

Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação de Energia Elétrica (GCR)

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

João Carlos Mello - Thymos Energia
José Marangon Lima - UNIFEI
Carlos Dornellas - CCEE

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A inserção de fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro continua a ser o tema do momento tanto no aspecto técnico como econômico. Nesta versão do SNPTEE, continua a aparecer um bom número de artigos sobre geração eólica mas quase já empatando com os artigos de micro e mini-geração solar. A introdução da geração distribuída é o tema do momento tanto na questão técnica evidenciada pelos artigos sobre "smart grid" como na regulatória onde são propostos meios de incentivo e novas metodologias de tarifação como o "net-metering encontrado na RN ANEEL 482/12. É impoente observar que apesar do seminário ter o seu escopo baseado na geração e transmissão, apareceram muitos artigos do segmento de distribuição o que denota que este segmento passa uma grande transformação.

A comercialização no varejo e estratégias para construir portfolios de contratos de compra e venda de energia foram também abordados pelos trabalhos enfatizando a questão do risco, ampliando a aplicação da métrica CVaR. A grande questão abordada foi a montagem destes portfolios considerando as incertezas das fontes renováveis dando um caráter probabilístico importante para a tomada de decisão.

No que se refere ao ACR, alguns trabalhos trataram do problema do cálculo da GF principalmente do seu efeito no MRE que vem causando os problemas de GSF. Também foram mencionados os leilões de energia de reserva de fontes renováveis.

Como não poderia deixar de ser tratado, o tema de redes inteligentes continua a ser preferencial focando agora não só na questão de proposição de modelos através da academia mas já mencionando experiências internacionais de projetos piloto. Para o caso brasileiro já começa aparecer também experimentos em pré-pagamento, os efeitos das bandeiras tarifárias e a tarifa branca.

2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Neste grupo foram aprovados 32 trabalhos onde a maioria são de alto nível nível dos ITs sendo possível vislumbrar que as apresentações e os debates que seguirão na semana do XXIII SNPTEE serão bastante interessantes. O GCR procurou alocar os artigos nas sessões de tal forma que se tenha uma relação entre eles para acirrar os debates em cada sessão.

2.1 206Comercialização de Energia Elétrica

- 437 - ASPECTOS RELEVANTES DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES ESPECIAIS PARA O MERCADO LIVRE.
- 487 - ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE UM AGENTE HIDRÁULICO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO
- 482 - PREVISÃO DE PREÇOS FUTUROS DE ENERGIA ELÉTRICA NA CONTRATAÇÃO LIVRE UMA ABORDAGEM DE EQUILÍBRIO DE MERCADO SOB INCERTEZAS
- 425 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS
- 405 - A ALOCAÇÃO DE RISCOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DESAFIOS E POSSIBILIDADES
- 235 - ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO POR MEIO DE REDES COMPLEXAS
- 185 - OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA DE PORTFOLIOS DE PARQUES EÓLICOS E CONTRATOS NO BRASIL
- 34 - MODELAGEM DO MERCADO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PELO CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE
- 210 - DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS DE NEGOCIAÇÃO PARA OPERAÇÕES DE SWAP E PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS CONTENDO CLÁUSULA DE FLEXIBILIDADE COM SUPORTE DE MODELO DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA E ANÁLISE DE RISCO VERSUS RETORNO
- 239 - PRECIFICAÇÃO DE MERCADO: SISTEMA COASEANO DE COMPENSAÇÃO DUPLA
- 385 - A IMPORTÂNCIA DA CORRELAÇÃO E DA VOLATILIDADE NA MODELAGEM DE RISCO DE MERCADO PARA CARTEIRAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.2 207Economia de energia elétrica

- 529 - TOMADA DE DECISÃO EM PROJETOS EÓLICOS: ALGORITMOS METAHEURÍSTICOS COMO FERRAMENTA PARA ALOCAÇÃO ÓTIMA DA QUANTIDADE DE ENERGIA VENDIDA
- 407 - O FINANCIAMENTO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS
- 187 - IMPACTOS DO HORÁRIO DE VERÃO NO SISTEMA ELÉTRICO
- 189 - ESTIMANDO O CUSTO DO DEFICIT ENERGÉTICO A PARTIR DE MODELOS DE VALORAÇÃO CONTINGENTE NO BRASIL
- 276 - A IMPORTÂNCIA DE UMA CRITERIOSA ANÁLISE PARA A ESCOLHA CORRETA DOS INDEXADORES DE REAJUSTE DE PREÇO DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO PARA A VIABILIZAÇÃO DE NOVAS TERMELÉTRICAS NO BRASIL

2.3 208Regulação

- 114 - UMA AVALIAÇÃO ESTRUTURADA DO ARRANJO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: VISÕES DOS PRINCIPAIS AGENTES E INSUMOS PARA APERFEIÇOAMENTO DO MODELO
- 160 - DIFERENCIAÇÃO DE PROJETOS GREENFIELD E BROWNFIELD NA ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO
- 168 - IMPACTOS ECONÔMICOS DECORRENTES DA LEI 12.783/13 (MP579/12) NO VALOR DAS EMPRESAS DE ENERGIA NA BOLSA DE VALORES - UMA ANÁLISE ATRAVÉS DO ESTUDO DE EVENTOS
- 243 - TARIFFAS HORÁRIAS PARA SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO O SINAL LOCACIONAL.
- 306 - METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - A VISÃO DE MERCADO E AVANÇOS SUGERIDOS
- 307 - ULTRAPASSAGEM DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - MUST PELA COPEL GET, UMA ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA
- 383 - INTERDEPENDÊNCIA ENTRE A RECAPTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO E A AVERSÃO AO RISCO UTILIZADA NOS MODELOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS: SUGESTÃO DE APERFEIÇOAMENTO REGULATÓRIO

2.4 209 Inserção de fontes renováveis de energia.

- 478 - UTILIZAÇÃO DE BATERIAS NA DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA - AVALIAÇÃO DO IMPACTO
- 392 - TOMADA DE DECISÃO EM LEILÕES DE ENERGIA EÓLICA ENTRE 2009 E 2013: UM PROCESSO RACIONAL ?
- 53 - IMPACTOS ECONÔMICOS E FINANCEIROS NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM A EXPANSÃO DA MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUIDA

2.5 210 Redes inteligentes (smart grids)

- 388 - A EXPANSÃO DAS REDES INTELIGENTES SOB A ÓTICA DA REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO : UMA ANÁLISE CRÍTICA

2.6 211 Aspectos associados à introdução de geradores no SIN

- 459 - UMA METODOLOGIA PARA A SEPARAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA E LASTRO NO BRASIL ATRAVÉS DA CAPTURA DO VALOR ECONÔMICO DA ESCASSEZ NO MERCADO DE ELETRICIDADE

3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

3.1 - ASPECTOS RELEVANTES DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES ESPECIAIS PARA O MERCADO LIVRE.

SILVA, J.C.R.D.(1);DORNELLAS, C.R.R.(1);TORTELY, D.(1);SÃ, L.S.Y.D.(1); - CCEE(1);

O exercício da opção de escolha de fornecedor de energia por consumidores especiais é um dos mecanismos de estímulo à produção oriunda de fontes alternativas ao restringir essa contratação a essas fontes. Além disso, são concedidos descontos não inferiores a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia oriunda de fontes alternativas, (i) comercializada ou (ii) destinada à autoprodução (empreendimentos que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2.016). A recente onda de migrações de consumidores especiais para o Ambiente de Contratação Livre ? ACL ocorrida ao longo de 2.016, tornou necessário o acompanhamento desse movimento sob diversos aspectos tais como (i) o número de unidades consumidoras e suas principais características de consumo, (ii) os montantes de energia transacionados, (iii) a disponibilidade de lastro dos fornecedores para garantia dos contratos e (iv) a expansão da oferta de energia incentivada. Nesse informe técnico serão apresentadas diversas análises buscando mostrar as características de consumo dos agentes envolvidos na contratação de energia incentivada. Também serão apresentadas a disponibilidade de lastro existente, bem como as perspectivas de expansão dessas fontes. O objetivo é ampliar as informações disponíveis aos agentes no processo decisório de contratação, tanto referente às características dos consumidores, como em relação a perspectiva de disponibilidade de lastro dos fornecedores.

Perguntas e respostas:

A) Qual a opinião dos autores sobre a possibilidade de se liberar a migração para o ACL para todos os consumidores, inclusive consumidores de BT? Quais os maiores desafios para que esse cenário se torne realidade?

Atualmente as medidas que buscam a redução do limite de demanda contratada para expansão do ACL, ainda consideram consumidores de maior porte em relação a consumidores de BT, e se baseiam na energia incentivada. Além disso, a agregação desses consumidores por meio de comercializadores varejistas ainda está sendo concluída, sobretudo devido a questões de risco de crédito. Também devem ser considerados aspectos como liquidez, risco regulatório, complexidade do mercado, entre outros. Assim, os benefícios de modicidade tarifária que a abertura de mercado poderia trazer, devem ser precedidos pela resolução das questões apresentadas.

B) O comercializador varejista foi concebido com intuito de representar pequenos consumidores do ACL na CCEE, o que o tornaria uma "distribuidora do ACL". Todavia, até o momento praticamente não há atividades de comercializadores varejistas. Na opinião dos autores o que é necessário fazer para que os comercializadores varejistas se tornem uma realidade?

Se faz necessário um desenho deste agente considerando uma estrutura contratual que possibilite mitigar os riscos de inadimplência/risco de crédito e garantias.

C) Em sua opinião, quais aperfeiçoamentos poderiam ser introduzidos no processo de comercialização de energia no Brasil?

Diversos pontos da consulta pública para o aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico , CP 033/2017, atualmente em análise pelo MME, tratam de aperfeiçoamentos no processo de contabilização. Entre os tópicos podemos citar a evolução de tecnologias de comunicação para envio/recebimento de informações para/da CCEE, discussão de barreiras para participação de agentes no mercado, formação de preço e alocação justa de custos e de tecnologias que permitam participação ativa dos consumidores.

Comentário: O artigo avalia o processo de migração de consumidores especiais, avaliando tanto o lado da demanda como o lado da oferta, necessárias para atender essa migração de consumidores especiais. Também avalia o impacto dessa migração nas distribuidoras, visto que tal movimento dificulta a análise de previsão de mercado das distribuidoras, com impactos nas contratações nos leilões de energia.

3.2 - ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE UM AGENTE HIDRÁULICO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

ALVES, G.L.N.(1);JÚNIOR, M.Ã.I.S.(1);GUARDIA, E.C.(1); - UNIFEI(1);

Esse trabalho apresenta a implementação de uma ferramenta de hedge, no planejamento para a comercialização de energia elétrica de um gerador hidráulico para o ano seguinte, atuando no mercado brasileiro de energia. Em sua elaboração busca-se encontrar o ponto ótimo da proporção da Garantia Física que este gerador deve comprometer em contratos à preço de mercado, que trará o melhor retorno (ou receita) para um nível de risco pré-determinado. São usadas as metodologias de aversão ao risco Value at Risk (VaR) e conditional Value at Risk (cVaR) para definir este ponto. Os resultados dos dois métodos são calculados por meio de simulações e apresentados graficamente para comparação e tomada de decisão do valor a contratar. Através de um estudo de caso, é realizado o planejamento para um agente de geração instalado no submercado SE/CO.

Perguntas e respostas:

A) O risco hidrológico é um dos principais temas em discussão no setor elétrico nos últimos dois anos. Embora a questão no ambiente regulado tenha sido pacificada com a adoção de um modelo de repactuação, o tema ainda permanece em aberto no ambiente livre. Qual a opinião dos autores sobre o tratamento que deveria ser dado ao risco hidrológico no ACL?

Na opinião dos autores, os possíveis tratamentos para a questão do risco hidrológico no ACL passam por dois pontos principais, que são a necessidade de desjudicialização do setor e a revisão das Garantias Físicas das Usinas. Uma possibilidade para o primeiro ponto, poderia partir da adoção de um novo modelo com incentivos para adesão deste mecanismo, em um determinado período inicial, onde uma condição para a adesão a este passaria pela aceitação de um acordo coletivo, abrindo mão das limitações judiciais. Há também, a necessidade de que sejam recalculadas as Garantias Físicas das Usinas, que por uma condição pluvial já não conseguem mais gerar o previsto quando do cálculo das mesmas, o que preveniria a exposição demasiada ao GSF que culminou na situação atual e impediria que ela aumentasse ainda mais.

B) No estudo de caso apresentado não foi considerada a sazonalização da garantia física. Na opinião dos autores, o processo de sazonalização de garantia atual é correto ou poderia-se adotar uma sazonalização flat, visto que o MRE foi concebido para mitigar o risco hidrológico?

Em nosso estudo de caso não foi considerada a Garantia Física sazonalizada por uma questão de simplificação e por entender a funcionalidade do método não seria comprometida. Apesar de o MRE ter sido com a finalidade de mitigar o risco hidrológico, a Sazonalização da Garantia Física se apresentar hoje como mais uma ferramenta de "gaming" para ampliar os ganhos dos geradores, contribuindo negativamente e fazendo com que o rombo do GSF se torne cada vez maior. Assim, caso fosse adotado uma sazonalização flat, o modelo conseguiria atingir seu objetivo de diminuir o risco hidrológico de uma maneira mais consistente.

C) Na opinião dos autores, quais seriam os aperfeiçoamentos que poderiam ser implementados no atual modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro?

Alguns dos aperfeiçoamentos que poderiam melhorar o atual modelo de comercialização de energia elétrica poderiam ser a separação entre a contratação de lastro e energia em mercados separados, assim como é tratado em outras partes do mundo, com a criação de um mercado de capacidade separadamente do mercado de energia. Essa separação traria vantagens como regras de comercialização menos complexas, pois a segurança do suprimento garantida pelo mercado de capacidade permitiria a liberalização do mercado de energia, propiciando assim maior liquidez ao mercado de energia.

Comentário: O artigo apresenta uma metodologia para se determinar o percentual ótimo de comprometimento de garantia física de usinas hidrelétricas em contratos de venda de energia, tema bastante relevante no momento atual do setor.

3.3 - PREVISÃO DE PREÇOS FUTUROS DE ENERGIA ELÉTRICA NA CONTRATAÇÃO LIVRE UMA ABORDAGEM DE EQUILÍBRIO DE MERCADO SOB INCERTEZAS

CAVALIERE, M.A.(1);OLIVEIRA, G.C.(1);GRANVILLE, S.(1);FALCÃO, D.M.(2);BEZERRA, B.V.(1);PEREIRA, M.V.F.(1); - PSR(1);COPPE/UFRJ(2);

O presente trabalho apresenta uma abordagem fundamentada no conceito de equilíbrio de mercado (curva de oferta e demanda) para previsão de preços futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre. A metodologia proposta se baseia em otimização bi-nível, dado que existem duas variáveis a serem otimizadas (preço e quantidade), com restrições de equilíbrio, sendo a incerteza dos preços no mercado de curto prazo representada por cenários de preços de energia no mercado de curto prazo e geração hidrelétrica. A medida de risco para geradores e cargas é uma combinação convexa do valor esperado e do CVaR da receita e da despesa, respectivamente.

Perguntas e respostas:

A) Qual a influência de um cenário como o do atual do setor elétrico, com um risco hidrológico acentuado, na obtenção de preços de equilíbrio para os agentes de consumo e geração?

O atual momento do setor elétrico é de fato bem interessante quando observado pela ótica do equilíbrio entre oferta e demanda. Em momentos hidrológicamente desfavoráveis, os geradores tendem a não comprometer grande parte de sua garantia física em contratos uma vez que a não entrega da energia associada a esse compromisso acarreta na compra do montante faltante no mercado de curto prazo à valores elevados de PLD, além disso a liquidação no mercado de curto prazo se mostra muito mais favorável uma vez que os preços se encontram em patamares mais elevados. Do outro lado, percebe-se que em momentos hidrológicos desfavoráveis há uma maior indiferença por parte da demanda em firmar contratos com geradores ou comprar esse energia no mercado spot, uma vez que o downside é minimizado pelo teto do PLD. Observa-se portanto, uma diminuição na sua disposição a negociar um contrato. Sendo assim, é possível observar em momentos como o atual uma tendência de diminuição da faixa de negociação, uma vez que existe o fator limitante que é o preço teto do PLD, e um equilíbrio mais perto da disposição a vender do gerador do que da disposição a comprar do consumidor, podendo até se configurar, em alguns casos, ágio negativo no preço desses contratos.

B) Recentemente diversas críticas ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE surgiram. Na opinião dos autores, o que poderia ser realizado para reduzir os impactos desse mecanismo em cenários de hidrologia extremamente adversa?

Tendo o MRE surgido como um mecanismo para mitigação do risco hidrológico dos geradores por meio do compartilhamento das produções individuais, decorrentes do despacho centralizado pelo ONS, em proporção a participação individual (montante de garantia física) no bloco hídrico, um primeiro ajuste que deveria ser feito é o recálculo da garantia física das usinas, que em sua maioria estão sobrestimados. Assim, diminuir-se-ia a garantia física total do bloco, aumentando, para uma mesma geração, o GSF e reduzindo os impactos da hidrologia adversa. Uma alternativa ao MRE seria a criação de reservatórios virtuais por usina. Esse mecanismo permite uma maior flexibilização das hidrelétricas para atendimento dos seus contratos sem comprometer a otimalidade da utilização dos recursos do sistema, uma vez que passam a coexistir dois mundos, o do despacho físico do sistema e o virtual com o sistema de liquidação, ambos conectados pela energia natural afluente que passa pelas usinas

C) A volatilidade do PLD é tida como um dos grandes elementos de risco no setor elétrico brasileiro. A opção por preço por oferta seria uma alternativa? Quais as dificuldades para implementá-la em um país com as características do Brasil?

A opção por preço por oferta não implica necessariamente na redução da volatilidade do PLD uma vez que o comportamento dos agentes é imprevisível. Por outro lado esperasse que em um mercado competitivo, o modelo de otimização do sistema e as decisões individuais dos agentes racionais devem convergir, diminuindo assim as incertezas com relação ao PLD. Existem alguma dificuldades para implementação dessa opção no Brasil, com por exemplo a grande participação hidrelétrica, a necessidade de uma coordenação das cascatas e ainda a dificuldade de alguns agentes em otimizar a própria geração e acabarem tomando decisões sub-ótimas para si e para o sistema.

Comentário: A proposta do artigo é desenvolver um modelo de otimização que auxilie a obtenção do preço de equilíbrio de mercados de energia, preço esse atrativo aos geradores de consumidores. Tema bastante relevante para o setor.

3.4 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS

YAMANAKA, R.Y.(1);DORNELLAS, C.(1);VALVERDE, A.(1);BORIN, G.(1);LIMA, N.(1);APOLINÁRIO, B.(1); - CCEE(1);

Este artigo tem como objetivo principal propor um método para auxiliar na decisão dos consumidores livres e especiais a se contratarem. O modelo de otimização construído permite que o consumidor tenha maior gestão sobre os potenciais riscos de exposição ou sobrecontratação e a otimização de suas contratações, através da diversificação do seu portfólio de compra, em relação ao risco que estão dispostos a correr.

Perguntas e respostas:

A) No caso apresentado no trabalho, optou-se por avaliar a o portfólio de contratação para cada um dos anos de forma isolada. A metodologia poderia ser utilizada para todo o período? Quais as dificuldades para realizar tal cenário?

Sim, a metodologia pode ser aplicada para todo o período e também de forma isolada para cada um dos anos, conforme pode ser verificado na função objetivo de minimização de custo futuro: $Min CF = \{[(xP1+xP2+xP3+xP4)A1] + [(xP1+xP2+xP3+xP4)A2] + [(xP1+xP2+xP3+xP4)A3]\}$. No artigo, limitou-se a 6 produtos com restrições específicas para fins didáticos. Entretanto, não existem limitações (a não ser a de esforço computacional) para a permutação de produtos no modelo.

B) Qual a opinião dos autores do artigo sobre o impacto da atual judicialização do setor na definição das estratégias de contratação dos agentes?

Enquanto o processo de judicialização continuar, posições em que o agente permanecia credor no MCP podem acarretar riscos de não recebimento. Dessa forma, uma situação em que o agente mantenha uma posição próxima a zero no MCP contribuiria para a mitigação desse risco. Nesse sentido, no caso do consumidor, classe de agente analisada nesse trabalho, este deve ficar atento a mecanismos relacionados aos contratos como a flexibilização e a possibilidade de cessão de energia, que permitem ajustes dos volumes de energia comprados com a carga do agente.

C) Em sua opinião, quais aperfeiçoamentos poderiam ser introduzidos no processo de comercialização de energia no Brasil?

Mecanismos de segurança de mercado, como o aprimoramento das garantias financeiras, por meio de limites operacionais ou fundos garantidores contribuiriam para mitigar riscos de mercado. Diminuir o prazo entre as liquidações financeiras no Mercado de Curto Prazo, tornando-as semanais ou diárias, reduzindo os volumes transacionados nessas operações e o respectivo aporte de garantias financeiras, contribuindo também para a diminuição do risco.

Comentário: O trabalho apresenta uma metodologia para auxiliar consumidores na escolha de seu portfólio de contratação, tema bastante importante. Há alguns problemas em relação a escrita que dificultam uma leitura mais fluída do documento.

3.5 - A ALOCAÇÃO DE RISCOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: DESAFIOS E POSSIBILIDADES

MIAGUTI, C.Y.(1);BRAGA, K.D.S.(1);BRANDÃO, R.D.C.(1);FILHO, E.T.T.(1); - UFRJ(1);

A crise recente no Setor Elétrico Brasileiro em 2014, em decorrência de um regime de chuvas desfavorável, converteu-se em uma crise financeira e colocou em xeque a resiliência do atual modelo de comercialização de energia. Este trabalho tem como objetivo analisar o desenho do atual modelo de comercialização de energia no Brasil, investigando por quais vias a crise hidrológica transformou-se em uma crise financeira no Mercado de Curto Prazo, evidenciando seu caráter estrutural. Esta exposição será dividida em três seções: a primeira consiste no diagnóstico sobre o risco financeiro na comercialização da energia, na qual será abordado o alto volume de operações no MCP e suas causas; a segunda seção apresentará a dificuldade de gestão de riscos com base no PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), e suas limitações na sinalização econômica dos preços; e finalmente, na terceira seção serão realizadas algumas considerações acerca da presente análise, apontando para a necessidade de alterações estruturais no atual modelo.

Perguntas e respostas:

A) O artigo mostra que os contratos no modelo do setor elétrico brasileiro abarcam tanto o lastro como a energia. Na opinião dos autores, a separação desses produtos poderia ser benéfica ao setor? Em caso positivo, quais os maiores desafios para implementar essa alteração?

A resposta é afirmativa, a separação de lastro e energia pode, se bem implementada, fazer conviver a comercialização de um produto de longo prazo, com

características de bem comum e, portanto, comprado pelo sistema e pago por todos, com um ambiente de comercialização de energia em contratos mais curtos, geridos diretamente pelos agentes. Por uma lado, os geradores contarão com receitas fixas, com horizonte de longo prazo, como contrapartida à disponibilização de seus equipamentos para o sistema. Por outro lado os consumidores ficam desobrigados de se comprometer no longo prazo com a contratação de energia, que poderá ser adquirida em contratos de prazos mais curtos, de acordo com as necessidades mais imediatas do consumidor. Os desafios principais para implementar as alterações são: garantir a financiabilidade dos novos projetos de geração, que requerem grande proporção de receitas previsíveis e; fazer uma transição suave do atual modelo de contratação.

B) O PLD é fruto de modelos computacionais concebidos para planejar a operação do sistema, tendo impactos importantes na vida do agentes. Na opinião dos autores, o Brasil deveria trilhar a rota do preço por oferta e quais as dificuldades para implementar tal medida?

O principal problema da formação de preços de curto prazo no Brasil é a altíssima volatilidade dos preços de curto prazo, que tendem a oscilar entre valores extremos e raramente se aproximam dos preços de produção de energia elétrica. Este comportamento dos preços é inadequado, na medida em que não dá aos agentes sinalização econômica estável para a tomada de decisões, sobretudo em prazos mais longos. Os autores acreditam que este comportamento errático dos preços de curto prazo é decorrente da estrutura de custos do parque gerador brasileiro, que é fortemente concentrado em usinas que não têm custos variáveis apreciáveis. As centrais hídricas, eólicas, nucleares, cogeração, nuclear, solar e térmicas com inflexibilidade têm estruturas de custos baseadas em custos fixos e sua oferta de energia primária não depende em absoluto do preço de mercado da energia. Apenas as termoeletricas flexíveis podem aumentar ou diminuir a oferta de energia primária no sistema elétrico em resposta ao preço de curto prazo. Mas como elas representam uma proporção pequena do parque gerador brasileiro, variações relativamente discretas da oferta de energias naturais, podem requerer variações expressivas no volume de geração flexível necessária para complementar a oferta de energia das usinas com geração baseada em custos fixos, o que induz a uma variabilidade muito elevada dos preços de curto prazo, tornando-os disfuncionais. A formação de preços por modelos ou por oferta de preços tende a gerar preços com a mesma dinâmica errática, visto que ela decorre da estrutura de custos do parque gerador. A questão principal, portanto não é a formação de preços por oferta ou por software, mas encontrar uma maneira de blindar os agentes dos efeitos financeiros e econômicos deletérios de um preço de curto prazo excessivamente volátil e que não converge para os custos de produção. Isso pode ser feito adotando uma abordagem financeira para a formação de preços, tornando-o aderente ao custo da energia contabilizado. Em um sistema fortemente baseado em custos fixos, em que a maior parte dos geradores têm contratos ou tarifas com forte componente de receitas fixas, um preço de formação financeira seria pouquíssimo volátil.

C) No artigo vocês apresentaram o esboço de como tratar diferenças gerenciáveis e não gerenciáveis, sendo que no caso das diferenças não gerenciáveis poderiam ser tratadas no âmbito do MRE. Poderiam detalhar um pouco mais essa idéia?

Este tema foi tratado de forma mais completa na contribuição à Consulta Pública 33 do MME do Gesel, que apresenta uma proposta relativamente desenvolvida publicada no TDSE 77, disponível no site do Gesel. Nessa proposta o ativo a ser comercializado no mercado de energia deixa de ser a garantia física e passa a ser a energia medida e contabilizada, rateada entre os geradores proporcionalmente à garantia física de cada um. Deixam de haver diferenças não gerenciáveis, uma vez que a cada período de mercado a energia total atribuída a geradores é igual à energia atribuída a consumidores. Tanto o MRE e como o MCP subsistem apenas para contratos legados, não afetando o mercado de energia. O mercado de energia passa a ter um preço baseado no custo da energia contabilizado, fruto dos custos variáveis da térmicas acionadas e dos custos fixos dos contratos regulados, reunidos em uma comercializadora atacadista regulada denominada pool de geração, que tem direito a fazer pass through de seus custos ao mercado via formação do preço da energia.

Comentário: O artigo debate temas centrais do atual modelo do setor elétrico brasileiro, discutindo temas que estão intimamente relacionados com as dificuldades atuais enfrentadas no setor.

3.6 - ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO POR MEIO DE REDES COMPLEXAS

SILVA, G.B.D.(1);NETO, C.R.(2); - CCEE(1);EACH-USP(2);

O presente informe técnico tem o objetivo de apresentar uma análise da competitividade no mercado brasileiro de energia por meio de um método baseado em redes, também chamadas de grafos, construídas pelas trocas de posições no ranking de comercialização, e posterior avaliação das métricas dessas redes. Foram utilizados os dados de volume de energia registrados no Ambiente de Comercialização Livre, na CCEE, pelos agentes da classe dos comercializadores de energia, no período entre 2006 e 2016. Foram realizadas comparações entre os índices obtidos pela metodologia proposta e outros índices tradicionais de competitividade, como o Índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) e índices de concentração (CRx). Por fim foi feito um paralelo da evolução da competitividade sob a luz das alterações regulatórias mais relevantes ocorridas no período estudado.

Perguntas e respostas:

A) Qual a vantagem da metodologia dos grafos em relação à tradicional?

A metodologia de grafos, apesar de apresentar resultados coerentes com as tradicionais, é estruturalmente diferente. Ela se baseia na troca de posições no ranking, enquanto as demais metodologias (com exceção do índice de Churn) baseiam-se na distribuição da fatia do mercado para o caso estudado. Apesar desse aspecto não ter sido abordado no artigo, principalmente por conta de confidencialidade dos dados, a metodologia dos grafos de competitividade pode agregar mais informações aos resultados obtidos com as métricas tradicionais, permitindo apontar players mais ou menos competitivos e verificar a evolução da competitividade dentro da janela estudada para criação de cada grafo, que no caso foi um ano.

B) Por que não foram utilizados as métricas de grafo por camadas de concentração de mercado?

O objetivo inicial do artigo era fazer uma análise utilizando os métodos de redes complexas sob a luz de alterações regulatórias relevantes, portanto a análise por camadas de concentração não foi feita. Entretanto, esse poderá ser objeto de um trabalho futuro, já que a análise por camadas não é tão trivial quanto parece, pois deve-se dar um tratamento aos casos de elementos que trocam de camadas, bem como deve-se considerar todos os elementos de fora de alguma camada como empatados em um mesmo ranking.

C) Por que não se relacionou a competitividade com o preço dos contratos?

Apesar desse ser um estudo interessante a ser feito, os dados de preços de contratos não são públicos, logo não foi possível esse tipo de análise.

Comentário: O artigo apresenta uma linguagem clara e objetiva sobre o problema, metodologias e análise dos resultados. Os resultados comprovam o que o autor se propõe, a partir de uma metodologia inovadora.

3.7 - OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA DE PORTFOLIOS DE PARQUES EÓLICOS E CONTRATOS NO BRASIL

GOMES, L.L.(1);FREIRE, L.(2); - PUC-RIO(1);QGE(2);

Anualmente cresce a participação da energia eólica na matriz energética global e brasileira. Este estudo é um dos poucos sobre otimização da comercialização desta energia em contratos a termo com base mensal e horizontes anuais, que refletem a realidade do ACL ? Ambiente de Contratação Livre, no Brasil. O estudo propõe uma modelagem para simulação de longo prazo de geração eólica, considerando a ocorrência de fenômenos climáticos. Os resultados da otimização de um parque eólico para diferentes perfis de risco demonstram a importância da representação dos fenômenos climáticos e da aversão ao risco na redução incerteza, com ganho para otimização.

Perguntas e respostas:

A) Seria interessante modelar alguma série de spread, já que a consideração de um valor fixo gera uma imprecisão em relação ao que ocorre no mercado. Os autores possuem algum histórico de spread de energia incentivada sobre convencional?

B) 2. Há alguma forma de consideração de correlação entre as séries de vento simuladas com as séries de PLD do NE?

C) 3. Foi feito algum estudo de como a correlação entre séries de vento e séries hidrológicas do NE poderiam contribuir para a análise de risco da contratação do parque eólico?

Comentário: Atentar para erros de português / digitação ao longo do artigo. explorar melhor a apresentação dos resultados e as conclusões, para deixá-los mais claros, e contribuir para que o artigo traga sua contribuição de maneira mais assertiva.

3.8 - MODELAGEM DO MERCADO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PELO CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE

SOUZA, H.P.D.(1);FILHO, M.M.(2);LOURENÇO, E.M.(3); - UFPR(1);WESEE(2);UFPR(3);

Este artigo propõe uma modelagem da compra de energia elétrica sob a ótica do consumidor potencialmente livre, em busca de esclarecer o funcionamento e as opções dos ambientes de contratação do mercado brasileiro. Nesse mercado existe a possibilidade de escolha do fornecedor de energia pelos consumidores e foi escolhida a metodologia de Dinâmica de Sistemas para o estudo das relações dinâmicas entre as principais variáveis que impactam a comercialização de energia. A ferramenta computacional desenvolvida possibilita analisar a decisão econômica sobre a migração e as simulações do perfil consumidor, na Distribuidora COELBA, e comprovam os benefícios dessas avaliações sistêmicas.

Perguntas e respostas:

A) Além dos aspectos financeiros, quais outros pontos devem ser considerados na migração para o mercado livre?

Para a migração para o mercado livre, foram considerados na modelagem com dinâmica de sistemas, os aspectos técnicos (as características individuais das unidades consumidoras, sua eficiência energética, opções contratuais, dentre outras particularidades) e os aspectos regulatórios (regulamentações e alterações comerciais e políticas governamentais que possam impactar o setor).

B) Na avaliação dos autores como se dá a proporcionalidade entre os ambientes livre e regulado

A observação de todos os parâmetros estimados e analisados na modelagem dinâmica do sistema é ampla e se dá pela aplicação de proporcionalidade nos âmbitos econômico e regulatórios, visto que a parte técnica é individual e particular para cada ponto consumidor. Ou seja, a proporcionalidade é obtida pela razão entre as variáveis correspondentes, econômicas e regulatórias, em busca de um resultado constante. No entanto, aqui ela é revelada mediante o estudo da compatibilidade entre os custos e ganhos de cada ambiente, seus limites, sua isonomia perante as opções de fornecimento e todas as obrigações envolvidas no mercado. Portanto, devem-se tornar as adequações, suas necessidades e seus custos equivalentes. As análises qualitativas e quantitativas da modelagem buscam também demonstrar essa razoabilidade.

C) quais medidas poderiam ser tomadas no sentido de uma maior isonomia entre o ACR e ACL

A isonomia entre os ambientes de mercado é um tema de discussão antigo no setor e de muitas implicações. Deveria haver igualdade de custos e os mesmos direitos e deveres em cada aplicação no mercado, adaptada para cada agente. Deve-se ressaltar que existe uma diversidade enorme, particularidades de fornecimento para cada distribuidora de energia e para cada unidade consumidora, que torna essa equivalência de resolução muito complexa. A visão com dinâmica de sistemas demonstra as amplas relações e influências dentro desse setor. Considerar para a expansão da produção de energia a separação de Lastro e da Energia propriamente dita, avaliar pontualmente os subsídios, conforme cada fonte de fornecimento, para que promova uma real igualdade de competição. Dentre outros pontos, essas são algumas das medidas que estão em análise atualmente no setor. A revisão da estrutura das contratações em ambos os ambientes, realizada de forma otimizada, gradativa e em acordo com os agentes envolvidos, poderá promover um equilíbrio no setor em longo prazo, possibilitando sua expansão e a abertura do livre mercado.

Comentário: A metodologia é clara e é descrita conforme proposto e leva em conta o risco regulatório que impacta diretamente nas questões tarifárias.

3.9 - DEFINIÇÕES DE PARÂMETROS DE NEGOCIAÇÃO PARA OPERAÇÕES DE SWAP E PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS CONTENDO CLÁUSULA DE FLEXIBILIDADE COM SUPORTE DE MODELO DE OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA E ANÁLISE DE RISCO VERSUS RETORNO

CAMARGO, L.A.S.(1);RAMOS, D.S.(1);GUARNIER, E.(1);BALAN, M.H.(1); - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo(1);

Este trabalho apresenta duas metodologias de análise e os resultados das aplicações em estudos de caso para a (i) operação swap de compra e venda de energia e (ii) precificação de cláusula de flexibilidade do volume de entrega dos contratos de energia, ambas sob a perspectiva de um agente gerador. As metodologias para a resolução dos dois casos têm por alicerce um mesmo modelo de otimização estocástica com a métrica ?Conditional Value-at-Risk? incorporada, permitindo a análise de risco e retorno considerando a aversão ao risco do agente à exposição ao mercado de curto prazo.

Perguntas e respostas:

A) A mesma metodologia utilizada para precificação da flexibilidade poderia ser aplicada tanto para um contrato com opção de sazonalização quanto modulação?

Na hipótese das partes (vendedor/comprador) definirem previamente o perfil de entrega (sazonalização) seria possível aplicar a metodologia da mesma forma como foi feita para a flexibilidade, sem grandes ajustes no modelo (que já prevê na modelagem a inserção de um perfil de entrega). Entretanto, na hipótese da sazonalização ser definida posteriormente pelo comprador, é necessário uma adaptação do modelo do vendedor, para que seja incorporado uma nova variável de decisão que representará a 'sazonalização ótima' que pode ser exercida pelo comprador, permitindo a precificação do prêmio de risco para esta condição.

B) Quais outras variáveis deveriam ser incorporadas ao modelo para uma análise de precificação de swap para contratos de maiores prazos?

Normalmente os swaps englobam contratos com menores prazos, pois são realizados para ajustes de posições e realização de hedge de risco em situações temporárias específicas de exposições involuntárias ao PLD. Por terem esta característica, normalmente, esses contratos não incluem cláusulas que possam representar um aumento adicional no risco dos agentes (comprador/vendedor), por exemplo, caso incluíssem cláusulas relacionadas com flexibilidade. A incorporação deste tipo de cláusula levaria a ajustes no modelo, independente do período de vigência. No caso da característica do contrato em relação ao seu período (curto, médio, longo prazo), o ponto de atenção seria em relação as metodologias de cenarização das projeções das incertezas (ex: GSF e PLD), que independe do modelo.

C) Quais os avanços que estão sendo previstos para o modelo?

Deste a submissão deste artigo, o modelo teve alguns desenvolvimentos realizados, por exemplo, a incorporação de análise de sazonalização e resazonalização na gestão do portfólio de contratos, sazonalização das GF e o acoplamento deste modelo com o de despacho individualizado de usinas. Estes desenvolvimentos tiveram aplicação a casos reais. Atualmente estamos trabalhando na publicação destes avanços. Agradecemos pelos questionamentos. Nos vemos em breve.

Comentário: O artigo descreve de maneira detalhada a metodologia utilizada para a avaliação, apresentando as premissas utilizadas com resultados contundentes. O modelo é versátil e pode ser aplicado a outros casos. Verificar erros de formatação nas chamadas das figuras.

3.10 - PRECIFICAÇÃO DE MERCADO: SISTEMA COASEANO DE COMPENSAÇÃO DUPLA

HOCHSTETLER, R.L.(1);MOITA, R.M.S.(2);MONTE, D.(3); - Instituto Acende Brasil(1);-(2);FGV(3);

Esse informe propõe uma mecanismo de mercado de curto prazo para um sistema elétrico com geradores que apresentam interdependências de produção, tais como hidrelétricas em série no mesmo curso d'água. O mecanismo proposto consiste de um mercado em que a formação de preços e a ordem de despacho das usinas são definidas com base em lances de oferta submetidos pelos próprios agentes. O mercado seria estruturado mediante um Sistema de Compensação Dupla: a primeira compensação ocorrendo ex-ante após a definição do pré-despacho para o dia seguinte, e a segunda ex-post para compensação dos desvios constatados na operação em relação ao pré-despacho definido no dia anterior. Diferentemente do Sistema de Compensação Dupla adotado na maioria dos mercados de energia, neste se prevê a incorporação de mais uma etapa intermediária para permitir que agentes negociem bilateralmente suas obrigações de pré-despacho antes da primeira compensação, para assim acomodar eventuais restrições decorrentes de interdependências operativas entre as usinas do sistema. Denominamos essa etapa adicional de ajuste ?Coaseano?, pois segue o princípio proposto pelo Teorema de Coase para o tratamento de externalidades.

Perguntas e respostas:

A) Dado que os reservatórios estão cada vez menores diminuindo o poder de otimizar temporalmente o uso da água, o que os autores pensam sobre a extinção dos programas Newave e Decom? A utilização de mecanismos de mercado cobriria esta lacuna?

Num mercado competitivo, geradores hidrelétricos com reservatório de regularização têm incentivos para promover uma arbitragem intertemporal: guardando água em períodos de preços mais baixos para gerar mais em períodos de preços mais altos. Logo, os incentivos são alinhados à otimização centralizada do sistema, com a vantagem de que leva-se em conta a diversidade de visões sobre as condições de oferta e demanda do sistema, o que pode resultar numa operação mais robusta em comparação com um modelo centralizado baseado nos dados de entrada oficiais. Além disso, a participação crescente de geração termelétrica facilita a operacionalização do mercado com base em lances de oferta porque o comportamento dessas usinas é balizado por seus custos marginais, que são bem tangíveis (em contraste com as hidrelétricas, cujos preços são balizados pelo seu custo de oportunidade, que por sua vez é definido com base em expectativas futuras). A redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios em relação à carga significa que uma parcela cada vez maior da capacidade de regularização hidrelétrica seja dedicada apenas para a regularização sazonal intra-anual, em vez da regularização inter-anual. A regularização sazonal é mais simples no sentido que trata-se de um fenômeno que apresenta maior regularidade e frequência. Não consideramos, no entanto, que isso seja um fator decisivo para optar pela coordenação centralizada ou coordenação via mercado.

B) Os autores já pensaram numa regulamentação para obrigar a negociação na etapa adicional derivada das negociações de pré-despacho ou das interdependências operativas?

Não, já que as negociações devem ser voluntárias. Não obstante, durante um período de transição pode ser interessante estabelecer algumas restrições para tornar a operação mais previsível. Como exemplo, poder-se-ia estabelecer uma banda de variação da produção para cada usina hidrelétrica balizado pelo despacho indicado pelos modelos computacionais. Ao longo do período de transição essa banda poderia ser ampliada até ser extinta. Isso ajudaria a ancorar as expectativas dos agentes facilitando um ajuste mais suave à nova sistemática de formação de preços e determinação do despacho. Ao novo processo, e adotando-se um mecanismo de mercado para definir o despacho, é de se esperar que, em situações em que há usinas a fio d'água que dependem da operação de uma usina com reservatório a montante de outro proprietário, as partes firmem contratos bilaterais de médio a longo prazo para ordenar o despacho na cascata.

C) As negociações abordadas pela Teoria de Coase cobriria outras externalidades como a necessidade individual do agente de gerar para fazer caixa devido à problemas financeiros? Como mitigar este efeito?

Problemas financeiros do próprio agente não são classificados como ?externalidade? a partir da perspectiva econômica. O comportamento do agente é balizado não somente pelas condições de oferta e demanda do sistema, mas também por suas necessidades econômico-financeiras (logo o problema já é ?internalizado? pelo

agente). A restrição financeira do agente é um aspecto relevante que deve, sim, ser levado em conta, assim como levadas em conta as restrições ambientais e sociais. A compensação de geradores hidrelétricos pela Geração Fora da Ordem de Mérito, recentemente regulamentada pela Aneel, é um exemplo de um impacto econômico-financeiro que é negligenciado pelo Operador do Sistema, mas que é extremamente relevante para os agentes.

3.11 - A IMPORTÂNCIA DA CORRELAÇÃO E DA VOLATILIDADE NA MODELAGEM DE RISCO DE MERCADO PARA CARTEIRAS DE ENERGIA ELÉTRICA

HANSEN, P.M.(1);LEME, H.(1); - DCIDE(1);

A prática dominante no cálculo quantitativo do risco de mercado nas principais empresas do setor Elétrico Brasileiro se baseia no conceito de marcação a mercado periódica de uma carteira de energia contra uma curva forward de preços. O risco e medido como o próprio potencial de variação do valor do ativo sob gestão, entre um intervalo e outro, decorrente de variações nos preços dos ativos ou volumes de energia principalmente. Este artigo aborda as características de volatilidade e correlação das curvas Forward de preços de energia, que são aspectos fundamentais para a modelagem de risco em portfólios, apresentando uma estrutura para capturar estas características. Mostramos que a não consideração destes fatores podem levar a graves problemas de estimação do valor em risco, tendendo a subestimá-los em carteiras típicas de energia.

Perguntas e respostas:

A) As correlações positivas entre vários graus de maturidade por exemplo nos casos de M+1, M+2 e M+3 não atrapalham a possibilidade de realização de hedge dos contratos?

De fato, em posições unidirecionais com sobras os déficits a correlação aumenta o risco global da carteira, no entanto, a estrutura de correlação positiva sugere que estratégias de hedge com posições opostas geram o efeito de pulverização. Por exemplo, Determinado agente poderia ter 1MWm de sobra em M+2 e 1MWm de déficit em M+2. Como os preços destes produtos são positivamente correlacionados, o risco desta estratégia é sempre menor que uma estratégia com 1MWm de sobras nos dois produtos.

B) O aumento da volatilidade para produtos de curto-prazo não mostram que o regime de preços atuais estão excessivamente fora de controle?

Na verdade, é um fato estilizado de mercado de commodities, em especial daquelas não armazenáveis, ter alta volatilidade nos preços de curto e médio prazos. Porém, o nível de volatilidade que vem sendo observada no mercado Spot, principalmente a partir das atualizações dos parâmetros do cVaR do NEWAVE realmente tem gerado estranheza, apontando algumas vezes em direções pouco intuitivas, como o movimento observado em Junho/2017, onde mesmo estando os reservatórios em níveis não confortáveis, os preços ficaram abaixo de R\$ 100/MWh, com variações acima de 75% em uma semana. Importante notar, por outro lado, que os preços de médio e longo prazos não necessariamente têm acompanhado esses movimentos, permitindo que agentes possam montar suas estratégias de proteção no mercado Forward.

C) Dada as condições atuais do mercado de energia, não seria mais oportuno utilizar os modelos heterocedásticos?

De fato, o fenômeno de heteroscedasticidade está incluindo na modelagem dado que tanto as variâncias, quanto as covariâncias variam ao longo do tempo na abordagem Risk-Metrics. Se a pergunta se refere especificamente aos modelos GARCH e de variância estocástica, que são consagrados nos mercados financeiros, eles não se mostraram bem ajustados para os dados Forward de energia, e não conseguiram refletir os quantis de risco nas análises de back-tests. Um dos principais motivos deste problema está no tamanho do histórico dos dados, porque esses modelos exigem uma quantidade muito grande de dados para convergência dos algoritmos de estimação, principalmente quando os parâmetros se aproximam da região de cointegração. Mesmo quando ajustados considerando distribuições com caudas mais pesadas como a t-student ou variações como o IGARCH, MGARCH, EGARCH, etc não encontramos bons resultados. Por outro lado, a modelagem Risk-Metrics apresentou muito bom desempenho nos back-tests e também boa interpretação das volatilidades e correlações estimadas.

3.12 - TOMADA DE DECISÃO EM PROJETOS EÓLICOS: ALGORITMOS METAHEURÍSTICOS COMO FERRAMENTA PARA ALOCAÇÃO ÓTIMA DA QUANTIDADE DE ENERGIA VENDIDA

PERRELLI, A.C.D.C.(1);SODRÉ, E.D.A.(1); - CHESF(1);

Este trabalho propõe a aplicação de algoritmos de otimização estocástica para a escolha econômica ótima da quantidade da energia vendida e do preço de venda em um empreendimento eólico fictício participando de um leilão de energia reserva. Esta otimização estocástica maximiza a TIR do empreendimento através da métrica de risco VaR95%, utilizando uma técnica metaheurística para a solução desse problema. As regras de contabilização da energia entregue ao CER (Contrato de Energia Reserva) com suas respectivas penalidades foram consideradas no algoritmo. Esta escolha da quantidade vendida e do preço "bidado", impactará diretamente a receita operacional bruta do empreendimento e a viabilidade econômico-financeira da decisão.

Perguntas e respostas:

A) Por que foram escolhidas apenas a geração anual e a probabilidade de atraso de obra como variáveis de interesse para a modelagem estocástica?

Estas são as mais importantes variáveis estocásticas a serem consideradas neste problema. E foram escolhidas para serem implementadas como primeiro passo. Agora que a Metodologia provou-se viável, vamos implantar outras variáveis estocásticas.

B) Como os dados das usinas eólicas a serem otimizados se encaixaram nas equações de GA? (faltou um passo explicativo entre a seção 3 e a 4)

O indivíduo da otimização AG considerado foi um indivíduo de dois valores, ou seja um vetor de 1 linha e 2 colunas, onde o primeiro elemento do vetor era a quantidade de energia vendida e o segundo elemento do vetor era o preço "bidado" no leilão. As principais variáveis de interesse para a modelagem estocástica são: a geração eólica anual e a distribuição de probabilidade do atraso de obra. Após a modelagem destas variáveis são sorteados valores baseados nas suas distribuições de probabilidades. Este conjunto de valores amostrados constitui um cenário aleatório, para o qual será realizada uma análise financeira, obtendo-se um conjunto de indicadores financeiros condicionados a este cenário. A partir da análise desses cenários é possível calcular o histograma de indicadores financeiros, tais como, a Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL), etc

C) Quais as vantagens e desvantagens de GA, perante outras técnicas de otimização? (pequeno comparativo)

Vantagens: 1 - Não há necessidade de contorcimentos esdrúxulos para transformar a função objetivo e as restrições do problema em funções lineares e garantir a convexidade/concavidade; 2 - Facilidade de escrita do Algoritmo; 3 - Viável para Problemas do Mundo Real; e 4 - Não é uma caixa-preta. Desvantagens: 1 - O conhecedor do problema tem que participar da escrita do Algoritmo; 2 - Para alguns problemas pode-se levar mais tempo do que as técnicas tradicionais;

Comentário: Artigo muito bem escrito e de elevada importância para os projetos eólicos que pretendem participar de leilões. Entretanto, provavelmente pela limitação de tamanho, alguns pontos foram tocados de forma superficial prejudicando a compreensão geral.

3.13 - O FINANCIAMENTO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS

MIAGUTI, C.Y.(1);BRAGA, K.D.S.(1);FILHO, E.T.T.(1);BRANDÃO, R.D.C.(1); - UFRJ(1);

O objeto deste estudo é a análise do financiamento das distribuidoras de energia elétrica nos anos de 2006 a 2015, para discutir como mudanças nas políticas de financiamento nacionais podem impactar estas empresas. Para isto, este artigo será dividido em três seções, onde a primeira contará com uma análise do sistema financeiro nacional, a segunda apresentará a importância do BNDES nos financiamentos do setor elétrico brasileiro e por fim, a última seção analisará os balanços de dez empresas distribuidoras no período, caracterizando o uso das fontes de financiamento no passivo das empresas.

Perguntas e respostas:

A) Quais as vantagens e desvantagens comparativas dos tipos de financiamento?

B) Por que a distribuidoras, diferentemente das geradoras, são as que menos possuem financiamentos via BNDES?

C) Os autores propõem alguma alternativa aos tipos de financiamento apresentados?

Comentário: Tema importante e bastante pertinente, entretanto o artigo acabou ficando aquém do esperado, muito simples e não se aprofundou no tema. Funciona como uma exposição de dados. Contém alguns erros de português.

3.14 - IMPACTOS DO HORÁRIO DE VERÃO NO SISTEMA ELÉTRICO

RIBEIRO, I.S.(1);TRABUCO, J.B.(2);BRAGA, B.M.M.D.A.(3);CALILI, R.F.(4); - MME(1);MME(2);MME(3);PUC-Rio(4);

As premissas legais que dão suporte à adoção do Horário Brasileiro de Verão têm advindo da política energética. Através deste artigo, busca-se fomentar o debate em torno desta política pública quanto ao aprimoramento metodológico de sua avaliação de impacto, incluindo vetores necessários com a mudança do perfil da carga, das condições socioeconômicas, das posses e hábitos de consumo. As aplicações experimentadas sugerem que o Horário de Verão 2015/2016 não produziu impacto relevante quanto aos aspectos elétricos da operação do sistema e também mostram indícios de ter havido aumento na geração de energia elétrica devido à implantação desta política.

Perguntas e respostas:

A) Quais os dados dão suporte à atribuição de que o desconformto térmico ampliou o consumo de energia?

A metodologia utilizada no trabalho buscou retirar a influência de demais variáveis no comportamento da carga de energia elétrica, tais como: temperatura, sazonalidade anual, geração das usinas que são abatidas diretamente da carga, entre outras. Para tanto, adotou-se uma janela temporal curta, que pudesse minimizar eventuais tendências naturais da carga, a partir da qual foram identificados dias semelhantes em termos de temperatura horária. Além disso, posteriormente, foram utilizadas técnicas estatísticas para validação da premissa de que não há variação de temperatura média na base amostral anterior e posterior à aplicação do Horário de Verão. Portanto, para variação de carga com significância estatística, pode-se atribuí-la à adoção do Horário de Verão.

B) Quais outros fatores podem explicar a mudança de pico de energia, além da temperatura e fatores socioeconômicos?

A adoção de tarifa diferenciada dos consumidores regulados de alta tensão, com maior cobrança na ponta noturna, naturalmente contribui para que haja alocação de carga em períodos de menor tarifa. Em muitas situações, a redução da carga destes consumidores no período de maior tarifa se dá através da inserção de geração própria. Desde a crise energética de 2000/2001, houve estímulo para eficientização de equipamentos e adoção de novas tecnologias, sobretudo os de uso doméstico (iluminação e aquecimento de água) e a iluminação pública, fazendo com que a iluminação passasse a ter menor participação na matriz de consumo brasileira. Com a melhoria das condições socioeconômicas da população e barateamento dos equipamentos da linha branca, observou-se também a intensificação da compra e do uso de equipamentos de climatização de ambientes, sobretudo nos dias mais quentes. Estes fatores combinados explicam o deslocamento da ponta noturna para o período diurno no verão.

C) Houve em país mudanças metodológicas que implicaram na alteração do horário de verão?

A pergunta não está clara. No Brasil, tem-se observado poucas mudanças metodológicas na avaliação de expectativas e de impactos da aplicação do horário de verão.

Comentário: O artigo atende ao proposto, oferecendo uma boa revisão bibliográfica entretanto poderia ser complementado com a experiência internacional no tema. A metodologia utilizada é boa e a conclusão responde às questões levantadas.

3.15 - ESTIMANDO O CUSTO DO DEFICIT ENERGÉTICO A PARTIR DE MODELOS DE VALORAÇÃO CONTINGENTE NO BRASIL

GONÇALVES, E.D.L.(1); - FGV(1);

Entre as principais informações necessárias para o planejamento da operação e expansão do sistema elétrico brasileiro está o custo econômico do racionamento ou custo do deficit. Neste contexto, o principal objetivo desta pesquisa, dentro do programa de P&D estratégico da ANEEL, é desenvolver e implementar uma nova metodologia para a estimação deste parâmetro e capaz de ser utilizada pelos formuladores de política envolvidos. Em contraste com a metodologia atualmente em uso, o que se propõe é um modelo de valoração contingente, análogo ao utilizado em estudos similares com foco no efeito de interrupções mais curtas.

Perguntas e respostas:

A) - Há algum dado estático mostrando o sucesso da implementação dessa metodologia nos países citados (Peru e Colômbia) ?

A Colômbia utiliza a metodologia há pelo menos 20 anos para a estimativa da parte residencial do custo do deficit - ver o documento mais recente (e oficial do regulador Colombiano) de 2015: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe_Final_Desarrollo_de_una_metodolog%C3%ADa_para_determinar_los_costos.pdf Esta é a primeira versão do projeto custo do deficit colombiano (de 1997): http://www.cid.unal.edu.co/files/publications/CID199711_corra.pdf O Peru também utiliza e pesquisa sobre metodologia semelhante desde os anos noventa. No site do regulador do país é possível obter os relatórios desenvolvidos - ver o exemplo abaixo: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2012/Informe-No.0010-2012-GART.pdf> E a técnica é utilizada recorrentemente para a estimativa do VOLL (value of lost load) em diversos países - parâmetro especialmente importante no desenvolvimento de mercados de capacidade e de resposta da demanda.

B) - Como o perfil energético do Brasil é distinto do Peru e da Colômbia, qual é garantia que o Método de Preferência Declarado tenha êxito no Brasil?

A identificação das preferências do consumidor com relação ao evento "racionamento" é obtida a partir de cenários hipotéticos que respeitam as características energéticas de cada país - assim, o método deve ser implementado de forma que o "perfil energético" não seja problema (na verdade é um insumo para a montagem dos surveys). O "êxito" do método pode ser associado ao sucesso do trabalho de campo e, também, a possibilidade do numero ser utilizado por formuladores e planejadores de política no país . O trabalho de campo foi efetuado com sucesso e a utilização dos números já está sendo discutida junto a própria EPE, tanto com relação ao custo do racionamento quanto com relação a usos alternativos (resposta da demanda e VOLL, por exemplo). O próprio uso em países com características distintas é ponto positivo a favor do método, não o contrário - trata-se de mais uma possibilidade para os formuladores e planejadores do setor, em conjunto com outras abordagens existentes.

C) -Para o cálculo do valor do custo no Método Valoração Contingente, o valor do custo englobaria uma relação entre os três valores (Valor Direto, DAP, DAR) ou seria uma escolha dentre os três?

A escolha é dependente do experimento realizado. No caso implementado, foi possível a estimativa por DAR, DAR e por valor direto (para o caso do setor industrial)

Comentário: O autor possui uma linha de raciocínio claro sobre a alternativa para calcular o função de custo de déficit, explicando os diversos métodos possíveis, a metodologia de preferência revelada, análise macroeconômica, metodologia de estudo de casos e o método de preferência declarado. O autor ilustra pontos positivos e negativos de cada método, porém não fica claro a justificativa da escolha do método de preferência declarada, pois existe um custo relacionada para fazer as pesquisas. Adicionalmente, a justificativa do êxito desse método na Colômbia e no Peru não é claro, pois não há dados estatísticos que comprovam isso, além disso, como a matriz energética é distinta em cada país, não há garantia do êxito da nova metodologia no Brasil.

3.16 - A IMPORTÂNCIA DE UMA CRITERIOSA ANÁLISE PARA A ESCOLHA CORRETA DOS INDEXADORES DE REAJUSTE DE PREÇO DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO PARA A VIABILIZAÇÃO DE NOVAS TERM ELÉTRICAS NO BRASIL

ORTIGARA, G.(1);JUNIOR, M.F.D.S.(1); - COPEL(1);

A expansão da geração de eletricidade no Brasil considera projetos termelétricos lastreados na importação de Gás Natural Liquefeito para garantia da segurança e flexibilidade. A regulamentação brasileira permite ao investidor escolher a forma de indexação da expectativa de preço futuro do combustível através de quatro indexadores, sendo que um projeto pode ser viabilizado através da criteriosa definição do seu Custo Variável Unitário. O artigo apresenta informações e comparações, concluindo que a fórmula de indexação é adequada, carecendo de pequenos ajustes, de forma a tornar o processo mais transparente, bem como revela importantes informações estratégicas a serem consideradas pelas novas termelétricas.

Perguntas e respostas:

A) O ponto de inflexão do JKM não deveria ser de queda em função da chegada do gás norte-americano face a disponibilização do transporte no canal do Panamá?

É importante destacar que a lei da oferta e da demanda realmente é sempre verificada na prática. Desta forma, quando existe uma maior oferta, configurando-se uma sobreoferta, a tendência é que o preço do produto ofertado caia, por outro lado, quando existe uma maior demanda, caracterizando-se uma suboferta, a tendência é que o preço do produto suba. Assim, o autor da pergunta tende a pensar que o potencial aumento da oferta de GNL na Ásia, proveniente do continente americano, poderia fazer com que o preço do produto caísse naquela região. Entretanto, note que o simples fato de ser aberta a oportunidade de transporte de GNL com preços menos expressivos de logística a partir do continente norte-americano para a Ásia não é motivo suficiente para que seja criada uma sobreoferta de GNL no Japão e Coreia. Ainda, para garantir o efetivo aumento da oferta de GNL na Ásia é necessário que a capacidade de exportação de GNL pelos EUA não seja limitada devido a falta de infraestrutura de liquefação, o que ainda não é uma realidade, sendo que não foi verificado durante o ano de 2016 qualquer sobre de GNL, ou mesmo GNL disponível sem interessados no continente asiático. Em resumo, a simples possibilidade de transporte de GNL pelo Canal do Panamá não acarretou em sobreoferta do produto na Ásia, e, assim, não teve o condão, ainda, de fazer o preço do GNL cair naquela região. Por outro lado, é importante se atentar para a outra face da moeda? da lei da oferta e da procura, qual seja, que a maior demanda por GNL para exportação no continente norte-americano, devido a finalização das obras do Canal do Panamá e a grande demanda de Japão e Coreia, aparentemente teve o condão de fazer com que o indexador Henry Hub tenha apresentado um significativo crescimento nos Estados Unidos da América, como pode ser verificado na inflexão do preço do Henry Hub que ocorreu exatamente no mesmo momento em que ocorreu a inflexão do preço do JKM. Ainda, importante destacar que os preços que estavam sendo praticados para o GNL por milhão de BTU na Ásia eram significativamente maiores do que os que estavam sendo praticados para o gás no Henry Hub no momento em que ocorreu a mudança da logística de GNL pelo Canal do Panamá, e, com a maior conexão entre os continentes americano e asiático, os indexadores JKM e HH tendem a ter uma maior aderência, o que também é verificado no ponto de inflexão do JKM citado no artigo. Aparentemente, com a melhoria da logística de GNL através do Canal do Panamá, pode ter se tornado mais vantajoso para as empresas americanas exportar GNL para o Japão e Coreia, do que tentar negociar o seu produto no concorrido mercado interno norte americano. Por fim, acredita-se que o crescimento da infraestrutura de liquefação nos EUA irá ditar a velocidade com que serão atacados os mercados do Japão e Coreia, com impactos tanto no JKM quanto no HH.

B) Conforme mencionado pelos autores a utilização destes índices mostram que eles guardam uma correlação com as características locais dos mercados. Não deveríamos ter um índice específico para a América do Sul? A dificuldade de conexão entre estes mercados não imputa um descolamento destes preços? A ameaça da exportação através do Pacífico do gás boliviano não afetaria o preço no Brasil?

Realmente a dificuldade logística, os desafios relacionados à falta de infraestrutura de regaseificação de GNL e de transporte de gás natural, bem como as dificuldades de conexão entre os mercados dos países da América do Sul imputa um descolamento dos preços de GNL indexados ao BRENT, HH, JKM e NBP. Acredita-se que a criação de um índice sul-americano seja interessante, mas apenas para o longo prazo. Como o tamanho do mercado de GNL da América do Sul ainda é incipiente,

acredita-se ser difícil, no curto prazo, que as grandes empresas exportadoras e/ou comercializadoras de GNL venham a aderir a tal índice. Quanto à Bolívia, sabe-se que este país, em que pese ter uma significativa reserva de gás natural em seu território, não possui acesso ao Pacífico, e também não tem conseguido manter um nível de investimento na prospecção e exploração de gás natural que garanta o fornecimento para o Brasil e Argentina para o suprimento dos contratos já pactuados. Ainda, a infraestrutura de liquefação de grande porte, que pode possibilitar a exportação de GNL, ainda é inexistente na Bolívia, e, assim como ocorreu nos EUA, demanda um significativo tempo e nível de investimento para se tornar uma realidade. Pelo menos a curto prazo, acredita-se que a exportação de GNL pela Bolívia através do Pacífico não se torne uma realidade. Por outro lado, se o Brasil evoluir na construção de uma maior e melhor infraestrutura de regaseificação de GNL, conseguirá obter, cada vez mais, independência frente ao Gasbol e ao suprimento boliviano.

C) Qual o efeito da Petrobrás na precipitação do GNL nas últimas décadas? Como se espera o comportamento do preço a partir da nova estruturação desta empresa?

Apesar do grande porte da Petrobras, um orgulho para todos os brasileiros, ela ainda não negocia volumes de GNL que sejam significativos em termos do mercado mundial, sendo que a participação da Petrobras no mercado de GNL ainda não tem o condão de influenciar a formação de preço deste produto. Entretanto, se deixarmos de lado o mercado mundial de GNL e nos atentarmos para a realidade interna do Brasil, temos que a Petrobras, como única supridora [fornecedora/transportadora] de gás natural até um passado recente, consegue ter quase que um poder soberano sobre o mercado brasileiro de gás natural, podendo revender internamente o gás natural, escolhendo os clientes que serão atendidos e também a margem de lucratividade que melhor se adequar a sua respectiva análise de risco. Recentemente, a Petrobras informou que o foco da empresa voltará a ser o petróleo, e não o gás natural. Some-se a isto várias iniciativas da Petrobras no sentido de se retirar do mercado de transporte e distribuição de gás natural. Neste cenário, espera-se a entrada de novas empresas no negócio, com o amadurecimento do mercado de gás natural no Brasil.

3.17 - UMA AVALIAÇÃO ESTRUTURADA DO ARRANJO INSTITUCIONAL-REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: VISÕES DOS PRINCIPAIS AGENTES E INSUMOS PARA APERFEIÇOAMENTO DO MODELO

MÜLLER-MONTEIRO, E.(1);GUARDABASSI, P.(1);HOCHSTETLER, R.L.(1); - Instituto Acende Brasil(1);

Este Informe Técnico desenvolve um diagnóstico das principais deficiências e virtudes do mercado elétrico brasileiro por meio de uma pesquisa com profissionais de reconhecida experiência nos elos da cadeia de valor do setor (geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo) e autoridades (MME, Aneel, TCU e ONS). Foram entrevistados, ao longo do primeiro semestre de 2015, 27 profissionais a partir de um questionário estruturado com 42 questões. O trabalho trouxe contribuições para os seguintes temas: planejamento da expansão; sistemática de leilões; transmissão; aspectos operacionais da geração hidrelétrica e da geração termelétrica; distribuição; comercialização; mercado de curto prazo; e governança institucional.

Perguntas e respostas:

A) Nos casos em que o posicionamento não é aproximadamente unânime, é possível notar tendências separando os agentes em cada domínio setorial? Caso sim, essa informação seria útil de alguma forma para o diálogo entre os agentes?

É possível separar individualmente as respostas e agrupá-las de acordo com qualquer critério a ser definido pelo analista. A ideia dos gráficos de barras (produzidos para todas as respostas) é apresentar o espalhamento das respostas de forma a capturar a grande tendência dos entrevistados, mas estudos mais direcionados a domínios específicos (focados, por exemplo, nas percepções de geradores ou de entidades do poder público) podem ser desenvolvidos a partir das respostas obtidas. O interesse maior do estudo era analisar as justificativas apresentadas pelos entrevistados para embasar seus posicionamentos a fim de que, a partir de tais justificativas, fosse possível mapear as principais preocupações dos agentes. Cabe sempre ressaltar, como explicitado no Informe Técnico, que as respostas apresentadas não tiveram qualquer tipo de processamento ou análise de natureza estatística.

B) A consideração de que opiniões pessoais podem divergir da posição institucional afeta de alguma forma a análise dos resultados? A análise dos temas com menor número de respondentes poderia direcionar ações de pesquisa e revisão para maior exploração e aprimoramento do tema, dada a hipótese de que os entrevistados representam aqueles com maior domínio dos assuntos? Ou isso indicaria pouca relevância do tema e/ou que a solução atual é adequada?

A eventual divergência entre opinião pessoal e posição institucional é risco sempre presente neste tipo de estudo, mas os pesquisadores tomaram o devido cuidado para agendar entrevistas com representantes que podiam expressar formalmente a estratégia de cada organização como seus porta-vozes legítimos (presidentes ou diretores das organizações). Quanto aos temas de menor número de respondentes, e conforme explicitado no Informe Técnico, há três possibilidades para essa constatação: a) porque em alguns casos o entrevistado preferiu não responder à pergunta por falta de conhecimento do tema, ou por autocensura; b) por falta de tempo durante a entrevista; ou c) porque a opção assinalada pelo entrevistado não condizia com a justificativa apresentada (interpretação diferenciada da pergunta, o que não permite uma comparação quantitativa com os demais entrevistados). Portanto, não é possível concluir que o tema é pouco relevante ou que a solução já é adequada. Quanto à hipótese de que os entrevistados respondentes representam aqueles com maior domínio dos assuntos, esperamos que ela seja verdadeira pois, se for esse o caso, o conteúdo das respostas teria sua significância aumentada.

C) Considerando a atualidade dos temas abordados e que os comentários podem perder relevância caso haja mudanças, há um caráter de urgência aplicado à análise dos resultados? É provável que o período de realização da pesquisa tenha afetado as respostas obtidas? Um follow-up da pesquisa após certo período ou após mudanças relevantes seria indicado para superar esse efeito?

Na humilde interpretação dos pesquisadores que desenvolveram este estudo cujos resultados foram descritos neste Informe Técnico, apesar de o tema ser extremamente atual (vide conteúdo da Consulta Pública nº 33 do MME, cujas 18 propostas apresentam grande superposição com os temas cobertos pelo Informe Técnico), esta superposição não é coincidência. Ela é fruto de um esforço de pesquisa iniciada há anos e que deu origem ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento regulado pela Aneel em fase de conclusão ? projeto de P&D intitulado ?Arquitetura de mercado para a comercialização de energia elétrica no Brasil: análise, simulação e propostas? ? que tem como um de seus objetivos principais desenvolver um diagnóstico estruturado dos principais problemas setoriais a fim de propor uma nova arquitetura de mercado que desse resposta a parte dos problemas detectados. Concordamos que uma parcela das análises pode ser vista com certo caráter de urgência a depender da evolução do marco legal-regulatório (admitindo-se, por exemplo, que a Consulta Pública nº 33 seja consolidada em Medida Provisória e posteriormente convertida em Lei). Na nossa experiência, esse processo ainda levará meses e será submetido a uma dinâmica pouco previsível quando adentrar o Congresso Nacional. Em relação ao período de realização da pesquisa, acreditamos que, em função da natureza plurianual e estrutural dos temas, as respostas continuarão válidas até que um novo marco legal seja formalizado. Quanto ao follow-up, ele passará a ser necessário quando tivermos indicações, mesmo que preliminares, dos impactos de eventuais futuros marcos legais e regulatórios que afetem a situação atual.

Comentário: O uso de metodologia reconhecida na literatura para realização da pesquisa confere ao Informe Técnico um caráter mais robusto e confiável que a análise de opiniões pontuais encontradas, por exemplo, em reportagens. Além disso, a atualidade e diversidade dos temas abordados conferem grande relevância ao estudo elaborado. Análises adicionais, como tratamento estatístico dos dados, separação das respostas por domínio setorial e follow-up da pesquisa, por exemplo, poderiam conferir ainda mais relevância ao trabalho e possibilitar que ele contribuísse para a reestruturação do setor. Alguns grupos possuem representatividade muito baixa na pesquisa, o que pode causar desequilíbrio nas respostas.

3.18 - DIFERENCIAÇÃO DE PROJETOS GREENFIELD E BROWNFIELD NA ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GONÇALVES, G.(1);CARVALHO, R.T.(2); - CONSULTOR(1);Eletrosul Eletrobras(2);

O trabalho visa conceituar, no âmbito da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, os termos Greenfield e Brownfield, visto não estarem consagrados na literatura do setor elétrico brasileiro. Tais conceitos permitem estabelecer uma diferenciação entre tipos de projetos na atual metodologia do Banco de Preços de Referência ANEEL, de forma a permitir que os orçamentos dos reforços e melhorias autorizados pelo órgão regulador resultem numa receita inicial mais aderente aos investimentos das transmissoras.

Perguntas e respostas:

A) O quanto a discrepância de custos estimados para projetos greenfield e brownfield impacta no retorno dos empreendimentos?

A discrepância de custos estimados para os dois tipos de projetos depende de alguns fatores: quantidade de equipamentos e materiais aplicados, complexidade do projeto e fonte de recursos financeiros. a) Num projeto brownfield, quando se adquire equipamentos para um módulo de entrada de linha, por exemplo, não há poder de compra e o custo dos sobressalentes e peças reserva podem atingir 10% do orçamento de equipamentos. Num projeto greenfield, como a implantação de uma nova subestação, o poder de compra é alto e o custo dos sobressalentes e peças reserva se dilui. O mesmo ocorre em relação a um ramal de linha de transmissão autorizado e uma nova LT de grande extensão. Neste caso, além dos sobressalentes, as possibilidades de otimização de traçado de um ramal de linha de transmissão (que normalmente está próximo de uma subestação) são reduzidíssimas se comparadas a implantação de uma nova linha de transmissão (que normalmente tem distâncias bem maiores). b) Quando são necessárias adequações nas instalações existentes para um novo reforço, as condições de execução dos serviços e a logística de obra não têm sido consideradas totalmente pela aplicação do Banco de Preços ANEEL, com impacto direto no retorno do empreendimento. Como exemplo podemos citar recapitações de linhas ou alterações de arranjos de barramento em subestações. O Banco de Preços não está modelado de forma a capturar obras de longa duração (superior a 24 meses), serviços descontinuados devido a possibilidade de desligamento de funções de transmissão apenas em finais de semana, execução de variantes, etc. c) Os recursos próprios da empresa normalmente são a fonte de recursos financeiros para a execução dos projetos brownfield, principalmente os de pequeno porte. Para uma operação financeira exige-se um valor mínimo de investimento e mesmo que atingido, dificilmente se enquadra na condição Project Finance, sendo necessária a operação do tipo Corporate Finance. Pelos aspectos citados, em não havendo deságio nos leilões, pode-se afirmar que a rentabilidade dos projetos brownfield é sempre inferior à dos projetos greenfield. No caso específico das transmissoras estatais a situação é mais crítica em função da Lei 8.666/93.

B) 2) Seria possível como uma solução de curto prazo um novo cálculo para o WACC ANEEL dos reforços? De forma que a remuneração de projetos brownfield esteja mais de acordo com seu nível de investimento.

O WACC deve, ao menos em tese, expressar as condições de risco e financiabilidade dos projetos de um determinado segmento. Ainda que se possa afirmar que o WACC atual está desatualizado, a sua revisão dificilmente reverterá diferenças no Banco de Preços. E não cabe fazer qualquer outro ajuste no WACC que não seja

para atualizar as condições de risco e financiabilidade. E no caso específico dos projetos brownfield, as condições de risco são até menores que os projetos greenfield. Os riscos são bem mapeáveis e quantificáveis, mas não são reconhecidos no Banco de Preços Referenciais. O que se espera é o reconhecimento adequado dos serviços realmente executados, através de um orçamento que contemple as particularidades de cada instalação. Cabe aqui lembrar que grande parte do sistema elétrico brasileiro deverá passar por um processo de modernização, e os trabalhos em instalações existentes diferem muito de novas instalações (projetos greenfield), com destaque para as particularidades de cada projeto e para a segurança, pela dependência de desligamentos programados ou serviços em linha viva.

C) 3) O que se vê hoje no mercado é que o problema da diferença entre a remuneração de projetos greenfield e brownfield leva a um grande número de judicializações. Fato que leva a um aumento do custo de transação entre ANEEL e o investidor e uma consequente demora no processo de tomada de decisão. Que tipos de ações você enxerga como necessárias para resolver esse tipo de problema?

As ações que entendo mais adequadas são: (1) o aprimoramento da metodologia da Resolução Homologatória nº 758/2009, que trata do Banco de Preços da Transmissão, estabelecendo uma diferenciação clara entre os projetos greenfield e brownfield, e (2) a atualização anual do WACC. A divulgação de um WACC anual não exige grande esforço adicional da ANEEL haja vista que a mesma precisa mapear as condições de mercado para definir os WACC dos leilões de transmissão que acontecem todo ano. Para a atualização do Banco de Preços o ideal é um casamento entre o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico e o próprio Banco. Assim, as empresas passarão a utilizar os empreendimentos de maneira a prover informações automaticamente para a ANEEL.

Comentário: O texto apresenta uma temática relevante e atual para o setor elétrico brasileiro. Uma parte interessante do artigo foi a apresentação dos dois exemplos práticos, que elucidaram melhor o problema apresentado. Acredito ser importante trazer um maior detalhamento do tema e principalmente apresentar possíveis soluções para o problema apresentado.

3.19 - IMPACTOS ECONÔMICOS DECORRENTES DA LEI 12.783/13 (MP579/12) NO VALOR DAS EMPRESAS DE ENERGIA NA BOLSA DE VALORES - UMA ANÁLISE ATRAVÉS DO ESTUDO DE EVENTOS

BOHME, G.S.(1);MALAGA, F.K.(2);JR, F.A.D.A.P.(1);FADIGAS, E.A.F.A.(1);RAMOS, D.S.(1); - EPUSP(1);INDIVIDUAL(2);

O objetivo deste artigo é verificar os impactos regulatórios da lei 12.783/13 no valor das empresas na bolsa. Para fazê-lo, foi utilizada a ferramenta financeira de Estudo de Eventos. Esta ferramenta apresenta diferentes métodos, e busca identificar os efeitos de um evento específico no valor de mercado dos títulos de empresas. O projeto apresentado neste artigo aplicou o método do retorno ajustado ao risco e ao mercado, utilizado com mais frequência pelos profissionais do setor financeiro. Os resultados indicam claramente que a perda de valor foi provocada pela alteração da lei e seus desdobramentos regulatórios. O artigo ainda apresenta uma rápida revisão bibliográfica das experiências internacionais relacionadas a modelos de concessão de bens públicos. Finalmente o artigo avalia os benefícios produzidos pela redução das tarifas de energia destinadas aos consumidores regulados, comparando-os com a destruição e valor das empresas públicas. Por derradeiro o artigo avalia criticamente os riscos regulatórios envolvidos nesta mudança de lei.

Perguntas e respostas:

A) No ?estimation window? foi considerado a possibilidade das ações estarem superprecificadas, no caso das geradoras pela expectativa de um futuro aumento de preço (PLD) e consequentemente receita, e no caso das Transmissoras por eventos pontuais corporativos, (ex. CTEEP terminava seu processo de aquisição realizado pelo grupo colombiano ISA)? Não seria prudente um estudo histórico de múltiplos (EV/ EBITDA) para destacar oscilações no valor da empresa?

Não foi considerada essa possibilidade. O foco do estudo de evento é exatamente identificar de forma comprobatória o impacto instantâneo de um evento específico no preço das ações em um dado momento no tempo. Nesse tipo de análise não são assimiladas projeções de variáveis como PLD.

B) O autor acredita que os Impactos no preço das ações seja decorrente especificamente como reflexo da lei 12.783/13 ou da adição de uma nova componente de risco regulatório no modelo de precificação das empresas do setor que não estava sendo considerado ou precificado corretamente?

Acreditamos que foi um impacto direto da perspectiva de fluxo de caixa futuro menor, reflexo da MP. Para identificar uma possível depreciação devida ao risco regulatório, poderia ser feito um estudo de evento com diversos setores regulados que também sofreriam do receio decorrente da MP.

C) Na visão do autor, não era previsível que após a lei 12.783/13 ocorreria uma reprecificação das empresas devido a mudança de característica operacional das empresas, passando a ser uma operadora de usinas e linhas de transmissão?

É algo que esperamos que acontecesse, e o artigo permitiu que fosse comprovado o impacto de forma científica, e que fosse identificada a relação da desvalorização com a composição do portfólio de geração de cada empresa envolvida.

Comentário: Na minha opinião o artigo é interessante e o autor consegue mostra o impacto da nova lei no valor das ações. Todavia, ao meu ver é impossível isolar este fato das demais componentes que o acompanham, é necessário considerar que o valor das ações é uma composição de expectativas de receitas futuras, riscos específicos da empresa e riscos sistêmicos. Após a alteração da lei, uma nova componente de risco foi adicionada, alterando a correlação de riscos retorno, e consequente forçando a alteração no portfólio dos investidores, adicionando uma busca por liquidez excessiva ao mercado. Posto isso acredito que sim, a lei afetou o valor das empresas, mas não foi um fato isolado.

3.20 - TARIFAS HORÁRIAS PARA SISTEMA DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO O SINAL LOCACIONAL.

ROSELLI, M.A.(1);YATSU, R.K.(1);JANNUZZI, D.P.(1);MEISTER, A.(1);GIMENES, A.V.(2);UDAETA, M.E.M.(2); - ANEEL(1);Escola Polit cnica da USP(2);

O estudo se baseia na avaliação de custos horários dos sistemas de transmissão, utilizando metodologia inspirada na estrutura tarifária horizontal dos sistemas de distribuição de energia elétrica, de modo a aprimorar a forma de cálculo da TUST. O produto final é a definição das tarifas por postos tarifários, obedecendo a necessidade da arrecadação da receita requerida para a concessionária de transmissão, com a obtenção do custo por posto tarifário e o diagnóstico da relação entre as tarifas ponta e fora ponta. Dessa forma, busca-se definir uma melhor alocação dos custos entre os postos tarifários. O estudo torna-se relevante, considerando a migração de consumidores das redes de distribuição para a Rede Básica e sobremaneira o aumento previsto para o custo das redes de transmissão. Na análise dos resultados, deve-se considerar que a carga das distribuidoras possui restrita liberdade para resposta ao sinal tarifário horário, uma vez que o custo de transmissão irá compor a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) juntamente com as demais componentes tarifárias, como a rede de distribuição, encargos setoriais, perdas. Soma-se a isso na percepção final do consumidor o custo da energia. O resultado do trabalho demonstra que a demanda do segmento consumo se mostra inelástica às variações de preço do uso do sistema de transmissão e que pode-se promover uma alocação de custos mais eficientes com o uso de metodologia, aderente àquela empregada no cálculo das tarifas de distribuição de energia elétrica.

Perguntas e respostas:

A) Os autores sugerem a alteração da relação ponta-foraponta. No entanto, provam que a mudança verificada em 2011 não surtiu efeito. Como a mudança proposta no trabalho irá afetar a dinâmica do consumidor?

O trabalho identifica que o consumidor é inelástico à cobrança tarifária no período fora de ponta. Embora não se possa utilizar esse mecanismo para otimizar a utilização do sistema de transmissão, a correta alocação de custos é desejável de modo a diminuir subsídio entre os pagantes da rede.

B) Não ficou clara a relação espaço-tempo na solução proposta. Os autores poderiam explicitar melhor?

Segundo a proposta, a estrutura horizontal (ao longo do tempo) será definida segundo características das estatísticas de ponta do sistema por submercado. A estrutura vertical (sinal locacional) seguirá a metodologia atualmente adotada.

C) A descontinuidade transmissão-distribuição é um fato. A TUSDg não resolveu e precisou criar os limitadores. Os autores abordam o tema mas não resolvem. Qual seria a solução?

Embora a criação da TUSD-g tenha almejado uma maior convergência tarifária entre os ambientes de transmissão e distribuição, essa não foi uma premissa para o estudo. De fato, a não convergência decorre de diferenças metodológicas e regulatórias. Os limitadores não foram criados garantir a convergência e sim para limitar a tarifa dos geradores em uma Rede Unificada. O que se espera é que a correta alocação de custos na transmissão permita ao consumidor modular sua carga com a devida diminuição de custos e consequente otimização sistêmica.

3.21 - METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - A VISÃO DE MERCADO E AVANÇOS SUGERIDOS

COSTA, J.G.D.C.(1);SILVA, A.M.L.D.(2);JR, Z.S.M.(1);LIMA, R.L.(1);MELLO, J.C.D.O.(3);FILHO, X.V.(4); - UNIFEI(1);PUC-Rio(2);Thymos Energia(3);ABRAGET(4);

Este trabalho faz uma análise da Metodologia Nodal, atualmente utilizada na tarifação do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil. O estudo identifica as principais carências do modelo vigente e apresenta propostas para o seu aprimoramento, visando uma sinalização mais justa e coerente para os participantes do mercado de energia elétrica. Todos os desenvolvimentos são ilustrados a partir da aplicação de um algoritmo computacional, denominado Programa TUST, ao Sistema Interligado Nacional - Caso 2014/2015. Os resultados obtidos permitem validar o algoritmo através de comparações com o Programa Nodal, e demonstrar que os critérios propostos promovem uma alocação transparente e compatível com a real utilização da rede de transmissão pelos agentes.

Perguntas e respostas:

A) O critério 2 tenta classificar as LTs de interligação como função de otimização energética e com isso todos os agentes pagam como selo. Não existem LTs internas aos submercados com esta mesma função? Como identificar esta propriedade das LTs e melhorar este tipo de classificação?

A metodologia permite que qualquer linha que exerça função estratégica para a otimização energética (seja ela de interligação entre submercados ou interna) possa ter seus custos alocados por selo. A identificação das linhas com tal propriedade não foi objeto de estudo deste trabalho.

B) O artigo tenta melhorar a alocação dos custos para os geradores térmicos que normalmente encontram-se próximos aos centros de carga. Não seria melhor regionalizar as tarifas? A retirada dos valores negativos iniciais não prejudica os geradores térmicos?

A metodologia proposta permite essencialmente a determinação de tarifas por barra, embora tarifas médias por região possam ser determinadas em um segundo estágio, conforme descrito na referência [10] deste trabalho. Deve-se notar que, como o sistema opera de forma interligada, a determinação das tarifas deve levar em conta a interação entre cada injeção de potência e a rede de transmissão como um todo, o que torna inadequado o uso de formulações que pressuponham o desacoplamento do sistema de transmissão em suas fronteiras. Com relação às componentes tarifárias negativas, a metodologia fornece três opções: (i) não eliminar; (ii) eliminar antes da alocação da parcela selo, e; (iii) eliminar depois da alocação da parcela selo. O surgimento de tarifas negativas é uma sinalização do bom posicionamento elétrico de alguns participantes, com geralmente é o caso dos geradores termelétricos. Logo, a eliminação dessas componentes tende, de uma forma geral, a aumentar as tarifas desses agentes.

C) A sensibilidade quanto ao despacho proporcional tanto nacional como por sub-mercado traz uma inconsistência em termos operacional da rede. Os autores mantiveram esta premissa no trabalho e apenas fizeram uma avaliação diferenciada para as térmicas. Seria possível uma reestruturação completa nesta forma de tarifação incorporando o despacho real?

Com certeza. A metodologia proposta é bastante flexível e, deste modo, possibilita a utilização de qualquer despacho que represente uma condição relevante do uso do sistema de transmissão. Podem, inclusive, ser utilizados diversos despachos para caracterizar as diferentes formas de uso da rede ao longo do ano, o que permite a determinação de tarifas mais coerentes com o uso real dos circuitos. Com relação à utilização do despacho proporcional por submercado (conforme estabelecido atualmente no setor elétrico), trata-se apenas de um exemplo numérico que procurou demonstrar que, mesmo sem grandes alterações da metodologia Nodal, é possível prover uma alocação de custos mais condizente com o melhor posicionamento dos geradores termelétricos (eletricamente próximos aos centros de carga).

3.22 - ULTRAPASSAGEM DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - MUST PELA COPEL GET, UMA ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA

SILVA, J.R.P.D.(1);NACIF, L.A.(1); - COPEL(1);

Existem períodos em que o Sistema Interligado Nacional ? SIN, opera com sub-frequência, muitas vezes por um tempo prolongado, e que são provocadas por deficit de energia (ou potência) ou por contingências nesse SIN. Durante alguns desses períodos de sub-frequência, na COPEL GeT verificam-se ultrapassagens do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST, com consequente aplicação de multa, como já ocorreu na UP G.J. Richa ? UHE GJR. Por outro lado, essas violações dos limites do MUST raramente são provocadas pelos Agentes penalizados, e sim como consequências naturais e esperadas de fenômenos físicos e de atuações corretas e desejadas dos dispositivos de controle e proteção dos geradores, como por exemplo, a ação dos estatismos permanentes dos reguladores de velocidade das máquinas. Essa consideração torna a penalização em questão um fato paradoxal. Assim sendo, referente ao assunto em questão, o presente artigo apresenta uma análise técnica dos eventos que provocam a ultrapassagem, uma análise econômica do cenário e propõe, com uma respectiva análise, possíveis soluções.

Perguntas e respostas:

A) Os autores sugerem uma compensação via mercado para a multa de ultrapassagem do MUST. Em muitos países, o controle de frequência é ressarcido através de um serviço ancilar visto que é um benefício à operação do sistema. Os autores teriam como avaliar além da multa que hoje incide sobre a ultrapassagem que outros custos poderiam ser ressarcidos para incorporar neste serviço adicional?

No cálculo do valor a ser ressarcido pelo serviço de controle da frequência, devem ser considerados todos os custos envolvidos nessa ação, como o custo do sistema de controle que efetua esse serviço, da manutenção desse sistema, do desgaste mecânico decorrente da operação rápida, adicional e muitas vezes oscilatória dos atuadores e distribuidores e do investimento e custo da manutenção dos equipamentos periféricos envolvidos nesse controle.

B) A partir do gráfico da Figura 6, nota-se que seria fácil identificar a causa da ultrapassagem do MUST. Esta constatação parece óbvia e o regulador deveria sensibilizar para este condição fora do controle da geradora. Qual a atual posição da ANEEL nesta questão?

Como existe um dispositivo legal que impõe uma multa pela ultrapassagem, resta-nos crer que a ANEEL tem uma visão técnica-econômica-financeira muito diferente sobre o assunto em questão. Por outro lado, até agora não se conseguiu saber com clareza qual é essa posição, sendo inclusive uma forte motivação para a edição do presente artigo.

C) A solução via mercado tanto na negociação de preços horários ou na introdução de um mercado de regulação de frequências como na Noruega não evitaria a ação da regulação primária do CAG. O que os autores sugerem para amenizar este ação não gerenciável pelos geradores?

A ação da regulação primária pelos geradores é não controlável, mas o montante da contribuição resultante dessa ação é controlável. Assim sendo, uma ação do agente - que é totalmente anti-cooperativa e prejudicadora da operação do SIN ? seria bloquear o sistema de regulação em valores que não provoquem ultrapassagens.

3.23 - INTERDEPENDÊNCIA ENTRE A REPECTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO E A AVERSÃO AO RISCO UTILIZADA NOS MODELOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS: SUGESTÃO DE APERFEIÇOAMENTO REGULATÓRIO

CARVALHO, G.P.D.(1);NUNES, H.R.A.(1);GUNN, L.K.(1);RIBEIRO, P.M.(1);CARVALHO, R.M.P.D.(1); - NEOENERGIA(1);

Diversos fatores levaram a publicação de regulamentação específica para repactuação do Risco Hidrológico entre Geradores e Consumidores. Este artigo apresenta uma metodologia de análise da atratividade dessa repactuação. Observou-se que a mudança recente dos critérios de aversão ao risco utilizados nos modelos de despacho e de formação de preços pelo ONS e pela CCEE, alteram os resultados da viabilidade da repactuação, o que poderia levar os geradores a tomarem decisões distintas em relação as realizadas em dezembro/2015, por exemplo. Este artigo apresenta sugestão de aperfeiçoamento regulatório para permitir a adequação da alocação de riscos entre geradores e consumidores.

Perguntas e respostas:

A) A metodologia proposta pela ANEEL supõe uma volatilidade estacionária com histórico de 15 anos. Dado que a tendência é de diminuição das vazões, o consumidor não estaria em situação desfavorável?

R. Conforme destacado no item 1.3 da introdução, há outros motivos, além da hidrologia abaixo da média, para a mudança de paradigma do comportamento da geração hidráulica e, em consequência, do GSF a partir de 2014 como geração fora da ordem de mérito e alteração na matriz energética. Diversos outros mecanismos regulatórios impactam o comportamento do risco hidrológico, dentre eles externalidades atribuídas ao MRE (como atraso dos sistemas de transmissão e prestação serviços anclares sem compensação adequada); não revisão dos parâmetros que compõe o cálculo da Garantia Física para algumas usinas que participam do mecanismo; e custo marginal das usinas que deslocam a geração hidráulica (é possível, por exemplo, que nos próximos anos no Nordeste grande parte da carga seja atendida por geração eólica o que diminui o PLD e, portanto, o risco hidrológico mesmo que haja GSF). Neste sentido, há diversos fatores na regulamentação que podem mudar o comportamento do risco hidrológico no futuro podendo tornar o MRE mais saudável e seus participantes e os consumidores com quem o risco foi repactuado menos expostos aos riscos do mercado de curto prazo. Independentemente dos outros fatores, naturalmente, caso se observe a degradação das vazões ao longo do país, a tendência, ceteris paribus, é que o consumidor arque com um custo maior pela repactuação. De toda maneira, esse artigo não se propõe a analisar o comportamento futuro das vazões, tendo baseado todas suas análises nos modelos e na regulamentação consideradas atualmente para efeitos de formação de preço. Isto é, no caso das vazões, foram utilizadas séries sintéticas de vazão baseadas no histórico observado desde janeiro de 1931. O objetivo do artigo é demonstrar como as mudanças regulatórias e de comportamento da operação do sistema afetam a alocação de riscos nos acordos de repactuação e que deveria ser oferecida aos geradores uma nova opção de repactuação em conjunto com o recálculo dos valores de prêmio de risco (vide último parágrafo do item 3.1).

B) É interessante observar que nesta negociação do risco hidrológico apenas o gerador teve opção e se propõe neste trabalho que, a cada mudança metodológica, este agente tenha chance de mudar sua posição. Como fica o consumidor nesta negociação? Porque ele não é chamado?

R. Conforme destacado no Estudo de Caso (item 3.1), a proposta apresentada por este trabalho é que a posição do consumidor cativo esteja resguardada pela ANEEL ao republicar os valores de prêmio pelo risco cuja possibilidade é, inclusive, estabelecida pelo paragrafo 6o do artigo 4o da Resolução ANEEL no 684/2015.

C) Como seriam estas negociações num mercado livre? O prêmio não deveria ser formado no ambiente de mercado?

R. A metodologia de análise opção de repactuação apresentada neste trabalho foi desenvolvida, conforme explicado no último parágrafo da introdução, apenas para geradores que repactuaram no ACR conforme regulamentação vigente da ANEEL (Resolução no 684/2015). Por outro lado, a opção de repactuação proposta pelo mesmo normativo para os geradores com contratos no ambiente livre não prosperou e as decisões judiciais em caráter liminar têm mantido esses geradores protegidos de eventuais exposições ao GSF. A repactuação do risco hidrológico no formato do ACR se assemelha a seguro convencional como seguro de vida, carro ou imóvel. Em geral, neste tipo de seguro, o negócio do segurador é baseado no conhecimento das estatísticas de ocorrências gravosas e na diluição do risco dessas ocorrências com elevado número base de clientes segurados. Esse efeito não é verificado no caso da repactuação, pois, com a existência do MRE, o risco hidrológico é compartilhado e passa a ser uma variável única entre agentes participantes dos mecanismos. Mesmo que haja outras formas de se proteger contra esse risco, como composição de carteira com energia de geradores cuja geração tem correlação negativa em relação à geração hidráulica como energia eólica e, potencialmente, térmica flexível, a tendência é que os consumidores livres precifiquem riscos não gerenciáveis, como o hidrológico, no seu risco máximo ao passo que os consumidores cativos o precificam ao risco médio (na verdade o cenário efetivamente ocorrido). Dessa maneira, como o risco de GSF tem fortes componentes regulatórios e, portanto, não gerenciáveis pelos agentes, entende-se que a repactuação num ambiente de mercado livre, pelo menos no formato apresentado para o ACR, tende a continuar a não prosperar.

3.24 - UTILIZAÇÃO DE BATERIAS NA DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA - AVALIAÇÃO DO IMPACTO

BOTELHO, F.K.(1);DUTENKEFER, R.(1);MENDES, R.(1);MELLO, J.C.(1); - thymos(1);

Este artigo busca modelar matematicamente um dos benefícios da utilização de baterias na rede das distribuidoras em um cenário com alta penetração de geração fotovoltaica distribuída. Ao armazenar a energia fotovoltaica em horários de carga reduzida e despachá-la nos períodos de maior uso do sistema de transmissão, a contratação do MUST pode ser feita de maneira mais eficiente e esse benefício pode ser quantificado ao calcular o MUST ótimo contratado pela distribuidora com e sem a utilização de baterias. Ao comparar a economia do armazenamento com o seu custo, é analisado a viabilidade da bateria para este fim.

Perguntas e respostas:

A) Como o a inserção do conceito Smart Grid pode alavancar a inserção da utilização de baterias na distribuição?

Em um exemplo de Smart Grid avançada é possível observar uma elevada inserção de geração distribuída, sinal instantâneo de preço de energia, possibilidade dos consumidores venderem seus excedentes para rede, baterias de forma a controlar esse fluxo de excedentes e controle do consumo de energia de forma a otimizar os ganhos financeiros. Com isso, a própria sinalização de preço de energia já faz um importante papel no equilíbrio da rede. Nessa situação, a smart grid (incluindo as baterias dos diversos prosumidores?) ajuda a distribuidora na operação da rede, permitindo que as baterias instaladas pela empresa de distribuição atuem de modo a garantir a qualidade no suprimento energético (ex: serviços ancilares), entre outros benefícios para a distribuidora (ex: evitar ultrapassagem de MUST, como simulado no artigo).

B) Seria conveniente a implementação de um programa específico de inserção das baterias com vistas a expansão da utilização e respectiva redução dos custos de aquisição, instalação e manutenção?

A utilização de baterias poderia ser de fato incentivada por programas governamentais (como fontes renováveis já foram), mas o custo ainda é elevado mesmo com eventuais incentivos fiscais. Por isso, um amplo programa de inserção de baterias teria maior adesão em um futuro próximo, quando os custos (em escala global) já seriam mais viáveis para os investidores.

C) Quais são as possíveis propostas de adoção de mecanismos, sistemas e procedimentos operativos para que as distribuidoras possam se preparar para operar suas redes em novo cenário futuro?

Operar a rede no futuro envolve cenários de smart grid, atuação dos consumidores (prosumidores) no atendimento energético e na eficiência da rede como um todo e recursos de tecnologia da informação de elevado grau de automação para fazer esse controle. Para chegarmos nesse cenário futuro, há dois grandes obstáculos: custos elevados dessa nova tecnologia ainda em desenvolvimento e um ambiente regulatório que ainda não incentiva esses investimentos. O regulador, as empresas do setor e principalmente o mercado irá guiar esse processo de modernização. E na medida que essas mudanças forem acontecendo, através de uma regulação que incentive mais investimentos em novas tecnologias e uma sinalização de preços mais aderente, além da natural redução de custos dessas tecnologias enquanto ganham escala de produção mundial, a operação da rede pelas distribuidoras será mais eficiente e de maior qualidade para todos os consumidores.

Comentário: O artigo está plenamente aderente ao resumo anteriormente apresentado. O estudo de caso apresentado e respectivo custo x benefício decorrente deste estudo pode balizar a inserção das baterias na distribuição. O tema é de extrema relevância em função da possível expansão das baterias e respectivos reflexos operacionais, de controle, financeiro e impactos nas tarifas.

3.25 - TOMADA DE DECISÃO EM LEILÕES DE ENERGIA EÓLICA ENTRE 2009 E 2013: UM PROCESSO RACIONAL ?

PERRELLI, A.C.D.C.(1);SODRE, E.D.A.(1);ROCHA, P.G.D.(1); - CHESF(1);

Este trabalho propõe a aplicação de processos de otimização em modelos de análise de viabilidade econômico-financeira para o estudo da tomada de decisão em leilões de energia eólica. O objeto principal para a tomada de decisão é o adequado retorno financeiro dos investimentos a partir da prudente definição das premissas com base em toda informação disponibilizada, porém vieses cognitivos podem impedir que os tomadores de decisão realizem escolhas que possuam aderência com os objetivos da empresa. As decisões tomadas por julgamentos afetados por vieses podem criar inúmeros problemas para a empresa, tais como os atrasos em obras e artificialidade do preço a ser ofertado no leilão.

Perguntas e respostas:

A) Quais são as sugestões de propostas para aprimoramento dos editais de leilões para mitigação de problemas futuros?

Encontra-se em audiência pública, até 5 de Novembro, regras específicas para empreendedores que vêm apresentando baixo desempenho. Dentre as sugestões estão declaração de histórico da empresa dos últimos 36 meses, comprovação de aporte de capital ou obtenção de financiamento e celebração de instrumento contratual de fornecimento de equipamentos eletromecânicos. Consideramos a decisão do regulador acertada e de extrema valia para todo o setor. Além do que foi proposto em audiência pública, sugerimos a possibilidade do uso do método de Análise Envoltória de Dados (DEA), métrica já consolidada nas revisões tarifárias dos setores de transmissão e distribuição, para manter as empresas ineficientes (longes da fronteira) inabilitadas para participarem de leilão. A presença destas em leilão apenas seria possível se fosse quantificado ganho de eficiência ao longo do tempo. Porém, este modelo proposto não é objeto deste trabalho.

B) Existem novas variáveis passíveis de serem consideradas na metodologia proposta?

Sim. Qualquer variável que possa ser quantificada pela empresa com determinado nível de precisão pode ser utilizada no modelo. São exemplos: licenciamento ambiental, atraso na captação de recursos, indisponibilidade de recursos de terceiros, possibilidade de lançamento de debêntures (a depender do apetite do mercado), escolha ótima do número de lotes vendidos, despesas operacionais e administrativas, entre outras. Vale enfatizar que cada variável impacta a rentabilidade de determinada forma e sugerimos apenas modelar as variáveis que possuem maior nível de impacto na rentabilidade.

C) Qual a proposição para equalização do know how das empresas com relação a agregação de expertise visando o incremento da competição nos leilões?

Primeiramente, a empresa imatura deverá dispor de capital suficiente, pois provavelmente incorrerá em perdas nos primeiros projetos até adquirir um determinado nível de know how que a torne competitiva. Deve buscar continuamente aprimorar as suas práticas de gestão através da incorporação das técnicas da empresa madura. É necessário consolidar na empresa imatura uma política robusta de Gestão de Riscos com objetivos específicos e normativos de alto padrão. A entrada em um empreendimento deve tomar por base todas as etapas de um processo racional descrito pelo pesquisador Daniel Kahneman a seguir: 1. Identificar o problema através de julgamento refinado racional e não emotivo 2. Identificar o critério de decisão; 3. Ponderar os critérios; 4. Criar alternativas para possíveis mitigações; 5. Classificar alternativas segundo cada critério; 6. Identificar a solução ideal, efetuar a análise de risco e decidir com base no trade-off risco retorno.

Comentário: O artigo está plenamente aderente ao resumo anteriormente apresentado. O estudo econômico-financeiro se constitui em ferramenta interessante de tomada de decisão em leilões (eólicas).

3.26 - IMPACTOS ECONÔMICOS E FINANCEIROS NAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM A EXPANSÃO DA MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

POSTAL, A.A.(1); - DMED(1);

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem criando um ambiente regulatório ? através das Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2014 ? visando ampliar a participação de geração de fontes renováveis (solar, eólica, PCH e biomassa) de pequeno porte (até 5 MW, dependendo da fonte). Esse ambiente está fomentado a disseminação da Geração Distribuída de pequeno porte dentro de Sistemas de Distribuição (redes) com objetivos de incrementar a participação fontes renováveis na matriz energética brasileira, aumentar os investimentos em expansão nesse tipo de fonte, difundir o baixo impacto ambiental, promover a redução no carregamento das redes e a minimização das perdas. Esse processo poderá levar ? como já verificado em outros países ? ao aumento de subsídios (pois a Micro e Mini Geração Distribuída ainda não se encontra em estágio competitivo com outras fontes) e desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão das distribuidoras, além de dificuldades operativas. Em termos internacionais esse processo já se encontra em outra fase de desenvolvimento ? mais avançada ? e por isso permite transferir as dificuldades encontradas nesses países para a realidade brasileira. E com isso vislumbrar os possíveis e potenciais problemas que essa expansão poderá causar nas distribuidoras de energia elétrica e suas consequências nas partes relacionadas, acionistas, investidores e consumidores.

Perguntas e respostas:

A) Quais outras experiências internacionais o Brasil deveria utilizar como referência?

A priori, nenhuma experiências internacional conhecida (e de peso) produziu somente benesses. Todas elas - vide as principais (Alemanha e Espanha) - trouxeram consequências que são substratos para a melhoria dos modelos. O Brasil deveria buscar seu próprio modelo, visto que, países que detêm suas características (extensão, matriz energética e modelo institucional) não avançaram a ponto de servir como modelo ou referência. A única sugestão é um debate mais robusto com as partes relacionadas, a fim de que se produza um motor de avanço mais consistente e menos impositivo sob a ótica regulatória. Até porquê imposição de tecnologias afetam as forças de mercado.

B) De que forma o surgimento da micro e minigeração dificulta a previsão de carga da distribuidora?

Os impactos ocorrem devido ao acesso - inédito - de pequenas gerações diretamente à rede de distribuição. O primeiro impacto está na dificuldade de planejamento energético no que tange a estimar qual será o MW médios dessas unidades geradoras. Por se tratar de fonte renovável torna-se difícil planejar a necessidade de compra de demanda/energia. O segundo impacto é o operativo, pois a inserção de demanda de potência no anti fluxo - normal - do sistema radiais de distribuição necessitará levar em conta dispositivos de regulação de tensão e fator de potência, bem como impactos de carregamento. O terceiro impacto passar a ser o

tarifário/regulatório com redução de receita frente a obrigações de expansão proveniente de outras unidades consumidoras, que podem criar desequilíbrio nos contratos de concessão.

C) Quais os cenários e perspectivas futuras para o caso brasileiro?

Da atual forma como está posta a regulação setorial, há um terreno extremamente fértil para a expansão da Micro e Mino Geração Distribuída. Essa afirmação pode ser corroborada pelos números de unidades consumidoras que aderiram a esse projeto, bancos pondo a disposição de investimentos para esse projeto, consultorias para o tema e distribuidoras criam empresas nesse segmento de negócio. Mas, em contrapartida ainda não há respostas de como o sistema de distribuição e o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras será afetado.

Comentário: Inicialmente o artigo traz uma expectativa de que serão utilizadas diversas referências que sustentariam a estrutura argumentativa. Apesar da coerência do artigo em descrever os possíveis impactos da micro/minigeração distribuída, analisando a questão regulatória, o artigo limita-se ao caso alemão e não traça cenários quantitativos.

3.27 - A EXPANSÃO DAS REDES INTELIGENTES SOB A ÓTICA DA REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO : UMA ANÁLISE CRÍTICA

MOYA, C.H.(1);LIMA, E.D.O.(1);SILVA, R.H.D.(1);PERRONE, F.P.D.(1); - ELETROBRAS(1);

Este artigo estabelece uma análise sobre a regulamentação brasileira aplicada às redes inteligentes de energia elétrica de distribuição, com o objetivo de discutir avanços no marco regulatório existente. Além da modernização dessas redes, as redes inteligentes permitirão o compartilhamento de estruturas de comunicação entre as utilities de água, gás e energia, possibilitando a agregação de serviços de segurança e saúde pública, iluminação pública e controle de tráfego das cidades, evoluindo para o conceito das cidades inteligentes. Numa visão de longo prazo, nas cidades inteligentes será possível controlar coisas? digitalmente, num processo denominado de internet of things ou internet das coisas.

Perguntas e respostas:

A) Conforme colocado pelos autores, um dos entraves para a entrada das redes inteligentes é a falta de reconhecimento pelo regulador dos investimentos na base de remuneração. No entanto, isto que dizer que estes investimentos por si só não se justificam quando se analisa sob a métrica de custo/benefício. Como quebrar esta pouca atratividade?

Uma das proposições do artigo é o de se aprimorar o marco regulatório de modo a comportar os novos modelos de negócio para os agentes, principalmente para as empresas distribuidoras de energia, que surgem a partir da evolução natural das tecnologias aplicadas à infraestrutura das redes. O reconhecimento dessa nova infraestrutura pelos órgãos reguladores e a sua consequente remuneração auxiliará no fomento a expansão das redes no país.

B) O incremento da geração distribuída tende a criar a necessidade de um maior monitoramento e controle das redes MT/BT, o que pode ser uma condição para a solução via redes inteligentes. O que os reguladores deveriam priorizar para adequar o sistema de distribuição a esta nova realidade?

Deve ser fomentada a implantação de redes de comunicação dedicadas, de modo a acomodar os diversos sensores utilizados para o monitoramento e a operação das redes, permitindo entre outras melhorias, o gerenciamento da oferta e da demanda de energia, a acomodação de empreendimentos de geração distribuída, cortes e religamentos remotos, gerenciamento das perdas, etc. É de fundamental importância o compartilhamento e integração da infraestrutura das redes de comunicação entre as concessionárias de serviços públicos, de modo a diminuir os custos de implantação e operação, através do rateio desses custos, minimizando ainda o impacto desses custos a serem repassados aos consumidores.

C) A relação custo/benefício hoje desfavorável não poderia ser melhorada quando integrada a outras utilities como fornecimento de água, gás, etc.?

Devido às características intrínsecas a cada insumo fornecido (água, gás, eletricidade) esta afirmativa torna-se válida principalmente para as redes de comunicação. Para tanto, os órgãos reguladores devem promover uma maior interação e integração entre as concessionárias desses serviços públicos, de modo a compartilhar não só a rede, como infraestrutura básica em si, como também a implantação de um hub para cada cliente que venha a acomodar e disponibilizar as informações de fornecimento e consumo de energia elétrica, água, gás, etc., de forma integrada à Home Area Network (HAN), promovendo um fácil acesso e gestão das informações pelo consumidor.

3.28 - UMA METODOLOGIA PARA A SEPARAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA E LASTRO NO BRASIL ATRAVÉS DA CAPTURA DO VALOR ECONÔMICO DA ESCASSEZ NO MERCADO DE ELETRICIDADE

BASTOS, J.P.T.(1);CUNHA, G.R.D.A.(1);BARROSO, L.A.N.(2);AQUINO, T.C.N.D.(3); - PSR(1);EPE(2);UFRJ(3);

O presente trabalho apresenta uma metodologia para a comercialização do produto lastro em mercados de energia elétrica, que atualmente no Brasil é comercializado sob a forma de um pacote, conjuntamente com a energia. Essa metodologia se baseia na captura do valor econômico proporcionado pelos agentes geradores ao sistema que não é remunerado pelo mercado de energia. É realizado um estudo de caso com simulações detalhadas da operação do sistema elétrico brasileiro onde a metodologia é aplicada e calcula-se o valor do produto lastro e a remuneração adequada para diferentes geradores do sistema elétrico brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Quais são as expectativas para a comercialização em produtos distintos?

Há expectativa de maior transparência e acurácia na precificação de ambos os produtos no longo prazo. No ambiente atual, com lastro e energia comercializados de maneira conjunta, é difícil separar a parcela da remuneração que representa a entrega do bem privado (energia) do bem público (lastro para garantia de segurança de suprimento). Ademais, espera-se maior flexibilidade para os agentes do mercado na comercialização de energia e amadurecimento deste mercado, além da criação de novos produtos financeiros envolvendo a venda de energia, tornando o mercado mais líquido e competitivo. Há também a expectativa de maior flexibilidade para as distribuidoras, que possivelmente terão menor necessidade de contratar a totalidade da sua carga, permitindo melhor gestão do seu portfólio e menos exposição a sobrecontratações involuntárias. Por fim, e não menos importante, espera-se um maior equilíbrio entre os mercados livre e regulado na expansão do sistema, que hoje é predominantemente dependente da contratação a longo prazo do pacote energia e lastro pelo mercado regulado.

B) No arcabouço regulatório quais são os principais pontos a serem revisados para viabilizar tal comercialização?

Na regulamentação atual, seria possível trabalhar com uma separação "virtual" de energia e lastro alterando unicamente os mecanismos e critérios dos leilões de energia nova e existente. Além disso, o Ministério de Minas e Energia já apresentou proposta para introduzir a separação dos dois produtos através da Nota Técnica da Consulta Pública Nº33. Este é um primeiro passo importante para o atingimento concreto do objetivo da separação. Em termos de regulação, seria necessário introduzir (i) obrigações à demanda associadas ao produto lastro, tais como o encargo para cobertura desta componente de custo e a obrigação de contratar lastro próprio ex ante se aplicável; e (ii) obrigações à oferta associadas ao produto lastro, tais como o procedimento de verificação de desempenho da central e possível aplicação de penalidades. Além disso, seria necessário detalhar o procedimento e elementos de desenho do leilão de lastro em si e do contrato oferecido aos participantes.

C) Quais são os atuais desafios no setor elétrico brasileiro para garantir a expansão da oferta de energia frente a necessidade de garantia do suprimento de energia elétrica?

Primeiramente, é necessário que o lastro, na maneira como for desenhado, valere de maneira correta dos atributos das diferentes fontes de energia e a sua capacidade de prover segurança ao sistema nos momentos de maior necessidade. Além disso, é essencial que a metodologia não incorra em dupla-contagem na remuneração dos produtos lastro e energia, já que ambos devem ser sincronizadamente complementares para as receitas totais dos geradores. É importante ressaltar que o desenho da remuneração dos produtos deve estar intimamente associado aos critérios de segurança de suprimento usados no planejamento para que os sinais de preço passados aos agentes privados sejam compatíveis com o ótimo global para o sistema. Na proposta desenhada neste trabalho, é apresentada uma metodologia que busca cumprir estes objetivos. Além disso, há a questão do financiamento, na qual geradores e instituições financeiras encontravam-se tradicionalmente em situação mais confortável com um contrato de longo prazo envolvendo a contratação de energia e lastro. Com a contratação separada do lastro, existe uma tendência de volatilização das receitas do produto energia e consequente aumento da percepção de risco e consequente dificuldade de financiamento. Para lidar com este problema, propõe-se, por exemplo, mecanismos facilitadores para a contratação do produto energia, como leilões de energia para a contratação da mesma ao menos nos primeiros anos de concessão das usinas. Além disto, deve-se ter em consideração que a tendência a longo-prazo é de aumento da sofisticação do mercado de energia e consequente aumento da disponibilidade de mecanismos para proteção ao risco aos agentes. De toda maneira, a separação requer um maior realismo por parte dos agentes, que deverão gerenciar mais risco. Diferentes modalidades de financiamento e o emprego de corporate finance devem ser mais comuns. Este é um desafio importante, sobretudo no curto-prazo, mas é um passo necessário para o amadurecimento do mercado a longo prazo. Finalmente, é de suma importância que haja uma transição correta e que não penalize ou conceda benefícios indevidos aos detentores dos contratos legados que envolvem os produtos energia e lastro de maneira unificada.

Comentário: O artigo está plenamente aderente ao resumo anteriormente apresentando. O estudo realizado é de extrema relevância para análise da comercialização em produtos distintos.

4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

1. A micro-geração solar e seu impacto na rede de distribuição e transmissão.
2. Quais as ações regulatórias e tributárias permitiriam um crescimento da micro e mini geração?

3. As redes inteligentes e micro-redes com autonomia para gerenciar a geração distribuída e a resposta da demanda poderiam tornar os sistemas menos vulneráveis e mais econômicos?