estudo analisou a variação na despesa com compra de energia em função dos contratos por disponibilidade. Pelos resultados obtidos nos casos estudados, verificou-se o novo tipo de risco a que estão sujeitas as distribuidoras em função desses contratos. Percebeu-se que a média das projeções de despesa com a

compra de energia pode não ser um parâmetro adequado para utilização no cálculo dos custos a serem recuperados a cada ano pelas distribuidoras, devido à possibilidade de ocorrência de despesas significativamente maiores em função das condições de curto prazo.

## 2.0 - VARIABILIDADE DAS DESPESAS EM CONTRATOS POR DISPONIBILIDADE

Com o início de vigência dos contratos por disponibilidade, a partir de janeiro de 2008, as despesas de compra de energia das empresas distribuidoras passaram a ser dependentes das condições conjunturais do Sistema Interligado Nacional – SIN, da operação do SIN determinada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e conseqüentemente do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

Essas despesas de curto prazo de cada empreendimento são estimadas no momento de contratação de cada UTE no leilão. Para tanto, em cada leilão de Energia Nova, a Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE, realiza cálculos de CMOs baseados em um cenário definido no Plano Decenal de Energia Elétrica – PDEE. Com esses diversos cenários de CMOs, a EPE calcula quais seriam as despesas com combustível quando a UTE fosse despachada e as receitas/despesas de curto prazo na CCEE. Essas receitas e despesas compõem o chamado fator K, que é adicionado à proposta de custo fixo de cada empreendedor para classificar as usinas por ordem de custo durante o leilão. No entanto, esse valor calculado é apenas indicativo, uma expectativa da média dessas receitas/despesas conforme se projetava na época de cada leilão e considerando as particularidades da configuração do NEWAVE com o qual foi calculado. Os efetivos “Fatores K”, ou seja, os valores de despesas/receitas que serão pagos/recebidos pelas distribuidoras ao longo de período dos contratos serão conhecido apenas ao longo da operação real da usina e são dependentes dos resultados das decisões de despacho operativo do ONS e das contabilizações da CCEE que são realizadas em base semanal. Isso acarreta diferenças significativas nos custos finais desses contratos.

Com o crescimento da participação de contratos de disponibilidade nos portfólios de compra de energia ao longo dos próximos anos, a incerteza nos valores esperados de despesa com compra de energia poderá provocar graves desajustes nos caixas das empresas distribuidoras. É importante ressaltar que essas diferenças não deveriam provocar prejuízos aos resultados contábeis das distribuidoras, pois existe a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA. Essa conta foi criada para capturar as diferenças entre preços de cobertura de compra de energia previstos nas tarifas das distribuidoras e os preços verificados nas despesas efetivas. Ela registra as variações ocorridas entre reajustes tarifários de despesas da Parcela A, entre eles, a compra de energia para revenda. Assim, o saldo dessa conta deverá ser compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da distribuidora nos 12 (doze) meses subseqüentes à data de reajuste tarifário anual, sendo a eventual diferença considerada no cálculo do reajuste tarifário seguinte.

Contudo, no decorrer de cada ano, caso os valores previstos para a despesa com compra de energia sejam muito distantes dos valores verificados, pode ser necessário que a distribuidora realize a realocação de recursos previamente destinados a outras atividades da empresa, como o comprometimento de recurso que seriam usados em investimentos na rede existente, para o pagamento de despesas de curto prazo de energia. Em outros casos, pode ser necessário até a realização de empréstimos para o pagamento dessa diferença, o que pode gerar prejuízos para a distribuidora e também comprometimentos dos níveis aceitáveis de endividamento.

## 3.0 - ESTUDO DE CASO

Para avaliar os riscos nas elaborações dos orçamentos anuais de compra de energia das empresas distribuidoras, foi criada uma distribuidora hipotética no submercado sudeste. Essa distribuidora possuía um mercado de energia de 1.000 MW-médios em janeiro de 2007 e foi considerada uma taxa de crescimento médio de 3% nos anos de 2007 a 2014. O portfólio de compras dessa distribuidora foi montado de forma a ser equivalente ao mix de contratos já realizados no ACR até a presente data pelas distribuidoras do SIN.

As compras realizadas por esse agente de distribuição estão dentro dos limites permitidos pela legislação. Assim em 2007 os contratos de compra de energia da distribuidora representam 100% de seu mercado, e nos anos seguintes 103% do seu mercado. A Tabela 1 a seguir traz a evolução do percentual dos contratos por disponibilidade na carteira de contratos de compra de energia da distribuidora e a Tabela 2 mostra o balanço estrutural por produtos de leilão de forma a garantir o atendimento da demanda dessa distribuidora.

Tabela 1. Proporção de contratos de disponibilidade na carteira da distribuidora

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Proporção	0%	8%	12%	15%	18%	20%	24%	25%	24%

Pela Tabelas 1 e 2, podemos notar o aumento de participação dos contratos por disponibilidade na composição do lastro dessa distribuidora. Em 2007, a distribuidora não possuía nenhum contrato por disponibilidade na sua carteira, ao passo que em 2014 chega a contar com mais de 20% em contratos por disponibilidade para atender seu mercado consumidor. Esse aumento rápido na proporção dos contratos se deve ao fato de que os vencedores nos primeiros leilões de energia nova foram, em sua maioria, empreendimentos que venderam sua energia na modalidade disponibilidade. Essa tendência se reverteu a partir das licitações de projetos estruturantes hidráulicos e das restrições de participação de UTEs com CVUs elevados nos leilões de energia nova mais recentes. Contudo,

um grande volume de contratos por disponibilidade já foi contratado, como mostra a Tabela 1.

Tabela 2. Definição dos produtos de compra por leilão

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Requisitos</b>	<b>1.000</b>	<b>1.012</b>	<b>1.024</b>	<b>1.070</b>	<b>1.118</b>	<b>1.169</b>	<b>1.221</b>	<b>1.276</b>	<b>1.334</b>
<b>Recursos</b>	<b>1.000</b>	<b>1.042</b>	<b>1.055</b>	<b>1.102</b>	<b>1.152</b>	<b>1.204</b>	<b>1.258</b>	<b>1.315</b>	<b>1.382</b>
Itaipu	273	260	255	254	251	251	231	231	231
Proinfa	10	16	24	24	24	24	24	24	24
Q Contratos Bilaterais	170	100	-	-	-	-	-	-	-
Q CCEAR - EX	547	576	599	599	599	599	587	579	577
2005-08	286	286	286	286	286	286	-	-	-
Recont. Montante Reposição	-	-	-	-	-	-	275	275	275
2006-08	214	214	214	214	214	214	214	-	-
Recont. Montante Reposição	-	-	-	-	-	-	-	206	206
2007-08 1ª	37	37	37	37	37	37	37	37	-
2007-08 2ª	6	6	6	6	6	6	6	6	-
Recont. Montante Reposição	-	-	-	-	-	-	-	-	42
2006-03	3	3	-	-	-	-	-	-	-
2008-08	-	29	29	29	29	29	29	29	29
2009-08	-	-	26	26	26	26	26	26	26
Q CCEAR - EN QTD	0	10	48	62	76	92	117	151	220
2008-H30	-	10	10	10	10	10	10	10	10
2009-H30 1ª	-	-	2	2	2	2	2	2	2
2009-H30 2ª	-	-	36	36	36	36	36	36	36
2010-H30 1ª LFA	-	-	-	1	1	1	1	1	1
2010-H30 1ª	-	-	-	13	13	13	13	13	13
2011-H30	-	-	-	-	14	14	14	14	14
2012-H30	-	-	-	-	-	16	16	16	16
Sto Antonio	-	-	-	-	-	0	9	23	34
Jirau	-	-	-	-	-	-	14	26	36
2013-H30	-	-	-	-	-	-	2	2	2
2013-H30 2ª LFA	-	-	-	-	-	-	1	1	1
2014-H30 (estimativa A-3 2011)	-	-	-	-	-	-	-	8	8
2015-H30 1ª	-	-	-	-	-	-	-	-	12
2015-H30 2ª	-	-	-	-	-	-	-	-	34
Belo Monte	-	-	-	-	-	-	-	-	1
D CCEAR - EN DSP	0	80	129	163	202	238	299	330	330
2008-T15	-	80	80	80	80	80	80	80	80
2009-T15 1ª	-	-	30	30	30	30	30	30	30
2009-T15 2ª	-	-	19	19	19	19	19	19	19
2010-T15 1ª	-	-	-	13	13	13	13	13	13
2010-T15 1ª LFA	-	-	-	2	2	2	2	2	2
2010-T15 4ª	-	-	-	20	20	20	20	20	20
2011-T15 3ª	-	-	-	-	13	13	13	13	13
2011-T15 6ª	-	-	-	-	26	26	26	26	26
2012-T15 5ª	-	-	-	-	-	36	36	36	36
2012-T15 8ª	-	-	-	-	-	0	0	0	0
2013-T15 7ª	-	-	-	-	-	-	49	49	49
2013-T15 2ª LFA	-	-	-	-	-	-	11	11	11
2014-T20 X(estimativa A-3 2011)	-	-	-	-	-	-	-	31	31
	0	30	31	32	34	35	37	38	48
	0,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,6%

A partir do portfólio apresentado na Tabela 2, foram feitas simulações das despesas com compra de energia. Para a simulação das variações e projeções de despesas, os preços dos contratos de Itaipu, Proinfa e dos contratos bilaterais foram estimados com base nas informações disponibilizadas pela ANEEL. Esses preços foram considerados constantes durante todo o horizonte de estudo de forma a não interferir na análise. Para os produtos oriundos dos leilões do ACR, os preços utilizados foram os preços originais vencedores dos leilões corrigidos pelo IPCA para o mês de janeiro/2011. A sazonalização dos contratos segue o perfil histórico da carga.

Para cálculo das despesas variáveis dos contratos por disponibilidade, foram utilizados 5 cenários, que tiveram como base os decks de preço disponibilizados pela CCEE dos meses de janeiro/2007, janeiro/2008, janeiro/2009, janeiro/2010 e janeiro/2011. Para a simulação de todos os casos e a geração dos 2.000 cenários de preços foi utilizado o programa Newave.

### 3.1 Resultados Obtidos

Utilizando os preços dos contratos por quantidade e os ICBs dos contratos por disponibilidade atualizados monetariamente para janeiro/2011 e considerando o volume contratado em cada modalidade, foi calculada a expectativa evolução de despesa média anual com compra de energia, conforme se vê na Figura 1.

Pela Figura 1 a seguir, percebe-se o aumento de despesas com a compra de energia devido ao aumento da carga mas principalmente devido aos altos preços de venda de energia praticados nos leilões de energia nova em geral. Contudo, essa evolução é apenas indicativa, pois se baseia nos ICBs resultantes dos leilões. Na Figura 2 são mostrados os valores esperados de despesas anuais recalculando-se o fator K a partir de diversos cenários de oferta e demanda. Pela Figura 2, observa-se que há uma variação em termos médios anuais em relação à simples correção monetária dos ICBs e isso é esperado, pois as condições reais de atendimento em cada ano são distintas

daquelas utilizadas pela EPE quando do cálculo do fator K para cada leilão.

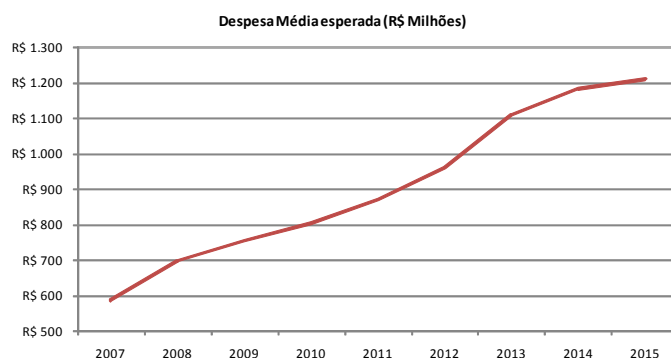


Figura 1. Despesa média anual esperada com a compra de energia considerando-se apenas a atualização monetária do ICB

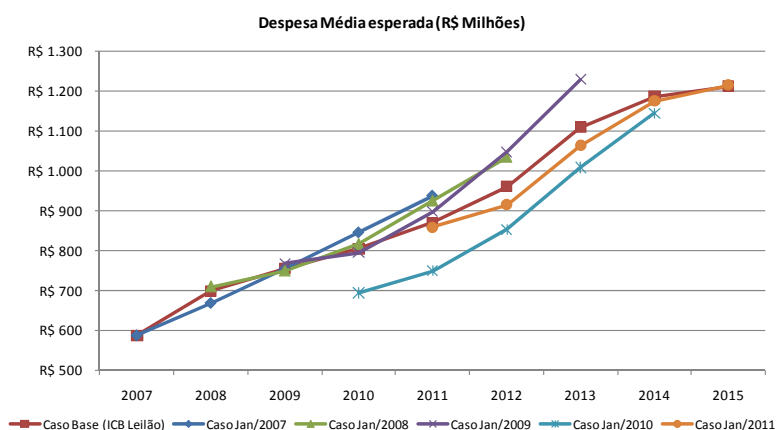


Figura 2. Despesa média anual com a compra de contratos de energia considerando-se a variação nos contratos por disponibilidade

As variações de despesas médias anuais em relação às expectativas dos leilões são importantes para se entender os variações nos custos esperados de compra de energia pelas distribuidoras. Mas, essa variação deve ser transparente pra essas empresas, pois será repassada às tarifas dos consumidores no ano seguinte. Entretanto, o problema que o presente trabalho se propõe a analisar são as variações de curto prazo, os diversos cenários possíveis que se distanciam do cenário médio e que podem implicar significativos aumentos nas despesas de curto prazo. Para se avaliar a amplitude dessas variações, ao invés de se fazer a análise apenas do valor esperado da despesa em cada ano, foram observadas as distribuições de probabilidades de ocorrência dessas despesas. Assim, começando pelo ano de 2007, quando não havia contratos por disponibilidade, não havia variação de custo de compra e que representa a distribuição das receitas é uma reta, como mostra a Figura 3.

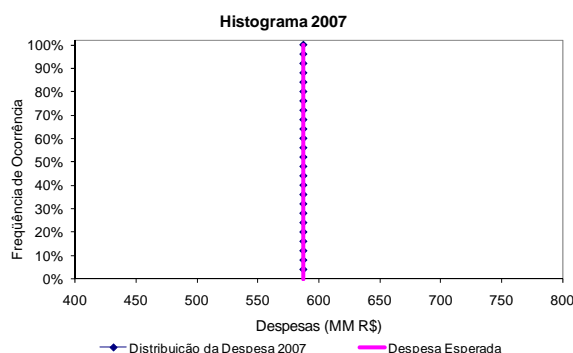


Figura 3. Distribuição de previsão de despesas para o ano de 2007, deck janeiro/2007

Já para o ano de 2008, com o início da vigência dos contratos por disponibilidade há uma variação nas despesas em função dos diferentes cenários de operação do SIN e do PLD, conforme se vê na Figura 4. Note-se que essa é uma representação da variação da despesa da carteira como um todo, embora apenas 8% do portfólio de contratos

seja de contratos por disponibilidade. Pode-se observar que a despesa com compra de energia pode variar de aproximadamente R\$ 630 milhões a R\$ 770 milhões com a despesa esperada em torno de R\$ 680 milhões, ou seja, uma variação entre os extremos de cerca de 15%. Ainda é possível notar que em mais de 40% os cenários de despesa podem ser superiores à despesa média esperada.

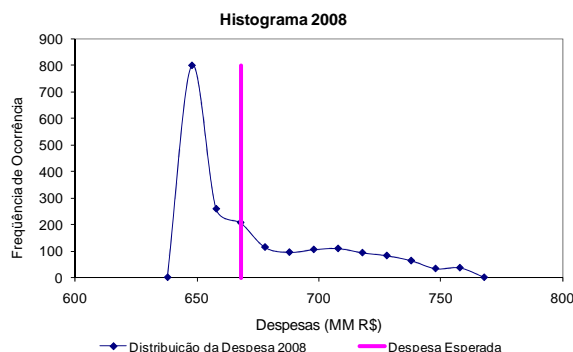


Figura 4. Distribuição de previsão de despesas para o ano de 2008, deck janeiro/2007

A partir de 2008, o aumento da participação dos contratos por disponibilidade faz com que as despesas se tornem cada vez mais variáveis. Para o ano de 2013, em que a distribuidora possui aproximadamente 24% de contratos de disponibilidade a despesa média é de aproximadamente R\$1.230 milhões, podendo variar entre R\$ 950 milhões e R\$1.400 milhões, conforme pode ser observado na Figura 5. Podemos notar que a distribuição das despesas ficou mais uniforme e a probabilidade de variação dessas despesas aumentou muito e a despesa mais provável de ocorrer é superior à despesa média esperada.

Além desse comportamento da variação das despesas verificada no ano de 2013, foram comparados os resultados obtidos com os cenários de 2009 e 2010. O objetivo dessa comparação é destacar como a situação sistêmica também proporciona variações não desejáveis na projeção da despesa com compra de energia. Pelas Figuras 5 e 6, pode-se observar uma diferença razoável entre as despesas máxima, média e mínima.

A principal diferença entre os cenários de 2009 e 2010 é a distribuição das despesas. No cenário 2009, onde o balanço estrutural do sistema se encontrava mais ajustado antes da redução da projeção de carga em função da crise financeira mundial, o cenário mais provável de despesa se encontrava acima da despesa média esperada, já no cenário 2010 onde existia uma grande sobra de energia no balanço estrutural do sistema, a despesa mais provável se encontrava abaixo da despesa média esperada.

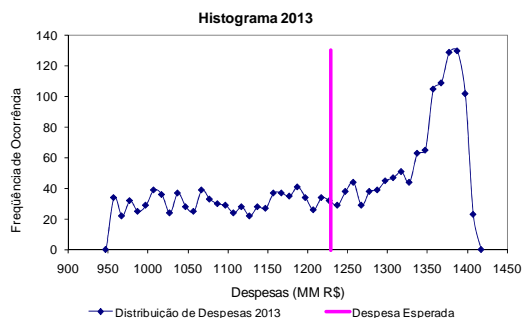


Figura 5. Distribuição da previsão de despesas para o ano de 2013, deck janeiro/2009

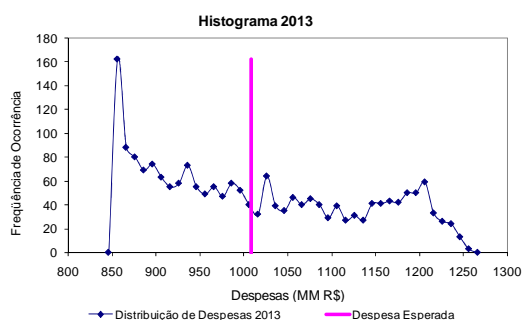


Figura 6. Distribuição da previsão de despesas para o ano de 2013, deck janeiro/2010

A Figura 7 resume o que foi mostrado nos gráficos anteriores. Podemos notar que, para o ano de 2007, a despesa esperada não varia, pois ainda não existem os contratos por disponibilidade. À medida que esses contratos de disponibilidade vão entrando em vigor, a distribuição das despesas começa a ficar mais esparsa, e a diferença entre despesa máxima e mínima vai aumentando.

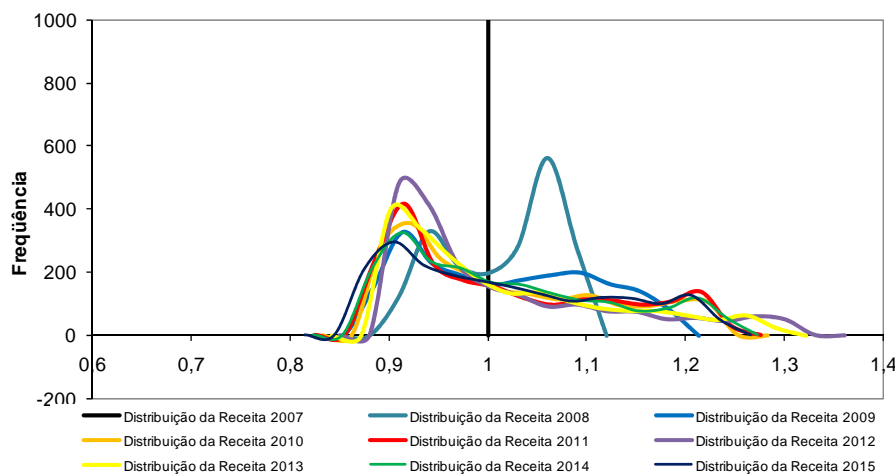


Figura 7. Distribuição em termos percentuais das despesas

Os resultados apresentados atestam o novo tipo de risco que foi imputado às empresas distribuidoras. Em determinados casos pode ocorrer uma despesa total com a compra de energia 30% maior do que a despesa esperada em um determinado ano ou mês. Caso isso ocorra, a receita paga pelos consumidores oriunda das suas tarifas de energia elétrica não será suficiente para a cobertura desses custos de curto prazo, o que cria dificuldades à administração do caixa da empresa.

Nesse contexto, deve-se ter em mente que o principal objetivo do controle do “contas a pagar e receber” das empresas é fornecer informações para a tomada de decisões, tais como: prognosticar as necessidades de captação de recursos bem como prever os períodos em que haverá sobras ou necessidades de recursos; aplicar os excedentes de caixa nas alternativas mais rentáveis para companhia sem comprometer sua liquidez. A imprevisibilidade das despesas e receitas no caixa da distribuidora gera perda financeira considerável e incerteza para tomada de decisões, de seus negócios e de seus planos futuros, alinhados aos projetos de investimento e crescimento, a saber:

- As disponibilidades de recursos do caixa são aplicadas no mercado financeiro em condições que variam conforme o volume e período de permanência nas instituições financeiras e os resgates antecipados para cobrir despesas não programadas geram redução na rentabilidade destas aplicações.
- O caixa mínimo definido para a Distribuidora contempla apenas as despesas recorrentes durante o mês e novas contingências não são consideradas para este saldo, visto que elevaria muito o volume de recursos que precisariam ficar com liquidez no caixa e remunerados a baixas taxas de aplicação.
- A imprevisibilidade das despesas gera a necessidade de novas captações e acesso ao mercado de capitais que, dependendo do momento, pode apresentar condições adversas de oferta e conseqüentemente taxas elevadas, o que encarece o custo da operação.
- Existe ainda uma série de riscos relacionados à incerteza de suas despesas como os programas relacionadas a compra, venda, investimentos, aportes de capital pelos sócios captação ou pagamento de empréstimos e distribuição de dividendos que podem ser comprometidos.

Por fim, o fluxo de caixa é o principal ponto de análise e avaliação no dia-a-dia de uma empresa. O administrador deve ter uma visão futura clara dos recursos financeiros exigidos e disponíveis para a empresa, tendo portanto que ter o maior grau de confiabilidade possível para evitar decisões incorretas. Caso o risco de variações na despesa se materialize, apesar desta despesa adicional ser incluída na CVA e posteriormente ser repassada ao consumidor final, todo o risco de administração da exposição ao risco curto prazo, que foi retirado do empreendedor térmico para o bem da expansão do sistema, recai sobre o caixa da empresa distribuidora.

A CVA de energia, é remunerada à taxa SELIC, ou seja, apesar de sofrerem uma correção, as distribuidoras de não são capazes de captar recursos (empréstimos) para o financiamento de capital de giro em taxas tão competitivas como a SELIC, ou seja, este custo financeiro imposto às concessionárias não fica em sua totalidade coberto, representando uma ausência de neutralidade em um componente que deveria ter repasse global.

#### 4.0 - PROPOSTAS PARA MITIGAÇÃO DO RISCO

Com a inserção desse risco de curto prazo, as empresas distribuidoras passaram a contar com incertezas nas despesas com a compra de energia. Além disso, com o aumento dessa incerteza devido ao aumento da proporção

dos contratos de disponibilidade, surge a necessidade de se implantar um mecanismo de proteção ao caixa das distribuidoras. A seguir, é apresentada uma proposta para mitigação desse risco.

Propõe-se que o risco seja tratado de forma preventiva, em que se admite antecipadamente a variação possível e se cria uma forma de proteção para o cenário de risco. Nesse sentido, a cada processo anual de reajuste de tarifas, seja reajuste ordinário ou revisão tarifária, sugere-se que, para os contratos por disponibilidade, ao invés de se utilizar uma média de preços, sejam calculadas as despesas esperadas para os 2.000 cenários provenientes da otimização da operação do SIN, e a esses cenários seja aplicado um percentil que proteja a distribuidora de pagamentos muito elevados. Por exemplo, poder-se-ia determinar uma despesa relacionada às 5% piores despesas com compra de energia. A Figura 8 abaixo demonstra essa métrica estudada e mostra um exemplo de como seria essa medida.

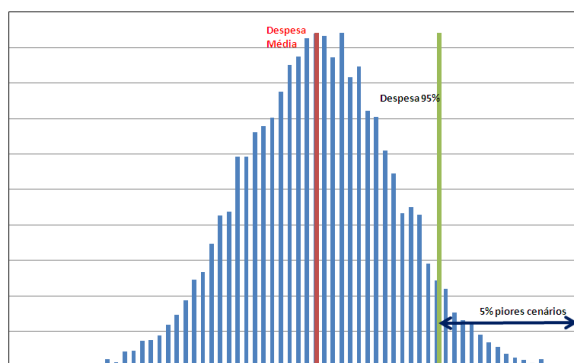


Figura 8. Distribuição hipotética com a métrica proposta

Analisando novamente a Figura 6, temos que para o ano de 2013, o aumento de despesa nos 5% piores cenários é da ordem de R\$200 milhões. Esse movimento pode ser observado nas Figura 9 a seguir.

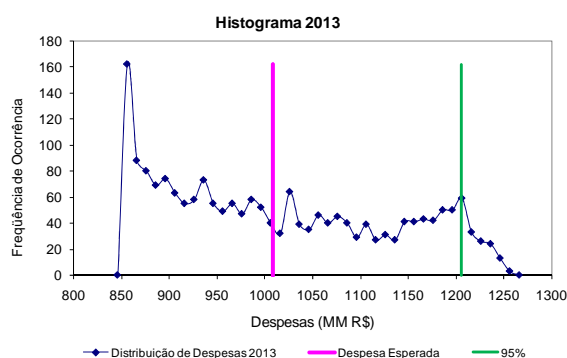


Figura 9. Distribuição da previsão de despesas para o ano de 2013, deck janeiro/2010

Pode-se observar na Figura 2 que para o ano de 2011, utilizando-se as projeções de PLDs mais atuais para projetar os custos total dos contratos da distribuidora para esse ano, o valor esperado encontrado é bem próximo do valor projetado nos leilões realizados para atender a demanda desse ano. Mesmo assim para 2011, que possui 18% de contratos por disponibilidade, o aumento das despesas nos 5% piores é de quase R\$200 milhões conforme é mostrado na Figura 10 a seguir.

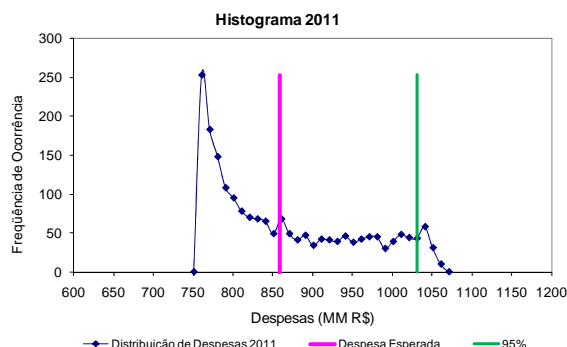


Figura 10. Distribuição da previsão de despesas para o ano de 2011, deck janeiro/2011



Com a utilização dessa previsão mais conservadora na consideração da despesa para o próximo ano, garantir-se-á, na maior parte dos casos, que a distribuidora terá recursos suficientes para honrar seus compromissos de curto prazo.

À primeira vista, esse tratamento pode parecer muito custoso para o consumidor, pois agrega uma nova despesa às tarifas. Contudo, a partir do segundo ano de aplicação dessa forma de previsão de despesas, caso a proteção não tenha sido usada, a receita extra acumulada no ano anterior seria revertida para as tarifas. Assim, após o primeiro ano, o efeito dessa medida seria apenas marginal, pois a receita acumulada no ano anterior seria repassada ao consumidor no ano seguinte. Procedimento similar a esse hoje já é concedido para descontos e subsídios aplicados a algumas categorias de consumidores, ou seja, a Distribuidora recebe antecipadamente uma estimativa de volume financeiro que ela não irá faturar devido aos subsídios e ao final do ano tarifário é feita a checagem do que foi antecipado com o efetivamente necessário, sendo estabelecido o ajuste. Com esse tratamento, seriam evitadas sobre a distribuidora todas as consequências indesejáveis de ter que arcar com um custo para o qual não tem receita prevista em determinado ano.

## 5.0 - CONCLUSÕES

A partir da introdução dos contratos por disponibilidade nos leilões do ACR, as distribuidoras de energia ficaram sujeitas a grandes variações em suas projeções de despesa com a compra de energia em função das condições conjunturais do atendimento ao SIN. A grande justificativa para a implantação desses contratos foi a de retirar o risco de implantação do empreendedor e transferir esse risco para o consumidor final. Essa metodologia contribuiu para a expansão do SIN, permitindo a contratação de energia de fontes térmicas num momento em que não havia disponibilidade de projetos hidráulicos para atendimento ao aumento da demanda. Contudo, esse modelo de contratação imputa às distribuidoras a administração do risco de curto prazo, sendo o custo final repassado para os consumidores finais através das tarifas de energia. Embora haja expectativa de reversão dessa tendência, com o aumento da participação das fontes hidráulicas nos próximos leilões, o volume considerável de contratos por disponibilidade já assinados provocará efeitos significativos na previsibilidade de despesa das distribuidoras.

O presente estudo analisou a variação na despesa com compra de energia em função dos contratos por disponibilidade. Pelos resultados obtidos nos casos estudados, verificou-se o novo tipo de risco a que estão sujeitas as distribuidoras em função desses contratos. Percebeu-se que a média das projeções de despesa com a compra de energia pode não ser um parâmetro adequado para utilização no cálculo dos custos a serem recuperados a cada ano pelas distribuidoras, devido à possibilidade de ocorrência de despesas significativamente maiores em função das condições de curto prazo.

É preciso, pois, criar formas preventivas ou corretivas para garantir que as distribuidoras terão meios adequados para lidar com as variações de caixa quando elas ocorrerem. Devido à situação favorável de atendimento ao SIN em 2011, pode-se considerar que o risco é pequeno nesse ano. Contudo, essa situação irá mudar à medida que as condições de oferta e demanda se equilibrarem e também devido ao crescimento da participação dos contratos por disponibilidade no portfólio de contratos das distribuidoras.

## 6.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília. 2003.
- (2) BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. D.O.U., Brasília, DF, 16/03/2004.
- (3) BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. D.O.U., Brasília, DF, 30/07/2004.
- (4) BRASIL. Decreto nº 5177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento CCEE. D.O.U., Brasília, DF, 12/08/2004.
- (5) BRASIL. Decreto nº 109, de 26 de outubro de 2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. D.O.U., Brasília, DF, 26/10/2004.
- (6) BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Regulamenta os artigos que tratam do ONS. D.O.U., Brasília, DF, 14/05/2004.
- (7) BRASIL. Resolução Normativa ANEEL nº 341, 2 de dezembro 2008. Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2009. D.O.U., Brasília, DF, 2/12/2008.
- (8) Cadernos Temáticos ANEEL – Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica
- (9) BRASIL. Portaria Interministerial MF/MME Nº 025, DE 24 DE JANEIRO 2002. Cria, para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A", e dá outras providências
- (10) Site da CCEE – [WWW.ccee.org.br](http://WWW.ccee.org.br)
- (11) Site da ANEEL – [WWW.aneel.gov.br](http://WWW.aneel.gov.br)
- (12) Site da ONS – [WWW.ons.org.br](http://WWW.ons.org.br)



## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Felipe Fernandes Goulart dos Santos, natural de Belo Horizonte/MG em 19/03/1981, graduação em Engenharia Elétrica pela UFMG, 2004, mestrado em Sistemas Elétricos de Potência em curso. Ingressou na CEMIG em 2006 onde atua até a presente data na área de Planejamento da Comercialização e Análise de Risco de Energia do grupo CEMIG.



Marco Aurélio de Oliveira Dias, natural de Belo Horizonte/MG em 18/06/1967, graduação em Engenharia Elétrica pela PUC/MG, 1989, e especialização em planejamento da expansão e operação de sistemas de geração de energia elétrica – UNICAMP, 1993. Participou dos estudos energéticos de inventário de bacias hidrográficas e viabilidade técnico-econômica de usinas hidrelétricas realizados pela CEMIG entre os anos de 1989 a 2001 e das atividades do Grupo de Trabalho do Programa Decenal de Geração nos ciclos de planejamento de 1994 a 1999 do GCPS. Participou de grupos de trabalho de metodologias e critérios de planejamento de expansão da geração de energia elétrica. Atua nos leilões de compra e venda de energia no ACR, desde os promovidos a partir de 2004, nas análises de oportunidades de venda e necessidades de compra e também das análises de oportunidades de novos empreendimentos de geração. Participou do processo de criação, desenvolvimento, e aperfeiçoamento de técnicas de análise de risco na comercialização de energia no ACL. Desde agosto/2001 atua na área de comercialização de energia no atacado.



Marcus Vinícius de Castro Lobato, natural de Juiz de Fora/MG em, 03/08/1971. Engenheiro eletricitista (95), com mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (98), ambos pela UFMG. Ingressou na CEMIG em 1997, atuando inicialmente na área de planejamento da operação energética/pré-despacho e na validação de modelos de despacho hidroenergético. A partir de 2001 passou a atuar na área de comercialização no atacado, apoiando as operações de compra e venda, inclusive nos leilões do novo modelo a partir de 2004. Desde 2006 gerencia a área de análise e controle dos riscos de energia.