



**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE
JANEIRO**

**MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA
BRASILEIRO– METODOLOGIA DE
PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO MERCADO
DE CURTO PRAZO (PREÇO HORÁRIO) E
SUA RELAÇÃO COM A ALTERAÇÃO DA
MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA**

FABRÍCIO DAIREL DE CAMPOS LACERDA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos
Setores Energético e Mineral

Rio de Janeiro, maio de 2019.



Fabício Dairiel de Campos Lacerda

**MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO–
METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO HORÁRIA NO
MERCADO DE CURTO PRAZO (PREÇO HORÁRIO) E SUA
RELAÇÃO COM A ALTERAÇÃO DA MATRIZ DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Leonardo Lima

Rio de Janeiro

Maio de 2019.

Agradecimentos

Agradeço à PUC-Rio e ao Ministério de Minas e Energia pela excelente oportunidade de realização do curso. Agradeço a todos os professores que compartilharam seus conhecimentos e experiências, tiveram disposição e paciência em ensinar. Agradeço ao meu orientador, Leonardo Lima, pelos ensinamentos e tempo para me auxiliar no desenvolvimento deste trabalho. Agradeço aos colegas de curso pelo acolhimento, compartilhamento de experiências, companheirismo e amizade. Agradeço a Amanda Martins pelos debates que envolvem esse tema. Agradeço à minha esposa, Denise Rodarte, pela compreensão e auxílio.

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo apresentar informações sobre a política de adoção do preço da liquidação das diferenças em intervalos horários (preço horário) relacionada com o planejamento da matriz de energia elétrica brasileira, contemplando uma revisão da literatura e um histórico sobre o preço horário no Brasil e no exterior, além de apresentar dados da precificação horária sombra.

Palavras-chave: Setor Elétrico, Preço Spot, Volatilidade, Planejamento, Matriz de Energia Elétrica, preço da liquidação das diferenças horário (preço horário)

Abstract

The objective of this work is to present information on the policy of adopting the price of the settlement of differences in hourly intervals (hourly spot price) related to the drafting of the brazilian electricity matrix, contemplating a review of the literature and a history of the hourly price Brazil and abroad, in addition to presenting shadow pricing data.

Keywords: Electric Sector, Spot Price, Volatility, Planning, Electrical Energy Matrix

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	7
2. MERCADOS DE ENERGIA – FUNDAMENTOS ECONÔMICOS	12
3. IMPACTO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DEVIDO ÀS MUDANÇAS NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA	20
4. FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	31
5. PREÇO HORÁRIO - DESSEM	34
6. CONCLUSÃO	61
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação do tema/problema

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, em reunião ocorrida no dia 27 de julho de 2017, priorizou os estudos do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo - DESSEM nas etapas da programação diária da operação e de formação de preços, o que viabilizará a implantação dos Preços de Liquidação das Diferença - PLD com maior granularidade temporal, mais especificamente o preço horário, com objetivo de ser implantado em janeiro de 2019.

Atualmente, os valores do PLD, que é o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo no Brasil, são calculados todas as semanas para três patamares de cargas, por submercado, limitado por preço máximos e mínimos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Os patamares de carga são períodos de tempo em que as características de consumo de energia elétrica tendem a ser semelhantes. No Sistema Interligado Nacional – SIN as horas do dia são agregadas em 3 patamares de carga denominados: Leve, Intermediário e Pesado. Para cada patamar de carga há um valor da energia (um PLD).

Por meio de estudos da CPAMP, observou-se que houve uma significativa modificação no comportamento da carga nos últimos anos. Isso se deve a fatores econômicos e ambientais, que acabaram por provocar um claro descolamento entre os patamares de carga atuais e a nova curva de carga verificada nesses estudos.

A distribuição anterior de patamares diferenciava-se apenas em relação aos dias, variando apenas em Tipo 1 (segunda a sábado) e Tipo 2 (domingos e feriados), conforme figura abaixo.



Figura 1: Distribuição de patamares (anterior a janeiro de 2019)

(Fonte: CCEE)

No entanto, os estudos demonstraram que alteração no comportamento da carga também ocorre em diferentes períodos do ano. O que levou a CPAMP, após análise das contribuições na Consulta Pública nº 51/2018, do MME, a recomendar três novos diferentes perfis típicos para o ano: inverno (maio a agosto); intermediário (abril, setembro e outubro); e verão (novembro a março). Além disso, há diferentes tipos de patamares para os dias da semana, sendo Tipo 1, nos dias de segunda a sexta-feira, e Tipo 2, nos dias de sábado, domingo e feriado. As distribuições dos novos patamares estão apresentadas na figura abaixo.



Figura 2: Distribuições dos novos patamares (Fonte: CCEE)

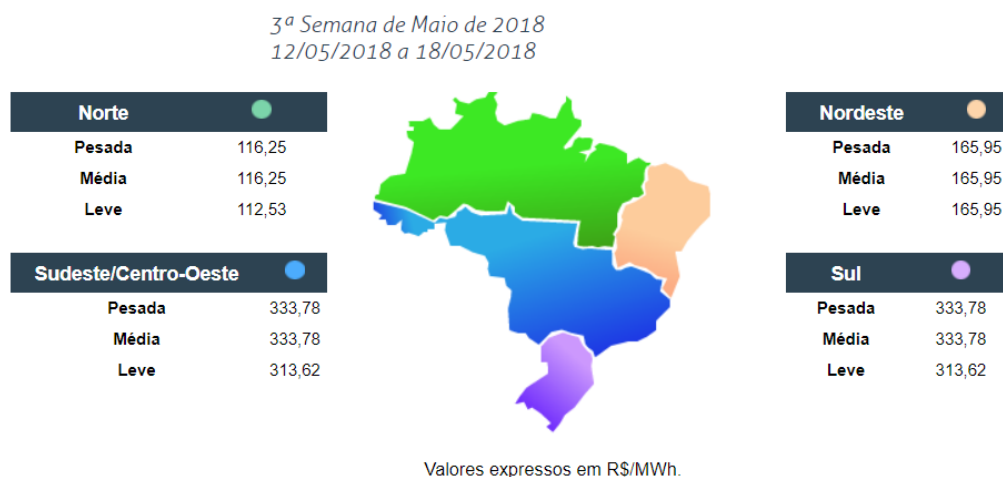


Figura 3: Preços do PLD (Fonte: CCEE)

Essa diferenciação de valores do PLD tem como premissas: i) considera constante o custo de suprir energia nas diferentes horas do dia, devido ao sistema brasileiro possuir capacidade hidroelétrica capaz de modular a oferta de energia elétrica de acordo com a sua demanda; ii) variação da demanda como principal fonte de variação de preços, sendo a variação da demanda considerada constante nesses patamares; iii) constantes as horas de ponta do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, sendo essas determinadas em função da demanda industrial e de iluminação.

Essas três premissas apontadas não são mais válidas no SEB. Como consequência, a variação do preço da energia no mercado “spot” (PLD) ao longo dos dias não reflete os custos intrínsecos do SEB.

A primeira premissa não mais se sustenta devido aos seguintes fatores: i) redução da participação relativa das hidroelétricas na oferta do SEB (aumento da contratação de outras fontes); ii) aumento da construção de usinas hidroelétricas a fio d’água (baixa capacidade de armazenamento, o que dificulta a modulação da geração de acordo com a demanda).

Uma consideração adicional a esse tema seria a alteração do sistema na região Nordeste. Nessa região os reservatórios têm permanecido por longos períodos em níveis baixos, que impedem, na operação do sistema, sua utilização para a modulação, o que tem como consequência a necessidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS buscar outras formas de modulação (despacho de usinas termelétricas).

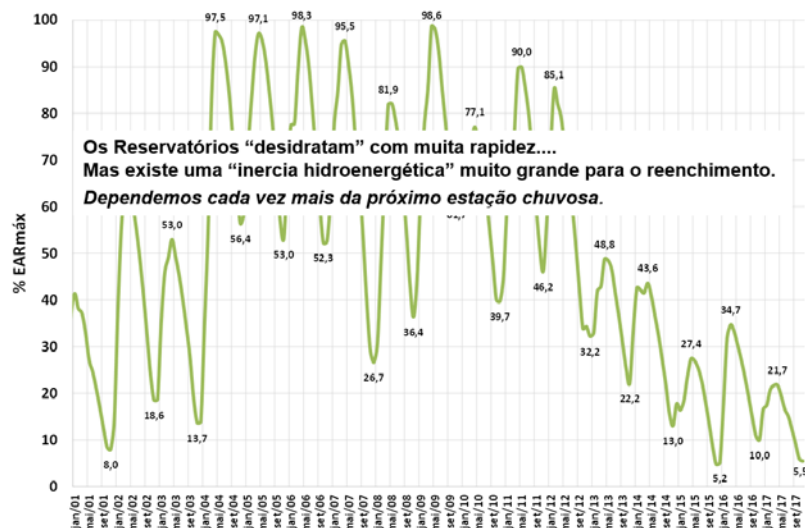


Figura 4: Evolução da energia armazenada no Nordeste (Fonte: ONS)

A segunda premissa (variação dos custos depende apenas da demanda, a qual seria firme), não é mais válida devido a introdução das usinas eólicas e solares caracterizadas por suas intermitências. A inserção dessas fontes renováveis intermitentes faz com que a demanda líquida - demanda atendida pelo despacho centralizado do ONS - varie ao longo do dia de forma aleatória e diferente do consumo. Assim, à proporção que aumente a inserção dessas fontes no SEB, haverá aumento das variações na demanda horária percebida pelo Operador, as quais não correspondem a variações no consumo de energia, e sim a condições climáticas. Dados consolidados do boletim InfoMercado mensal da CCEE indicam que a geração de energia eólica em operação comercial no país cresceu 15% em 2018, sendo que representatividade da fonte eólica em relação a toda energia gerada no período pelas usinas do SIN alcançou 8,4%.

Ao final de dezembro, a CCEE contabilizou 570 usinas eólicas em operação comercial no país que somavam 14.541,7 MW em capacidade instalada, número 15,5% superior frente aos 12.589,7 MW de capacidade das 494 unidades geradoras existentes em dezembro de 2017.

Finalmente, com relação à terceira premissa, ressalta-se que o consumo (curva de carga) foi alterado, e, atualmente, a maior parte da demanda está ligada à temperatura ambiente (acionamento de climatizadores - ar condicionado), e não à combinação indústria e iluminação.

Assim, a discussão sobre a granularidade do preço da energia elétrica (preço horário - PLD_h) passou a ser considerada como necessária para o setor elétrico devido a mudanças da matriz de energia elétrica (redução da produção hidroeenergética e dos reservatórios, e, concomitantemente, a

inserção de fontes renováveis intermitentes) o que impacta diretamente o mercado de energia elétrica, particularmente o mercado de curto prazo.

Assim, a metodologia de precificação horária tem como objetivo buscar precificar alguns atributos e alocar os custos de forma mais justa, conforme será apresentado ao longo deste Trabalho de Conclusão de Curso - TCC.

1.2. Objetivo

Avaliar os impactos das alterações da matriz de energia elétrica na formação do preço no mercado de curto prazo, com destaque para a precificação horária (preço horário – PLD_h) na comercialização de energia elétrica, destacando custos e benefícios para as entidades e para os agentes setoriais.

1.3. Justificativa e motivação

A implantação do preço horário irá viabilizar vários novos serviços e produtos, entre eles as usinas hidrelétricas reversíveis, armazenamento de energia, entre outros, além de uma possível redução de Encargos de Serviços de Sistema – ESS. O princípio envolvido para o desenvolvimento desses serviços e produtos está na variação do preço da energia durante as 24 horas do dia. Por exemplo, as usinas hidrelétricas reversíveis poderão bombear a água a jusante para o reservatório a montante com um preço da energia mais barata em horários nos quais o PLD é mais baixo (ex. PLD igual a 50 R\$/MWh) e turbinar essa água (vender a energia) nos horários de PLD mais elevado (ex. PLD igual a 150 R\$/MWh), tendo um ganho, no caso do exemplo apresentado, de 300% na operação considerando essa possível variação na precificação horária.

Esse mesmo princípio operacional poderá ser aplicado também no armazenamento da energia, no qual o agente poderá armazenar energia nos horários nos quais o PLD esteja baixo (baixa demanda do sistema) e vender nos horários nos quais o PLD esteja elevado (alta demanda do sistema), auferindo lucros nessa operação e auxiliando na melhor performance do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB.

Porém, toda essa operação envolve custos para as entidades do setor elétrico (principalmente para a Câmara de Comercialização de Energia – CCEE e para o Operador do Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e para os

agentes setoriais, os quais deverão adequar os seus sistemas computacionais e investir em capacitação de seus colaboradores para essa nova metodologia de precificação da energia elétrica (precificação horária).

2. MERCADOS DE ENERGIA – FUNDAMENTOS ECONÔMICOS

2.1 .Aspectos teóricos da formação de preços em mercados de eletricidade

Influência da base de geração do sistema elétrico

Há diversos países que possuem sistemas elétricos predominantemente termelétricos, baseados em usinas a gás e cogeração, combustíveis fósseis ou nucleares. Nesses países, não há consequências futuras de operação do sistema elétrico de decisões tomadas no presente, pois, devido a possibilidade de armazenar combustível para a geração de energia elétrica, a geração pode ser ofertada a preços referenciados em seus custos e em estratégias de mercado.

A busca de um despacho ótimo para países com predominância de geração termelétrica é uma tarefa pouco complexa, pois pode-se ordenar as unidades geradoras em ordem crescente de custos.

Em países que possuem um sistema com predominância hidrelétrica, a disponibilidade de energia elétrica para atender o consumo é limitada à capacidade de armazenamento dos reservatórios. Nesse caso, tem-se como característica um acoplamento temporal, ou seja, uma decisão operativa tomada no presente tem consequências futuras no custo operativo do sistema elétrico. O uso ótimo do recurso hídrico (água) deve ser encontrado equilibrando-se o valor imediato e o valor futuro da água, pois os reservatórios possuem um limite de capacidade, atribuindo valor à água.

Assim, observa-se que o planejamento da operação é menos complexo e com horizonte mais curto em sistemas termelétricos do que em sistemas hidrelétricos.

O planejamento em sistemas hidrotérmicos com base hidráulica, como no Brasil, compreende planejamento com horizonte plurianual até uma programação diária. Com isso, busca-se atender a carga minimizando o valor esperado do custo futuro (função de custo futuro) da operação ao longo do período de planejamento.

Assim, observa-se que qualquer decisão tomada em uma etapa do planejamento em sistemas hidrotérmicos, com base hídrica, tem consequências futuras, com riscos associados. Isso está diretamente associado aos limites dos reservatórios das usinas hidrelétricas e à previsão de afluência, sendo essa uma variável aleatória.

Estruturas de mercado de eletricidade

O mercado de eletricidade apresenta basicamente dois tipos de estruturas de mercados: contratos bilaterais e tipo Pool. Nos mercados com contratos bilaterais, os agentes podem transacionar livremente, sendo que vendedores e compradores estabelecem contratos de compra e venda, tendo como característica um mercado livre de energia elétrica. Nesse tipo de mercado, a falta de um operador do sistema relacionado a operação desses contratos pode levar a sérios desequilíbrios.

Os modelos de mercado tipo pool apresentam como principal objetivo minimizar os custos de transação e operação do sistema, sendo necessário a centralização das operações, despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito (Silva, 2001). Nesse tipo de modelo, vendedores e compradores, de acordo com suas respectivas estratégias, realizam ofertas, sendo que o operador desse sistema estabelece o preço de mercado. Assim, esse operador tem um papel fundamental, qual seja, garantir a confiabilidade das transações e do sistema elétrico.

Nos mercados tipo pool destacam-se dois tipos de processos de formação de preços (Silva, 2001): Preço Marginal do Sistema (PMS) e Preço Nodal (PN). O PMS é formado pela interação das ofertas de todos os geradores disponíveis no sistema elétrico, por ordem crescente de custos (formação por custos), sendo que as restrições relacionadas à transmissão da energia elétrica são desconsideradas. Nesse processo, a geração de todos os geradores é realizada tendo como referência o preço marginal da geração de energia elétrica mais cara, criando incentivos para que os geradores ofereçam preços próximos aos seus custos marginais. Esse modelo de formação de preços é explicitado na figura 5.

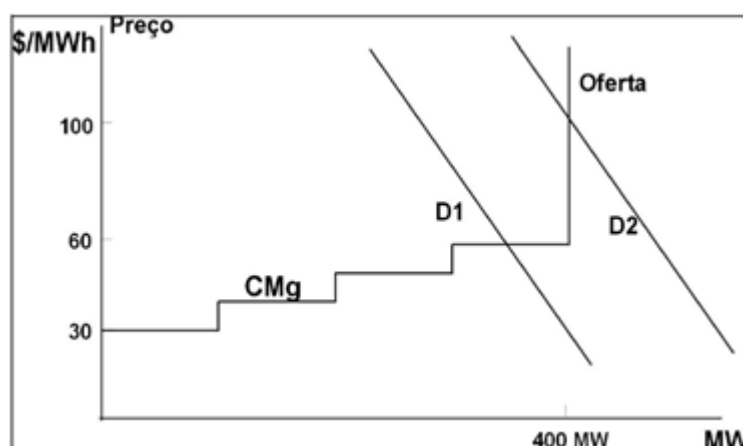


Figura 5: Curvas de demanda e de oferta no setor elétrico

Fonte: Stoft (2002)

Na figura acima, cada trecho horizontal da curva de custo marginal (CMg) representa uma dada tecnologia para a produção de eletricidade. O somatório dos custos marginais das diferentes usinas geradoras é a própria curva de oferta, que, ao interagir com a demanda (D1 e D2), forma o preço de mercado.

Já o Preço Nodal reflete as diferenças de preço da energia elétrica entre os nós (intercessões de linhas de transmissão ou de conexão de um gerador, consumidor ou distribuidor), refletindo as restrições de transmissão. Nesse tipo de processo de preço, os geradores são remunerados considerando a sua localização no sistema elétrico. Assim, em momentos de atendimento de limites de transmissão de energia elétrica, há significativo aumento de preço em determinados pontos (nós) do sistema elétrico.

Estruturas de mercado	Formação de preço	Característica
Contratos bilaterais	Livre	Oferta e demanda
Tipo Pool	Preço Marginal	Formação por custos
	Preço Nodal	Preço locacional (limites de transmissão)

Tabela I: Estruturas de mercado de energia elétrica

2.2 . Mercado de energia elétrica no Brasil

No Brasil, a partir do ano de 2003, teve início um processo de ajuste e reestruturação do setor elétrico, tendo como bases legais os seguintes instrumentos legislativos: Lei 10.847 e Lei 10.848, ambas de 2004. Esse modelo regulatório apresenta como principal objetivo a garantia de suprimento de eletricidade com modicidade tarifária.

A segurança do suprimento tem como bases: i) contratos de energia elétrica de longo prazo (*Power Purchase Agreements* – PPAs), com objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar mecanismos que possam ser utilizados como garantias para o financiamento dos empreendimentos; e ii) obrigatoriedade de cobertura contratual de 100% do consumo de energia elétrica.

2.2.1. Ambientes de contratação de energia

O modelo brasileiro de mercado de energia elétrica contempla dois ambientes de comercialização: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR tem como objetivo atender demandas de consumidores cativos (residenciais, de serviço, indústrias de pequeno porte) por meio de uma contratação compulsória com a distribuidora da região, com tarifas de consumo fixadas pela ANEEL. Antes disso, a distribuidora participa de operações de compra e venda de energia, firmados por leilões centralizados. As operações realizadas nos leilões regulados são oficializadas por meio de contratos de acordo com as regras e procedimentos de comercialização preestabelecidos.

A partir de 2005, com objetivo de atender a modicidade tarifária, a contratação de energia nos leilões passou a ser de acordo com geradores que ofertassem o menor preço, essa mudança resultou também em um mercado com maior concorrência. No ACR são promovidos nove tipos de leilões: Leilão de Venda, Leilão de Fontes Alternativas, Leilão de Excedentes, Leilão Estruturante, Leilão de Energia Reserva, Leilão de Energia Nova, Leilão de Energia Existente, Leilão de Compra e o Leilão de Ajuste, cada um com seu devido objetivo.

Em relação ao horizonte de contratação, os leilões são diferenciados de acordo com o tempo entre o processo licitatório de contratação de energia e o início de suprimento, isso significa que podem ser promovidos no ano-base “A” até o ano A-7, assim um leilão promovido no ano A-7 tem uma diferença de 7 anos entre a sua realização e a possível entrada em operação do empreendimento (início do suprimento da energia elétrica).

Os leilões para compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes poderão ser promovidos nos anos “A” até A-5, de empreendimentos novos de geração nos anos A-3 até o A-6, de compra exclusiva de fontes alternativas nos anos A-1 até A-6, e por fim o

Leilão Estruturante pode ser promovido nos anos A-5 até o A-7. Essas regras de comercialização de energia estão de acordo com Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Diferente do ACR, o ACL é voltado exclusivamente para consumidores livres, sendo esses subdivididos em consumidores especiais e consumidores livres estrito senso. Nesse ambiente de contratação, os agentes celebram livremente contratos bilaterais, definidos preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge* (estratégia de proteção para os riscos de um investimento, que neutraliza a posição comprada ou vendida para que seu preço não varie).

Os consumidores livres estrito senso, atualmente, são os que possuem carga acima de 3.000 kW. Já os consumidores especiais são aqueles que possuem carga igual ou maior que 500 e menor que 3.000 kW, independentemente do nível de tensão, entretanto eles devem contratar apenas energia especial, que são aquelas provenientes de usinas solares, biomassa, eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidráulica de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50.000 kW (inciso V, do § 2o do art. 1 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004). Ressalta-se que a Portaria do Ministério de Minas e Energia - MME nº 495, de 2018, altera esses limites entre consumidor livre estrito senso e consumidor especial, sendo que os consumidores livres estrito senso, a partir de 1º de julho de 2019, serão aqueles com carga igual ou superior a 2.500 kW, e a partir de 1º de julho de 2020, serão aqueles com carga igual ou superior a 2.000 kW, ampliando as possibilidades de contratação para esses consumidores, os quais poderão comprar energia convencional e energia especial.

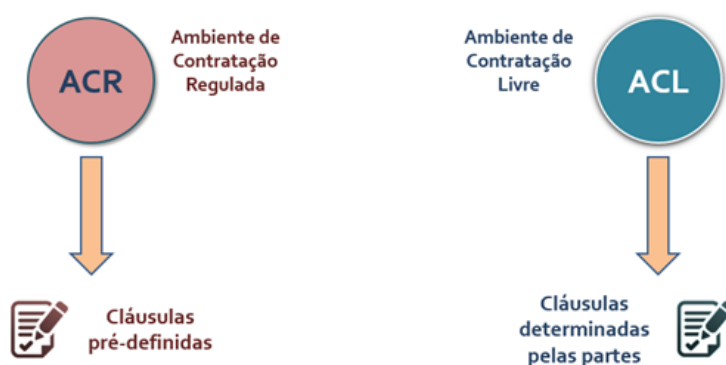


Figura 6: Ambientes de contratação - mercado de energia elétrica brasileiro

2.2.2. Operadores do setor elétrico brasileiro

O mercado de energia elétrica brasileiro caracteriza-se por apresentar dois operadores: um operador de contratos e um operador do sistema

elétrico. Ressalta-se que em alguns países há apenas um operador, o qual acumula as competências de operar o sistema elétrico e operacionalizar os contratos de energia elétrica.

No Brasil, a operação física do sistema elétrico é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pessoa jurídica sem fins lucrativos. Esse operador é responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, agência reguladora federal.

Já a operação de contratos é realizada de forma centralizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica sem fins lucrativos. Assim, essa Câmara centraliza as transações de compra e venda de energia elétrica, além de coletar as informações de medição de consumo e geração, realizar o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo, entre outras atribuições.

Assim, os papéis institucionais desses operadores podem ser resumidos conforme abaixo:

Operadores do Sistema Elétrico Brasileiro	
ONS	CCEE
Supervisão, controle e operação dos sistemas elétricos	Contabilização e liquidação do mercado de energia elétrica
Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração	Manter o registro de todos os contratos fechados no ACL e ACR
Supervisão e controle da operação dos sistemas nacionais e internacionais	Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos dos agentes da CCEE
Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares	Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no MCP e a Liquidação Financeira
Proposição à ANEEL das ampliações e reforços da rede básica	Operacionalizar os leilões de compra e venda de energia elétrica
Coordenar e elaborar o PMO	Apurar o preço do MCP (PLD) por

	submercado
Monitoramento das ações operacionais físicas empreendidas pelos Agentes e outras infrações	Monitoramento das ações contratuais empreendidas pelos Agentes e apurar o descumprimento dos limites de contratação e outras infrações

Tabela II: Papéis institucionais – CCEE e ONS

2.2.3. Divisão de mercados no Brasil (submercados) e sua influência na formação do Preço do MCP

O sistema brasileiro é atualmente dividido em quatro submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) em função de restrições de transmissão entre eles. Cada um deles concentra regiões do país onde a energia circula livremente. A linha que divide cada submercado é determinada por limites de intercâmbio presentes no sistema de transmissão, ou seja, restrições elétricas no fluxo de energia entre as diversas regiões do país.

Esses limites de intercâmbios de energia entre subsistemas e entre submercados são determinantes para o cálculo dos Custos Marginais de Operação – CMOs, que orientam a política operativa definida pelo ONS, e para o cálculo do PLD, utilizado pela CCEE para a contabilização/liquidação de energia no mercado de curto prazo. Observa-se que há uma coincidência e identidade entre os submercados e os subsistemas.

Os limites de intercâmbio entre submercados são determinados pelo ONS considerando os critérios de desempenho elétrico estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os cálculos consideram todas as restrições elétricas ao intercâmbio de energia entre submercados, sejam elas localizadas nas fronteiras ou internas aos mesmos. Esses limites são necessários tanto aos estudos de médio prazo do Planejamento da Operação Energética, que empregam o modelo NEWAVE, quanto para os estudos de curto prazo da Programação da Operação Energética, que empregam o modelo DECOMP. Os limites considerados nos dois modelos, embora coerentes, não são necessariamente idênticos. O NEWAVE, com horizonte de até 5 anos à frente, emprega os limites estruturais associados à rede, enquanto o DECOMP, voltado para a operação de curto prazo, emprega limites conjunturais, que podem ser afetados por intervenções nas instalações da rede elétrica e por decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico -

CMSE. Essas decisões do CMSE poderão ter por base situações nas quais, em função do desempenho da instalação e da severidade do impacto no SIN, é necessário adotar níveis de segurança acima dos padrões estabelecidos, até que medidas mitigadoras possam ser adotadas.

De acordo com as atuais Regras e Procedimentos de Comercialização, as restrições internas aos submercados, de natureza conjuntural, não devem ser consideradas no cálculo dos limites de intercâmbio utilizados na determinação do PLD. Assim, nas situações em que o intercâmbio entre submercados é limitado por uma restrição interna, conjuntural, os limites de intercâmbio utilizados pelo ONS e pela CCEE serão diferentes, podendo levar a diferenças entre o valor do CMO calculado pelo ONS e o valor do PLD calculado pela CCEE. Essas diferenças acarretam custos operativos adicionais, cobertos via Encargos de Serviços de Sistema – ESS.

Os limites de intercâmbio entre submercados se constituem em informações importantes para os programas de otimização energética e o cálculo do CMO e do PLD. Representam o máximo de energia que cada submercado pode exportar e importar em condições de segurança e qualidade preconizadas pelos Procedimentos de Rede para, associados aos recursos hidráulicos e térmicos locais, prover o atendimento ao mercado.

Assim, cada submercado possui um PLD em diferentes patamares de carga (leve, média e pesada), conforme figura ilustrativa abaixo. Esses valores apresentados podem ser idênticos (igual ao da figura 7; quando não há limites de transmissão), ou diferentes, devido às restrições de transmissão entre submercados (tabela III).



Figura 7: Ilustração de Preços nos diferentes submercados

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	346,37	346,37	178,71	42,35
Média	341,66	341,66	178,71	42,35
Leve	334,86	334,86	178,71	42,35
Média semanal	339,46	339,46	178,71	42,35

Tabela III: PLD (em R\$/MWh) válido para o período de 23/2 a 1º/3/2018
(Fonte: InfoPLD CCEE nº 387)

Ressalta-se que o Submercado do Sudeste possui uma maior representatividade no sistema elétrico brasileiro, pois contempla os quatro maiores pontos de reservatórios, sendo: Bacia do Rio Grande, Bacia do Rio Paranaíba, Três Marias e Serra da Mesa. De acordo com a figura abaixo, o Submercado do Sudeste possui 70% da capacidade de armazenamento do sistema de energia elétrico brasileiro.

⚡ Armazenamento por Subsistema (MWmês)

Subsistema	Capacidade (MWmês)	Representatividade
SE	203.285	70%
NE	51.831	18%
S	20.100	7%
N	15.046	5%

Fonte: ONS

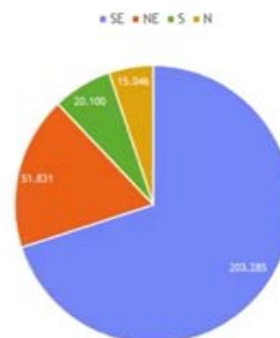


Figura 8: Capacidade de Armazenamento por Subsistema (MWmês).

Fonte: ONS

3. IMPACTO NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DEVIDO ÀS MUDANÇAS NA MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 Matriz de Energia Elétrica na Europa

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é uma tendência em diversos países, em especial, na Europa. Dentre os motivos que levaram a adoção de políticas públicas, podem-se destacar:

- ✓ Diversificação da matriz energética;

- ✓ Redução da dependência de importação de combustíveis fósseis para usinas térmicas, minimizando o risco de variações abruptas no preço do insumo energético;
- ✓ Comprometimento internacional de adotar medidas para combater o aquecimento global, por meio da assinatura do Protocolo de Quioto e outros tratados internacionais;
- ✓ Cumprimento de metas de redução na emissão de gases de efeito estufa;
- ✓ A liderança no desenvolvimento de tecnologia para produção eficiente de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa, maré motriz, geotérmica entre outras.

A partir do ano de 2013, a geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis já ultrapassava a geração de fontes como carvão e outros combustíveis fósseis na União Europeia – UE, conforme gráfico abaixo.

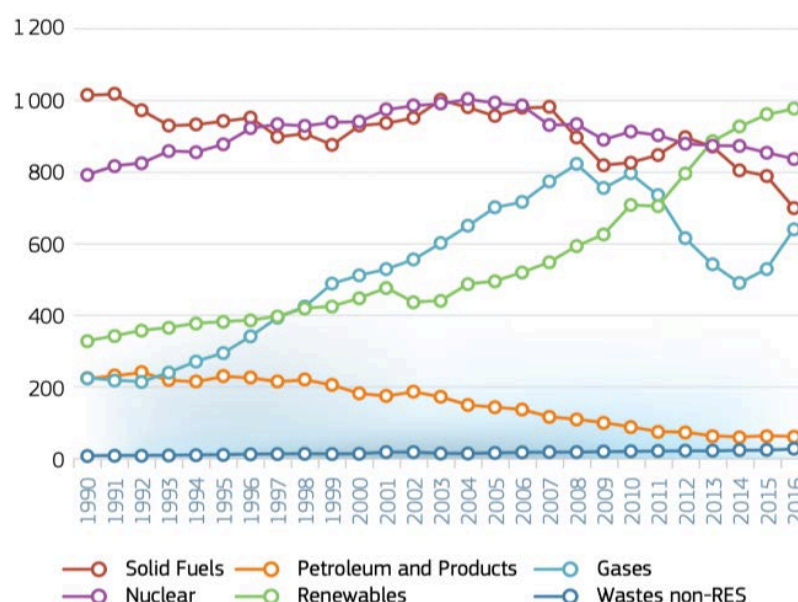


Figura 9: Geração bruta de eletricidade por fonte na União Europeia

Período: 1990 a 2016

(Fonte: European Union in Figures 2018)

No ano de 2016, 30,2% da energia elétrica gerada na UE foi proveniente de fontes renováveis, 21,5% proveniente da geração a carvão e outros combustíveis fósseis sólidos e 25,8% proveniente da geração nuclear, conforme figura abaixo.

2016							
	Gross Electricity Generation	Solid Fuels	Renewables	Nuclear	Gases	Petroleum and Products	Wastes non-RES
TWh							
EU-28	3 255.1	701.3	981.5	839.7	642.3	59.5	25.9
Share (%)	100.0 %	21.5 %	30.2 %	25.8 %	19.7 %	1.8 %	0.8 %

Figura 10: Geração bruta de eletricidade por fonte na União Europeia no ano de 2016 (Fonte: European Union Energy in Figures 2018).

Essa geração de energia renovável foi concentrada na geração eólica (30,9%), na biomassa (18,4%) e na geração solar (11,3%), conforme figura abaixo.

2016							
	Renewables	Hydro	Wind	Biomass and Renewable	Solar	Geothermal	Tide, Wave and Ocean
TWh							
EU-28	981.5	380.2	302.9	180.5	110.8	6.6	0.5
Share (%)	100.0 %	38.7 %	30.9 %	18.4 %	11.3 %	0.7 %	0.1 %

Figura 11: Geração de eletricidade por fonte renovável na União Europeia no ano de 2016

(Fonte: European Union in Figures 2018).

Observa-se que a geração hídrica segue sendo a principal fonte renovável na UE, com 38,7% do total, embora praticamente sem condições de expansão dado o esgotamento da utilização do potencial hidrelétrico nessa região.

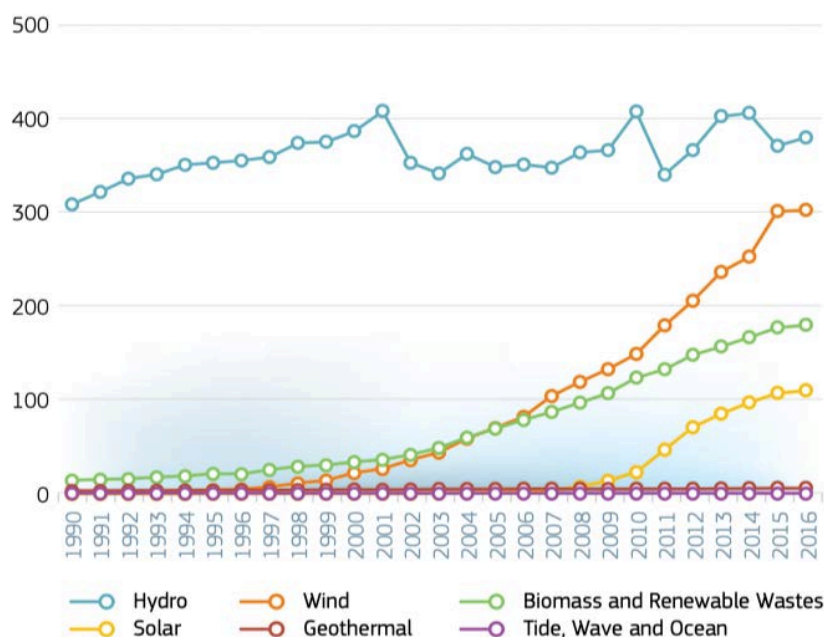


Figura 12: Comparativo de geração de eletricidade por fonte renovável na União Européia – Período de 1990 a 2016
(Fonte: European Union: EU Energy in Figures 2018).

Um dos pontos a se destacar é que a expansão da geração renovável é uma decisão de política climática, e não o resultado de mecanismos de mercado, o que decorre de duas razões: i) os custos associados à geração renovável estão basicamente associados à remuneração do investimento e ao custo fixo, sendo difícil viabilizar empreendimentos e captar financiamento se há grande volatilidade do preço da energia elétrica. Em mercados de energia elétrica com predominância termelétrica, são os preços dos combustíveis que determinam os preços da energia elétrica; e ii) a expansão das fontes renováveis se deu a partir de incentivos e subsídios para sua viabilização, utilizando mecanismos, como uma tarifa especial (tarifa Feed-in), sendo blindados do preço do mercado de curto prazo. A diferença entre os custos da geração renovável incentivada e o preço da energia no mercado *spot* é, em regra, paga pelos consumidores, através de encargos setoriais.

De forma adicional, ressalta-se que a penetração das energias renováveis intermitentes deverá atingir 54% da produção mundial de eletricidade até 2040, dos quais 40% deverão vir das fontes eólica (14%) e solar (26%). Com a maior participação dessas fontes, os países terão de adicionar capacidade flexível que possa ajudar a atender a demanda de pico em determinada hora do dia.

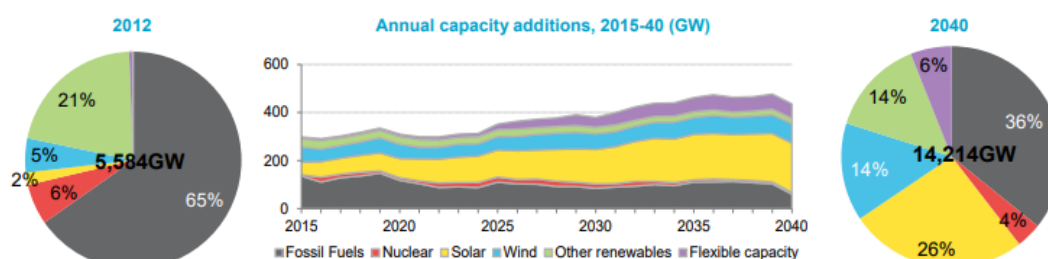


Figura 13: Evolução da capacidade Instalada Mundial 2012 -2024.

Fonte: Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook 2015

3.2 Impactos das mudanças da Matriz de Energia Elétrica na formação da precificação da energia elétrica na Europa

O preço da energia elétrica em mercados de predominância de geração termelétrica está diretamente correlacionado com o preço dos combustíveis fósseis. Porém, alguns estudos apontam que houve um barateamento da energia elétrica frente aos preços desses combustíveis, tendo como uma dessas explicações o aumento na participação relativa da geração proveniente de fontes renováveis, como, por exemplo, fontes eólicas e solares (GESEL, TDSE nº 62).

Observa-se que o avanço da participação de fontes renováveis de energia provocou, em alguns mercados de eletricidade, perturbações na formação da precificação da energia elétrica, afetando o funcionamento desses mercados.

Como as plantas renováveis têm prioridade de despacho e são remuneradas por uma tarifa predefinida, a geração proveniente dessas fontes reduz a geração tradicional das termelétricas. Essa operação afeta diretamente os geradores termelétricos, os quais operam com menor frequência, e os preços de mercado, os quais são fixados pela geração termelétrica mais cara, tendem a reduzir.

Pode-se verificar preços de energia no mercado spot muito baixos, e até nulos ou negativos, durante alguns períodos específicos nos quais as participações de energia provenientes de geração renovável se tornaram significativas.

O fenômeno de preços negativos ocorre em situações em que há uma sobre oferta de energia de fontes renováveis, principalmente eólicas e solares. A lógica dessa precificação está diretamente relacionada ao gerador

termelétrico, o qual poderá pagar para não ser obrigado a parar a sua produção devido a questões técnicas (limitações nos tempos de parada e de partida da usina; desgaste de equipamentos com essas operações) e/ou econômicas (custo elevado de se parar e partir a usina; redução da vida útil desses equipamentos).

Assim, quando a demanda reduz, principalmente nos períodos noturnos, se for concomitantemente associada ao excesso de geração de energia elétrica (excesso de oferta) proveniente de fontes renováveis inflexíveis (sem capacidade de armazenar a energia gerada e com custo variável zero), haverá uma tendência de se desligar a geração mais cara (termelétricas). Mas os custos ligados à interrupção dessa geração termelétrica, com posterior religamento, podem ser elevados, sendo, do ponto de vista econômico, mais atrativo para esse agente pagar para continuar gerando, assim, configura-se um preço negativo no mercado de curto prazo.

Essa situação já se configurou em determinadas horas do dia em países como Estado Unidos, Alemanha, Austrália, Chile, Bélgica (afetada pela geração eólica importada da Alemanha), República Checa, Suíça, França.

Observa-se, assim, que as fontes renováveis, por decisão de política pública de determinados países, deslocam a geração termelétrica contribuindo para descolar a evolução dos preços da eletricidade no atacado dos preços dos combustíveis fósseis.

A fim de exemplificar esse evento, uma ocorrência de preços negativos aconteceu na Alemanha, em março de 2014. Nessa data houve uma elevada geração de energia elétrica de fontes renováveis (elevada oferta), associada a uma baixa demanda (fim de semana). Essa configuração sistêmica permitiu que a Alemanha exportasse essa energia e afetasse de forma negativa a formação de preço do mercado do dia seguinte (day ahead) de forma inesperada, ainda que por algumas horas.

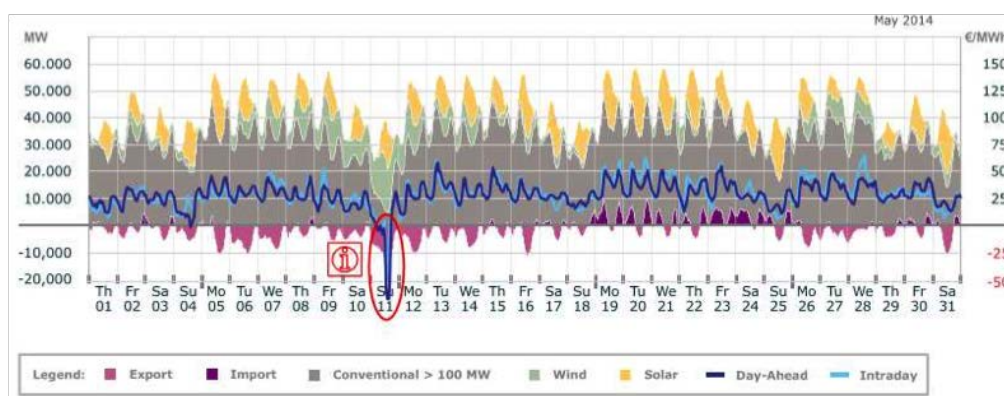


Figura 14: Johannes Mayer, Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014; Dados: EPEX-SPOT / EEX

A inflexibilidade de agentes geradores de fontes renováveis, como eólicas e solares, pode ser explicada pelo fato de que a geração dessas fontes será sempre produzida quando há condições técnicas diretamente relacionadas ao clima (vento, sol) para tanto, sendo que essa energia, em regra, não será armazenada (energia injetada de imediato na rede de energia elétrica). Logo, a geração dessas fontes não é afetada operacionalmente pelas variações do preço no mercado de uma forma geral, configurando-se em uma estrutura de custos dominada por custos fixos, como remuneração do capital investido e gastos de administração, operação e manutenção.

Essa estrutura de custos se difere quando se analisa o sistema de custos de geradores termelétricos, os quais apresentam uma estrutura de custos diretamente influenciada por custos variáveis, sendo esses diretamente afetados pelo custo do combustível. Assim, os agentes geradores termelétricos tendem a produzir energia quando o preço praticado no mercado de energia elétrica cobre os seus custos variáveis decorrentes da operação da usina termelétrica.

Essa lógica não se aplica para geradores eólicos e solares, os quais sempre é vantajoso produzir, mesmo que com preços baixos, pois qualquer receita que possa obter naquele momento ultrapassa os custos variáveis incorridos na geração, visto que esses podem ser considerados próximos de zero (quase nulos).

Considerando que esse tipo de geração vem aumentando em escala mundial, a geração baseada em custos fixos ganha maior participação na oferta total de energia elétrica, afetando diretamente a dinâmica de formação de preços em mercados de energia elétrica.

Assim, para países que possuem uma expansão das fontes renováveis (como solar e eólica), o aumento progressivo da geração proveniente dessas fontes apresenta um efeito na formação do preço da energia elétrica nos mercados atacadistas, tendo uma implicação importante para o futuro da comercialização de energia no mercado de atacado.

Observa-se que os principais desafios estão relacionados aos impactos das renováveis na formação de preços de energia elétrica. Os preços no mercado spot tendem no geral a baixar (aumento da geração de renováveis na base, com custo variável nulo), enquanto que o custo final para os consumidores de energia elétrica tende a subir em função das tarifas

subsidiadas das gerações renováveis, afetando a relação histórica entre preço spot da energia elétrica no mercado atacadista com os preços dos combustíveis.

Com isso, há uma distorção do poder de sinalização dos preços sobre as decisões dos agentes, afetando os geradores tradicionais, que têm no mercado sua referência de preços, sem um sinal claro de investimento e dificuldades crescentes para remunerar os investimentos já realizados.

3.3 Mudanças na matriz de energia elétrica brasileira e seus impactos na operação do SIN e na formação do preço

O Brasil se diferencia de casos internacionais de mercados de energia devido ao desenho contratual com mecanismos que garantem a expansão equilibrada e dinâmica entre a oferta e demanda em um ambiente de mercado competitivo com baixa participação de geração termelétrica.

O mercado de energia elétrica brasileiro tem como base contratos de longo prazo, e não um mercado de energia do dia seguinte (*day-ahead*), como ocorre em países europeus. Com esses contratos, os agentes consumidores no Brasil precisam garantir 100% da contratação de seu consumo, sujeitos ao risco de penalidades caso fiquem subcontratados.

Outro ponto que se diferencia nesse mercado é o despacho centralizado por um operador do sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS), com base em modelos computacionais de otimização de custo (despacho por custo), e não a partir de despacho de oferta de preços. Esse desenho de comercialização é devido à predominância da geração hidráulica, a qual é impactada diretamente por condições climáticas, necessitando de uma cadeia de modelos computacionais que auxiliem o operador. Esse tema será abordado de forma mais adequada no desenvolver deste trabalho.

No Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, o preço no Mercado de Curto Prazo – MCP não fornece sinalização econômica adequada para aumento e diminuição da oferta, para novos investimentos ou para desinvestimentos. Por exemplo, considerando um preço de curto prazo “elevado”, esse preço não é por si só indicador de necessidade de investimentos, e, caso oposto, preço “baixo”, não é indicação objetiva de que há excesso de capacidade ociosa.

Por fim, o mercado brasileiro não possui uma característica de expansão marginal, como o mercado europeu, mas sim um mercado com expectativa de crescimento da carga para o SIN da ordem de 3,6% para

2019, conforme Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética - Ciclo 2019 (2019-2023). Esse documento aponta que nos próximos cinco anos a previsão é de um aumento de 3,8% ao ano da carga, significando uma expansão média anual de 2.687 MW médios. Com isso, a projeção de carga do SIN atingiria 79.944 MW médios em 2023.

Com relação às mudanças na matriz de energia elétrica brasileira, observa-se a inserção de fontes eólicas e solar. Conforme dados do Boletim de Monitoramento do Setor Elétrico, a matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica em janeiro de 2019 contempla 1,5% em energia solar e 8,9% em energia eólica. Assim, quando se considera essas duas fontes em conjunto, tem-se mais de 10% da capacidade instalada brasileira, sendo que a energia solar (1,5%) já supera a capacidade instalada em energia nuclear (1,2%).

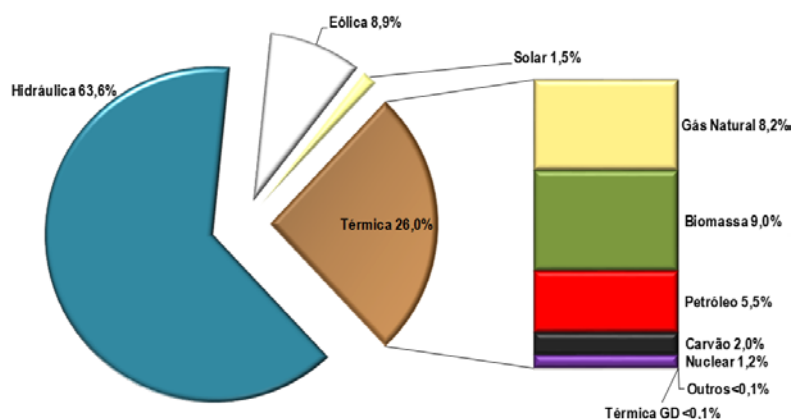


Figura 15: Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil sem importação contratada em dezembro/2018

(Fonte: Boletim de Monitoramento do Setor Elétrico do MME, jan/19)

Segundo informações do Boletim de Informações Gerenciais da Aneel (4º Trimestre 2018), a geração de energia elétrica das fontes eólicas e fotovoltaicas chegou a 8,3% da geração Brasil relativa ao ano de 2018 (figura abaixo).

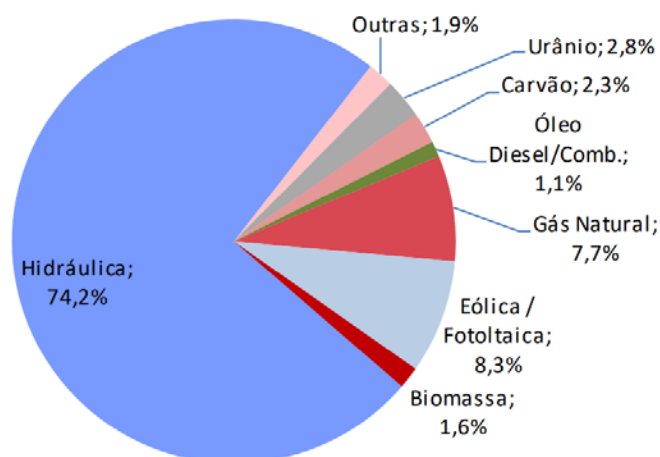


Figura 16: Geração de energia elétrica em 2018 no SIN

(Fonte: Aneel – Boletim de Informações Gerencias - 4º Trimestre 2018)

Porém, poderá existir meses em 2018 em que, devido a condições climáticas favoráveis, a geração dessas duas fontes (eólica e fotovoltaica) ultrapassa 10% de toda a energia gerada no SIN, chegando a casa de aproximadamente 13% (eólica - 12%; fotovoltaica – 0,8%), como aconteceu no mês de setembro de 2018 (figura abaixo).

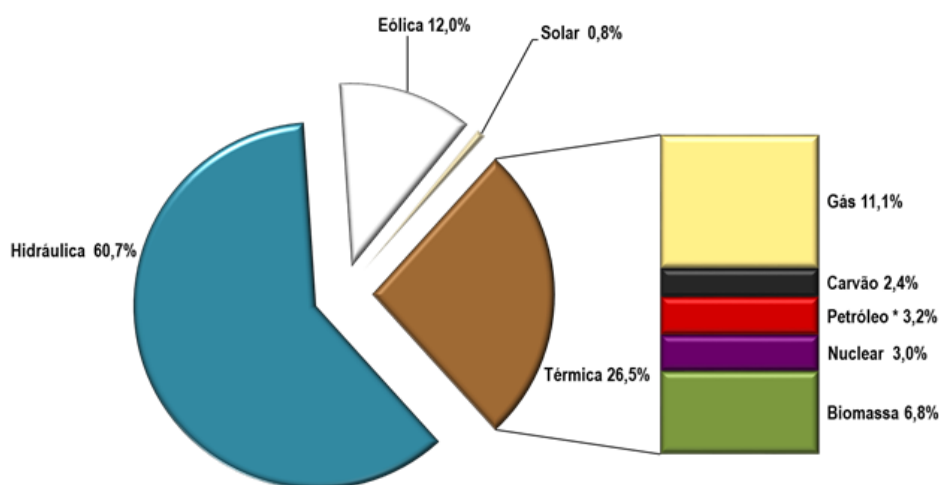


Figura 17: Matriz de produção de energia elétrica no Brasil – set/2018

(Fonte: Boletim de Monitoramento do Setor Elétrico do MME, out/18)

Contudo, a geração dessas fontes se caracteriza em uma difícil previsibilidade, pois está diretamente associada ao clima, além de possuir uma variação horária. Isso exige novos modelos de simulação do sistema, novos critérios de operação do parque gerador e importantes custos de provisão de reserva, ou “backup”.

Todas essas características criam custos associados que devem ser devidamente alocados de forma eficiente entre os agentes setoriais. Logo, observa-se que a formação de preço por semana/patamar não aloca, de forma eficiente, esses custos que variam de forma horária, necessitando de um aprimoramento da precificação calculada pelos modelos computacionais brasileiros.

Isso pode ser melhor analisado na figura abaixo. Nessa figura, o ONS apresenta a operação no subsistema nordeste no dia 26/6/2016. Observa-se variações na geração eólica da ordem de gigawatts em intervalos horários (1.385 MW em 1h45min), para uma geração eólica máxima de 4.818 MW, com rampas da ordem de 800 MW/h.

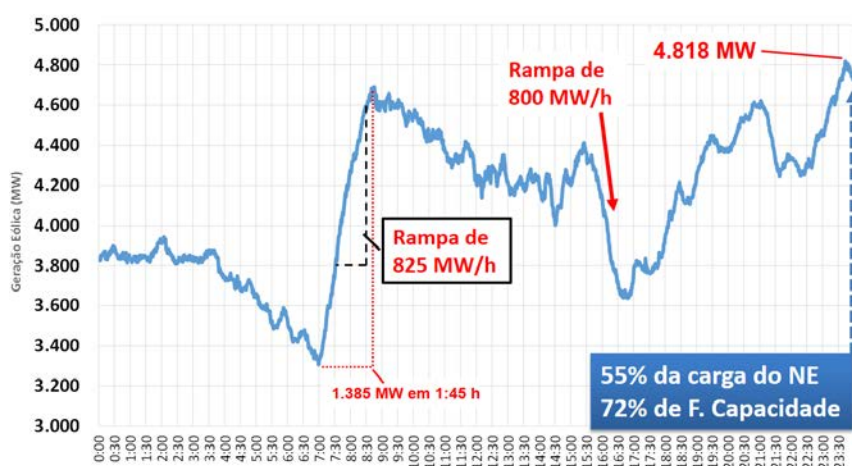


Figura 18: Geração eólica verificada em 26/6/2016 no Subsistema Nordeste (Fonte: ONS)

À proporção que aumenta a inserção dessas fontes no SIN, haverá aumento das variações na demanda horária percebida pelo Operador, as quais não correspondem a variações no consumo de energia, e sim a condições climáticas (nuvens, vento, sol).

Embora o custo marginal do funcionamento dessas usinas seja nulo, o custo de compensar sua falta é significativo e não está sendo alocado de forma adequada. Transparece de forma crescente nos encargos do sistema, no uso não programado dos reservatórios, na geração termelétrica intempestiva, no aumento da reserva girante e nas perturbações do fornecimento. Exige, para sua avaliação e mitigação, novos critérios de estimativa dos seus custos de geração, atualmente baseados no custo nivelado, que apenas reflete sua contribuição anual esperada, desconsiderando os efeitos da intermitência.

Conforme dados de expansão da matriz de energia elétrica e de empreendimentos em operação, há uma evolução da fonte eólica, entre os períodos de 2011 a 2021, da ordem de dezesseis vezes (figura 19).

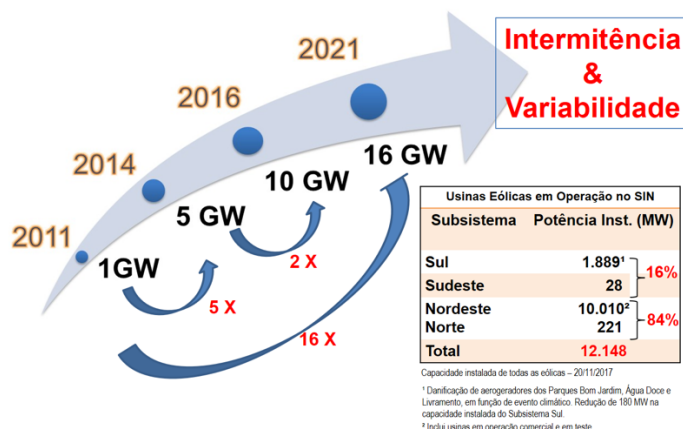


Figura 19: Planejamento da Matriz de Energia Elétrica – Evolução da fonte eólica (Fonte: ONS)

Além do aumento das fontes intermitentes, há uma mudança nos perfis de carga, e esses fatores impactam diretamente o mercado de energia elétrica brasileiro, ocorrendo mudanças na comercialização para adaptação desse novo cenário, sendo necessário, para uma alocação de custos mais eficiente, evolução na precificação de curto prazo no mercado de energia elétrica brasileiro.

4. FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

4.1 Considerações Introdutórias – Histórico

O Relatório final do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro RE-SEB (1996 a 1998) previu a utilização da cadeia de modelos para formação de preços em etapas. Neste contexto, o CEPEL propôs a implementação da cadeia de modelos chegando até o preço horário com o modelo DESSEM. Porém não recomendou de imediato a oferta de preços por parte dos agentes geradores devido à dificuldade em se descentralizar o cálculo do valor da água no sistema hidrelétrico brasileiro.

Nas discussões foi recomendado que fossem alocados todos os esforços para viabilizar a metodologia de preço por oferta, por ser mais transparente e menos suscetível à contestação, contribuindo substancialmente para a credibilidade do preço.

A Resolução ANEEL nº 290, de 3 de agosto de 2000, no seu artigo 2º, apresentava a seguinte previsão, conforme descrito abaixo:

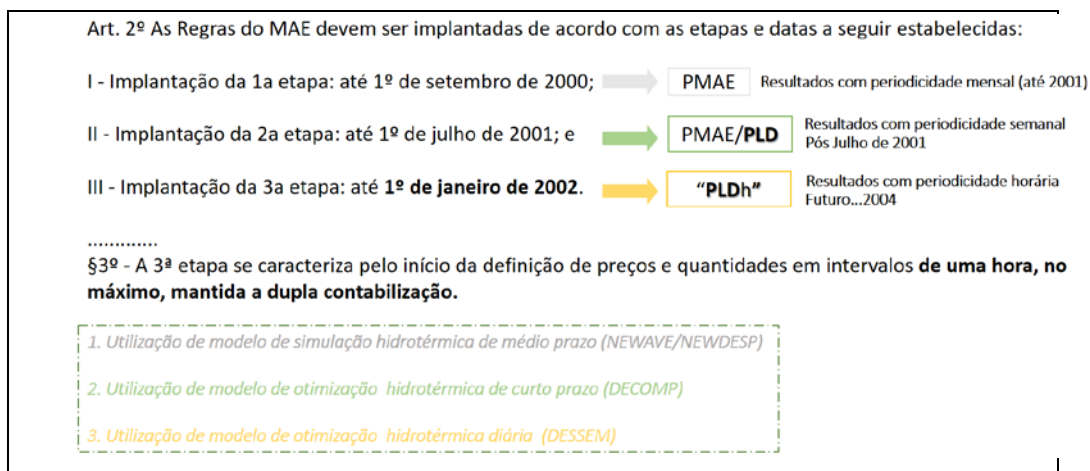


Figura 20: Histórico dos modelos computacionais do SEB (ONS)

Assim, observa-se que a discussão sobre a precificação horária da energia elétrica no Brasil se iniciou no final da década de 90, a aproximadamente 20 anos.

4.2 Modelos computacionais

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos abrange um largo espectro de atividades, desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação dos reservatórios. Devido ao porte e complexidade desse problema, é necessária sua divisão em diversas etapas.

Em cada etapa são utilizados modelos com diferentes graus de detalhamento para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e programação diária), conforme apresentado na figura 21.

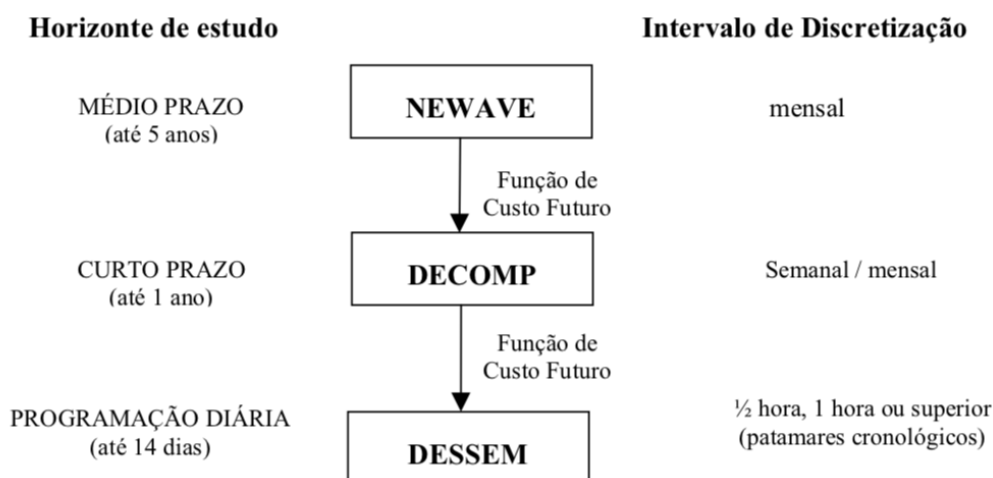


Figura 21: Cadeia de Modelos Computacionais.

Fonte: Manual do Usuário do Modelo DESSEM, CEPEL 2018.

Na etapa de médio prazo são realizados estudos para horizontes de até 5 anos à frente, com o objetivo de definir quais serão as parcelas de geração hidráulica e termelétrica que minimizam o valor esperado do custo de operação, sendo o sistema representado por meio de um modelo equivalente de energia (modelo NEWAVE).

Na etapa de curto prazo (até 12 meses), com base nas informações obtidas na etapa de médio prazo, determinam-se as metas individuais de geração das usinas do sistema, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas. O resultado desse modelo é a geração média semanal de cada usina termelétrica e hidráulica de acordo com o cada patamar de carga (modelo DECOMP).

Na etapa da formação de preço diária, está em desenvolvimento o modelo DESSEM para formação do preço da liquidação das diferenças horário, ou simplesmente, preço horário, o qual iremos detalhar ao longo deste trabalho. Os três modelos se complementam, o resultado obtido no NEWAVE chamado de função de custo futuro será utilizado no DECOMP para obter um planejamento de curto prazo, minimizando o valor de custo de operação.

Com objetivo de melhorar o planejamento e a operação diária dos sistemas hidrotérmicos surgiu o DESSEM, um modelo computacional que tem a finalidade de desmembrar as metas semanais de geração e intercâmbios definidas pelo modelo DECOMP. O modelo possui um período de até 2 semanas, discretizado em patamares cronológicos com duração de até meia hora e se divide em três módulos principais: simulação hidráulica, otimização no período de programação e simulação final no período de programação.

Os modelos computacionais além de serem utilizados pelo ONS para o planejamento do sistema, tendo resultados até de um CMO semi-horário, também são utilizados pela CCEE para a formação de preço no MCP (formação do PLD horário).

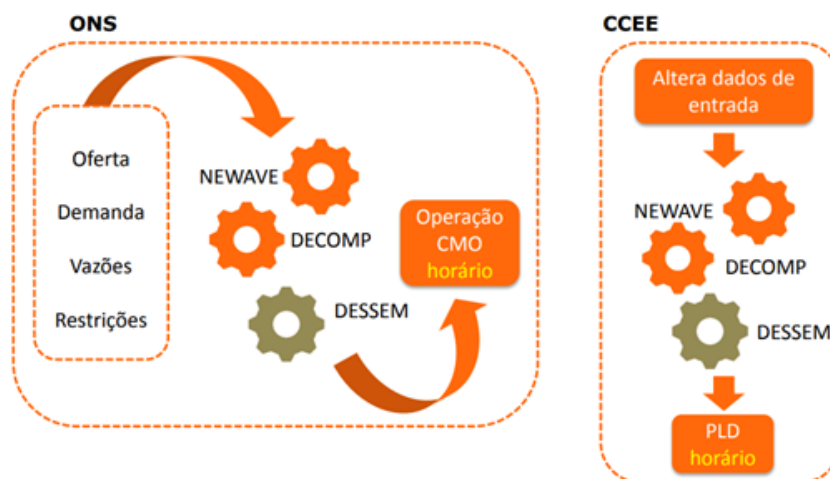


Figura 22: Aprimoramento do Mecanismo de Precificação e Contratação de Energia. Fonte: FGV ENERGIA, 2017

5. PREÇO HORÁRIO - DESSEM

5.1 Operação do Sistema “Sombra”

Desde 16 de abril de 2018, o ONS e a CCEE estão trabalhando com o modelo DESSEM em um processo denominado "operação sombra". Essa operação tem como objetivo simular o cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO e do despacho das usinas em intervalos semi-horários, e o cálculo do PLD em intervalos horários.

Essa operação atende às determinações da CPAMP, que, em 27 de julho de 2017, deliberou pela priorização de trabalhos visando à implementação do preço horário a partir de janeiro de 2019, por meio do uso do modelo DESSEM. Posteriormente, essa Comissão, em 29 de abril de 2018, determinou às instituições CCEE e ONS o compartilhamento da coordenação das atividades relacionadas à implementação do preço horário. Em 6 de junho de 2018, a CPAMP deliberou pela postergação da implantação do PLD em etapa horária para janeiro de 2020, devido à necessidade de alguns aperfeiçoamentos em diversos campos (técnicos, operacionais, processuais e regulatórios).

Com relação à Operação Sombra, destaca-se que esse processo contempla avaliar o desempenho do modelo DESSEM, tanto no que se refere ao tempo de processamento computacional quanto à adequação dos resultados.

A divulgação dos resultados da operação do PLDh sombra permite que todas as instituições envolvidas no Programa Diário da Operação e no cálculo

do PLD, incluindo os agentes de geração e de comercialização, ajustem seus processos para as mudanças decorrentes da precificação horária da energia elétrica no MCP.

Ressalta-se que as instituições CCEE e ONS criaram uma plataforma conjunta de divulgação permanente junto aos agentes e ao mercado. Essa plataforma contempla informações relacionadas ao processo sombra e às mudanças nas Regras de Comercialização e nos Procedimentos de Rede. Nessa plataforma há divulgação de notícias atualizadas, documentação da metodologia utilizada e recebimento de contribuições relativas a esse tema. (plataforma disponível no endereço www.ons.org.br/ccee).

As contribuições recebidas são divididas conforme a sua natureza: de operação, de mercado ou de regulação.

5.2 Questões sobre a implantação do PLDh (Consulta Pública 42, de 2017)

Em 19 de novembro de 2017, o MME disponibilizou via Consulta Pública nº 42, de 2017 – CP 42/2017 um relatório da CPAMP contemplando "Questões sobre a implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo". Essa consulta teve como objetivo captar informações do Mercado de Energia Elétrica sobre a implantação do PLDh.

Esse relatório contemplou questões divididas nos seguintes temas: TEMA 1 - Produtos, negócios e serviços (novos ou adequados); TEMA 2 – Mudanças nas estruturas tarifárias; TEMA 3 – Alterações nos procedimentos de rede; TEMA 4 – Alterações nas regras e procedimentos de Comercialização; TEMA 5 – Periodicidade na contabilização e liquidação no Mercado de Curto Prazo; TEMA 6 – Mecanismos de Garantia Financeira; TEMA 7 – Periodicidade de definição dos limites do PLD; TEMA 8 – Planejamento e implantação da expansão da geração de energia elétrica; TEMA 9 – Limitações operacionais das usinas; TEMA 10 – Adequação dos contratos do ACL; TEMA 11 – Adequação dos contratos do ACR; TEMA 12 – Impacto nos negócios dos agentes; TEMA 13 – Custos/benefícios incorridos pelas instituições; TEMA 14 – Outras adequações necessárias/pontos de atenção.

Com relação ao TEMA 1 - Produtos, negócios e serviços (novos ou adequados) e ao TEMA 12 – Impacto nos negócios dos agentes, as questões propostas foram: Questão 1 - "A volatilidade do preço horário poderá viabilizar novos negócios, a exemplo de autoprodução de energia, sistemas de

armazenamento, resposta da demanda e usinas hidrelétricas reversíveis. **Quais outros produtos, negócios e serviços poderão ser criados ou adequados?** Justifique.”; Questão 12 – “Quais os **impactos** do preço horário **no negócio de cada agente** de mercado?”. Devido as respostas serem muito semelhantes, optou-se em agrupá-las e analisá-las em conjunto neste trabalho.

Como contribuições de caráter geral, as respostas destacaram que deverá haver uma melhor representação da curva de carga, avanços na representação e previsão de geração das usinas não simuladas individualmente, além de uma melhor representação dos atributos.

Com relação às respostas, destacam-se os principais pontos por classe de agentes:

- ✓ **Agentes geradores:** a possibilidade de criação de um mercado secundário entre geradores (ex.: fontes não controláveis se associarão às fontes hidrelétricas para garantir segurança de recebimento); aprimoramento da modulação dos contratos dos agentes geradores não despachados centralizadamente, alocando a geração no momento em que o sistema mais precisa (PLDh elevados); possibilidade de maior viabilidade na criação de projetos híbridos com sinergia entre as fontes (eólica e solar; eólica e bateria); aprimoramento da modulação da garantia física ou da produção das usinas (geração), hora a hora, maximizando sua alocação no período de ponta; projetos com atributos como geração flexível ou curva de geração modular horária próxima à curva de carga tendem a ser mais competitivos nos certames de contratação do ACR; entre outras.
- ✓ **Agentes comercializadores:** controle do portfólio de compras e vendas, para o atendimento à ponta; aprimoramento de produtos voltados para gestão das receitas dos geradores; desenvolvimento de produtos modulares (montantes de energia a serem negociados em determinadas horas ou períodos menores dentro de um mês, via contratos bilaterais ou leilões de energia elétrica); derivativos financeiros (produtos voltados para gerenciamento de riscos); aprimoramento da representação de agentes junto à CCEE através do comercializador varejista ou na figura do agregador de cargas; novas modalidades de produtos financeiros e mecanismos de hedge; entre outras.

- ✓ Agentes consumidores: aprimoramento do gerenciamento pelo lado da demanda; controle direto de carga e uso de resposta da demanda para serviços ancilares; implementação de sistemas automatizados de gerenciamento do consumo (“internet das coisas”); redução dos Engargos de Serviço de Sistemas - ESS; sazonalização “intra-day” da energia do contrato; ampliação do programa da Resposta da Demanda (energia e capacidade);
- ✓ Agentes distribuidores: possível impacto nas tarifas/ponta; possível necessidade de implantação de medidores inteligentes em função de possível alteração na estrutura tarifária e uma melhor gestão da rede de distribuição; entre outras.
- ✓ Agentes autoprodutores: alteração do perfil de geração e consumo quando esses agentes injetarem seu excedente de energia elétrica na rede para liquidação ao PLDh vigente.

Como impactos gerais, ressalta-se a possível redução dos ESS, mudança na gestão de riscos no MCP e no fluxo de caixa dos agentes, aprimoramento de negócio, como geração distribuída, armazenamento de energia elétrica, novos serviços para consultorias (como estudos sobre o comportamento da carga, avaliação de impacto do PLDh), aprimoramento de serviço no setor de tecnologia (“internet das coisas”, banco de dados), alterações nos setores industriais (trabalho em determinados períodos e/ou turnos), gestão mais eficiente do consumo, através de mecanismos de resposta da demanda, novos produtos financeiros (hedges customizados a diferentes perfis de risco), aumento nos custos de gestão. Pelo lado comercial, oportunidade de contratação a preços mais competitivos, maior relevância para a modulação contratual, além da perspectiva de alteração dos prazos de liquidação do MCP.

Assim, as novas oportunidades relacionadas com o PLDh extrapolam o setor elétrico, e tem potencial para atingir diversos outros segmentos da economia.

Com relação ao TEMA 2 – Mudanças nas estruturas tarifária, foi elaborada a seguinte questão: “A adoção do preço horário no Mercado de Curto Prazo deveria ensejar **mudanças na estrutura tarifária**, por exemplo impactando os períodos de ponta, ou quaisquer outros ajustes na regulação? Apresente sugestões.”.

Como contribuições, destacam-se: necessidade de ajustes relacionados ao custo de déficit; limites de preços do PLD; períodos de ponta podem ser

aperfeiçoados para incluir a dinâmica de deslocamento da ponta no tempo e espaço (ponta ser sazonal, regional e com reavaliação periódica na revisão tarifária de cada distribuidora); estabelecer mecanismos de estabilização de tarifas para evitar flutuações excessivas; entre outras.

Quanto ao Tema 3 – alterações nos procedimentos de rede e ao Tema 4 – alterações nas regras e procedimento de comercialização, as questões foram as seguintes, respectivamente: Questão 3 – “Quais alterações serão necessárias nos **Procedimentos de Rede** e, de forma geral, nas **atividades de operação** (exemplo: Programa Mensal da Operação – PMO, programação diária, operação em tempo real, e pós-operação do ONS)? Indique os pontos a serem alterados e apresente sugestões.” Questão 4 – “Quais alterações serão necessárias nas **Regras e Procedimentos de Comercialização** (exemplo: processo de cálculo do PLD, modulação de contratos e da garantia física, desconto e encargos) e no **arcabouço comercial**? Indique os pontos a serem alterados e apresente sugestões.”.

Essas questões tiveram como objetivo avaliar se todas alterações estavam levantadas pelos operadores ONS e CCEE.

Com relação aos procedimentos de rede, os contribuintes sugeriram adequação nos seguintes procedimento: Módulo 5 – Consolidação da Previsão da Carga (Submódulos 5.1; 5.4; 5.6); Módulo 7 – Programação Mensal da Operação Energética (Submódulos 7.1; 7.3); Módulo 8 - Programação diária da Operação Eletroenergética (Submódulos 8.1); Módulo 9 - Previsão de vazão (Submódulo 9.2; 9.4; 9.5); Módulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação (Submódulo 10.4); Módulo 18 - Sistemas e modelos computacionais (Submódulo 18.2); Módulo 23 - Critérios para estudos (Submódulo 23.4). Além disso, foi sugerida a união dos Módulos 7 e 8 e a inclusão de um submódulo específico para operação eletroenergética com horizonte diário, detalhando as informações necessárias, modelos utilizados, periodicidades e prazos para envio dos dados, responsabilidades, entre outros pontos.

Com relação à questão 4 (alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização), foram sugeridas: incorporação de mais um modelo matemático para a etapa de planejamento diário; divulgação das informações, com destaque para a quantidade de dados que serão divulgados, tratados e armazenados; revisão de acrônimos; operacionalização da coleta e do tratamento dos dados de medição; revisão do tratamento a ser dado para modulação, encargos e penalidades; e discutir possíveis mudanças na

sazonalização da garantia física; sugeria para a CCEE buscar novas ferramentas de tratamento e visualização para elaboração dos relatórios, e que permita a interface com os sistemas das empresas;

Esses pontos foram analisados, destaca-se que: dos 2000 acrônimos das regras de comercialização, em torno de 1800 (90%) foram revisados pela CCEE e aprovados pela ANEEL em 2018; os tratamentos dos dados de medição já são realizados na base horária; modulação, encargos e penalidades já são tratados em base horária; a CCEE disponibiliza, atualmente, relatórios individualizados para seus agentes, como será detalhado posteriormente.

O Tema 5 – Periodicidade da contabilização e liquidação no MCP, a Questão elaborada foi: “Deveria ser **reavaliada a periodicidade da contabilização e liquidação** do **Mercado de Curto Prazo**, que hoje é em base mensal, em função da implementação do preço horário? Justifique e, em caso afirmativo, proponha a frequência adequada.”.

As contribuições ressaltaram que a redução da periodicidade requer uma simplificação da operacionalização atual. Porém, quanto a reavaliar a periodicidade, para alguns agentes, independente do preço horário, a periodicidade da contabilização e liquidação poderia ser revista, possivelmente em uma base ao menos semanal (não é uma posição unanime). Porém, quanto à liquidação, essa deveria ser mantida devido a questões tributárias.

Algumas contribuições destacaram que a base horária ou diária tornaria mais complexa a operacionalização do aporte de garantias financeiras, geração de notas fiscais, além de afetar temas como a republicação do PLD, dificultando a tomada de decisão. Porém, outras contribuições ressaltam que a redução da periodicidade entre uma contabilização e outra reduzir-se-ia a inadimplência e o prazo de desligamento de um agente da CCEE.

A questão 6 abordou os Mecanismos de Garantia Financeira com a seguinte questão: “Existe relação entre preço horário e **mecanismos de garantia financeira** (exemplo: aporte diário e chamada de margem)? Quais? Justifique.”.

As contribuições destacaram que o preço horário pode ser implementado sem alterações nos mecanismos de garantia financeira, sendo recomendável que se proceda dessa forma em um primeiro momento. Com relação à chamada de margem, essa seria um aprimoramento a ser considerado no processo da CCEE. Algumas contribuições ressaltaram a

importância da entrada de agentes financeiros aportando na CCEE em nome dos agentes comerciais, de modo a possibilitar o gerenciamento de prazos e recursos.

O TEMA 7 abordou a periodicidade de definição dos limites do PLD e apresentou o seguinte questionamento: “Com a implantação do preço horário, seria importante rever os **critérios e periodicidade de definição dos limites máximo e mínimo do PLD**? Justifique.”

As contribuições convergiram no sentido de que os critérios de definição dos limites do PLD deveriam ser revisados. Algumas contribuições levantaram preocupações com uma metodologia de limitação do PLD adequada à realidade de preços horários, considerando: usinas termelétricas de resposta rápida para definição do PLD máximo; funções dos limites para proteção contra oscilação excessiva; sinalização para a resposta à demanda.

Quanto a periodicidade de definição dos limites, essa, segundo as contribuições, deve continuar anual, em prol da previsibilidade e estabilidade dos preços, pois afetam diretamente suas decisões econômicas, ressaltando algumas atividades relacionadas terem a mesma periodicidade anual, como, por exemplo, a sazonalização da garantia física.

O Tema 8 abordou o “Planejamento e implantação da expansão” com a seguinte questão: “Quais necessidades de adaptação a adoção de preço horário traz às práticas de **planejamento e implantação da expansão**, incluindo critérios de seleção de projetos em leilões e forma de contratação da oferta (contratos por energia ou por energia e ponta ou com obrigações de entrega horárias, etc)? Justifique.”.

As contribuições ressaltaram a importância de valorar e incentivar adequadamente os atributos de cada usina geradora para a expansão do sistema elétrico. Os atributos mais apontados nas contribuições foram: flexibilidade e rapidez no despacho; projetos híbridos (eólica associada com fotovoltaica; eólicas ou fotovoltaicas associadas a baterias); usinas hidrelétricas reversíveis.

O valor dos atributos deveriam ser incorporados ao preço do produto a ser leiloadado (inclusive os novos produtos e tipos de contratos). Ou, ainda, ser incorporados ao cálculo do Índice de Custo-Benefício - ICB.

Outro ponto levantado pelas contribuições relacionadas a essa questão, de forma bem ampla, é a separação entre energia e lastro. Esse ponto, por não ser objeto deste trabalho, não será abordado.

O Tema 9 – “Limitações operacionais das usinas”, apresentou a seguinte questão: “Devem ser **consideradas** nos modelos de otimização energética e de formação de preços as **limitações operacionais das usinas** (a exemplo de: rampas de subida e de descida, tempos mínimos de operação e de parada, potência mínima de operação e outras características técnicas)? Qual a melhor forma de lidar com as decisões discretas associadas à partida e a essas limitações na formação de preços horários? Em caso de **tratamento regulatório externo** ao modelo, como devem ser **remunerados** esses custos? Justifique.”

As contribuições concordaram unanimemente com a necessidade da representação das limitações operacionais, tendo como argumento que o preço horário torna ainda mais importante a aderência do modelo à operação física. Isso definirá a eficácia da sistemática e evitará o aumento “indevido” dos encargos (em razão do desacoplamento do PLD e o CVU da usina termelétrica).

Com relação ao tratamento regulatório externo ao modelo computacional, as contribuições, em regra, ressaltaram que não seria recomendável, pois causaria distorções.

Com relação à melhor forma de lidar com as decisões discretas, as contribuições ressaltaram que para lidar com tais limitações deve-se prever no modelo os seguintes pontos: preços ofertados pelos geradores; CVUs por período e volume de energia despachada, conforme informados pelos geradores, já incorporando os custos operacionais característicos ao seu empreendimento; custos das características operacionais das usinas, separado do CVU, conforme declarado ou obtido dos dados cadastrais das usinas termelétricas (isso auxilia na programação: custo de partida e parada).

Com relação aos contratos, o Tema 10 – “Adequação dos contratos do ACL” e o Tema 11 - “Adequação dos contratos do ACR”, apresentaram as seguintes questões, respectivamente: “Existe necessidade de **adequação dos contratos** do Ambiente de Contratação Livre - **ACL**? Justifique.”; “Existe necessidade de **adequação das diretrizes para contratação** de energia para o Ambiente de Contratação Regulado - **ACR**? Justifique.”.

Com relação ao Tema 10 (Contratos no ACL), as contribuições avaliaram que alguns contratos vigentes possuem cláusulas que preveem ajustes em função de sazonalização ou modulação dos contratos. Porém, a renegociação seria necessária dependendo das cláusulas de cada contrato.

As contribuições ressaltaram a importância que a CCEE processe as contabilizações com o PLDh no período de operação sombra, com prazo de pelo menos um ano (período do ciclo operacional), para que os impactos sejam conhecidos para os diferentes tipos de contratos e empresas. Esse período de testes seria suficiente para que boa parte dos contratos firmados no ambiente livre fossem reavaliados, levando em conta a nova metodologia.

Com relação ao Ambiente Regulado (ACR), as contribuições ressaltam que os contratos firmados nesse ambiente deverão ser adaptados, sendo que as adaptações serão realizadas para contratos futuros, uma vez que a regulamentação deverá garantir que as condições originais dos contratos vigentes continuem sendo respeitadas.

Com relação ao TEMA 13 – “Custos/benefícios incorridos pelas instituições”, a questão 13 apresentou a seguinte pergunta: “Na sua visão, o **custo** que poderá ser incorrido pelas instituições do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, em especial CCEE e ONS, **compensará o benefício** a ser auferido? Comente.”.

As respostas a esse questionamento apresentaram divergências. Há contribuições nas quais as entidades creem que eventuais aumentos de custos serão compensados pelos benefícios auferidos. Porém, outras contribuições ressaltam a necessidade de realizar estudos detalhados a fim de avaliar os ganhos de eficiência decorrentes da adoção do preço horário.

Por fim, o Tema 14 – “Outras adequações necessárias/pontos de atenção” apresentou a seguinte questão: “Há **outras adequações** necessárias ou **pontos de atenção** não mencionados nas questões acima que você julga **relevantes para viabilizar** a implantação do preço horário?”.

As contribuições relacionadas a esse tema foram bem diversificadas, podendo ser agrupadas nos seguintes temas centrais, sendo que a maior parte já foi abordada em questões anteriores: período de transição; representação adequada do sistema; judicialização e inadimplência no MCP; impactos relacionados às usinas termelétricas; despacho por oferta; desenho de mercado; contabilização.

5.3 Resultados relacionados à Operação Sombra

Os resultados que serão apresentados neste trabalho foram elaborados pela CCEE considerando as seguintes premissas:

- ✓ **Meses de simulação**: setembro a novembro de 2018;

- ✓ Processo utilizado para essa simulação: contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP;
- ✓ Cenário considerado: manutenção de todos os dados considerados na contabilização semana/patamar oficial, como: medição apurada pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE; dados fornecidos pelos agentes (sazonalizações – garantias físicas e contratos; modulações – garantias físicas e contratos; entre outros); dados fornecidos pelo ONS (despachos, inflexibilidades, CVUs, entre outros);
- ✓ Alteração dos PLDs: de semana/patamar (atual) para o horário;
- ✓ Sem representação da rede elétrica;

5.3.1 Impacto do PLDh no Mercado de Curto Prazo

Com o objetivo de avaliar o impacto no Mercado de Curto Prazo – MCP, a CCEE realizou um comparativo entre a contabilização por patamar (atual) e a contabilização com o PLDh (sombra), conforme pode ser observado na figura abaixo.

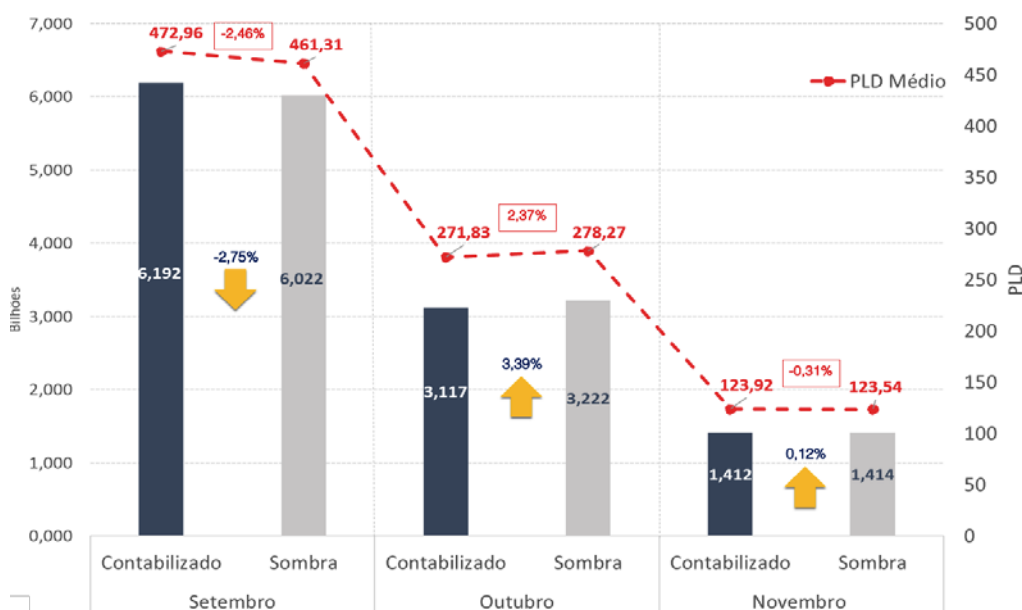


Figura 23: Impacto no MCP relativo à contabilização por patamar (atual) X contabilização sombra (PLDh) (Fonte: CCEE)

Ao analisar os dados, observa-se que as variações apresentadas não revelam um impacto significativo na contabilização do MCP com a adoção do preço horário (PLDh). Por exemplo, no mês de setembro houve uma redução no valor contabilizado de 2,75%, ao passo que nos meses de outubro e

novembro houve aumento no valor contabilizado de 3,39% e 0,12%, respectivamente.

Essa análise foi feita também com o PLDMédio, tendo uma variação negativa de 2,46% e 0,31% nos meses de setembro e novembro, e uma variação positiva de 2,37% no mês de outubro.

5.3.2 Exposição dos consumidores com o PLDh no MCP

A CCEE, com o objetivo de avaliar a exposição dos consumidores no MCP com o PLDh, fez uma avaliação do impacto nos consumidores livres e nos consumidores especiais. Essa análise não foi feita ainda para os agentes distribuidores.

Considerando os consumidores Livres (com demanda acima de 3.000 kW), observou-se que o impacto nessa classe de agente não é significativo, apresentando pequenas variações, semelhantes às apresentadas no item anterior relativo ao MCP.

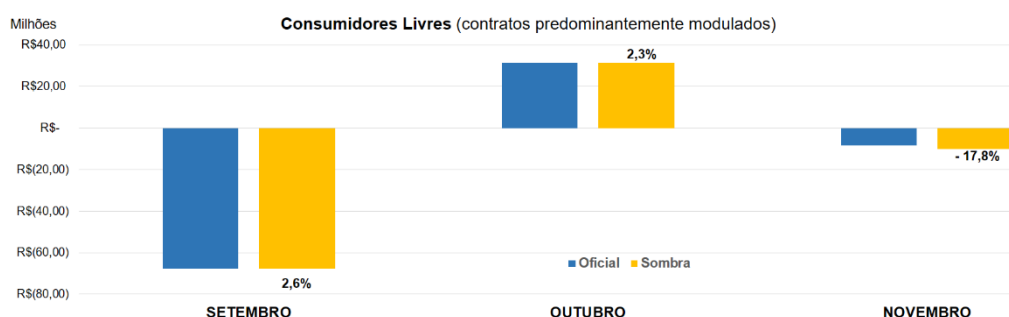


Figura 24: Exposição no MCP – Consumidores Livres (acima de 3.000 kW)

Fonte: CCEE

Porém, quando se avalia os consumidores especiais (consumidores com demanda entre 500kW a 3000 kW), observa-se que há uma variação considerável nessa classe de agentes, conforme apresentado na figura abaixo.



Figura 25: Exposição no MCP – Consumidores Especiais (Fonte CCEE)

Isso era de se esperar, pois esses agentes não modulam seus contratos de acordo com suas cargas na CCEE, optando por uma modulação "flat" (modulação que não acompanha a curva de carga do consumidor).

Essa ponderação pode ser observada quando comparamos as figuras abaixo.

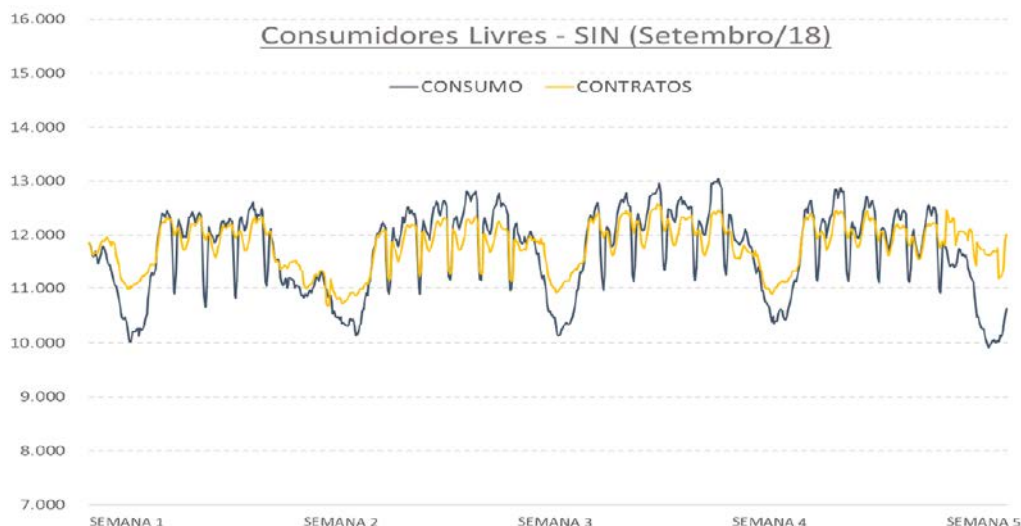


Figura 26: Consumidores Livres no MCP (Consumo X Contrato) considerando PLDh (Fonte:CCEE)

Observa-se que os consumidores livres operam modulando seus contratos em função da carga (consumo) (Figura 26). O comportamento desses agentes minimiza as suas exposições no MCP.



Figura 27: Consumidores Especiais no MCP (Consumo X Contrato) considerando PLDh (Fonte:CCEE)

Porém, os consumidores especiais apresentam maior diferença entre a modulação de seus contratos e sua carga (consumo) (Figura 27). Isso é devido à modulação utilizada por esses agentes serem, em regra, "flat". Assim, considerando esses dados, seria oportuno que esses consumidores especiais reavaliassem a modulação de seus contratos na CCEE com o objetivo de reduzirem suas exposições no MCP, quando da entrada do PLDh.

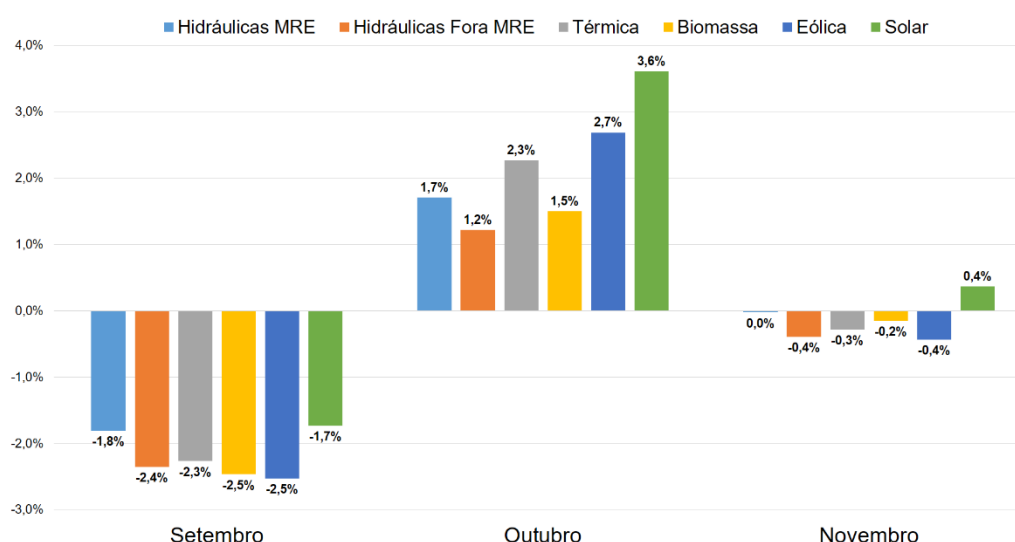


Figura 28: Variação Percentual dos Valores em R\$
(Geração por Fonte x PLD) (Fonte CCEE)

A CCEE avaliou também o impacto na geração por fonte. Nesse caso as fontes foram consideradas como "merchant" (toda a geração sendo liquidada ao PLDh no MCP).

O objetivo dessa análise é avaliar se a mudança de PLD semana/patamar para PLDh teria benefícios ou prejuízos para uma das fontes de geração de energia elétrica.

Tendo como base esses dados (apresentados na figura 28), observa-se que as variações apresentas, na média, podem ser consideradas próximas de zero. Assim, conclui-se que, em regra, nenhuma fonte está sendo beneficiada com a mudança de metodologia (PLD semana/patamar para PLDh).

Algumas pontos adicionais a serem considerados nessa análise: i) no caso de geração termelétrica, essa análise fica comprometida, pois há dados relativos a geração por segurança energética ou segurança elétrica. ii) havia uma visão que a fonte eólica, por gerar mais no período noturno (quando o PLDh possui valores menores), ser impactada negativamente com a entrada do PLDh. Porém, os dados preliminares mostram que essa fonte, na média, aparentemente não sofre impacto com a entrada dessa nova metodologia; iii)

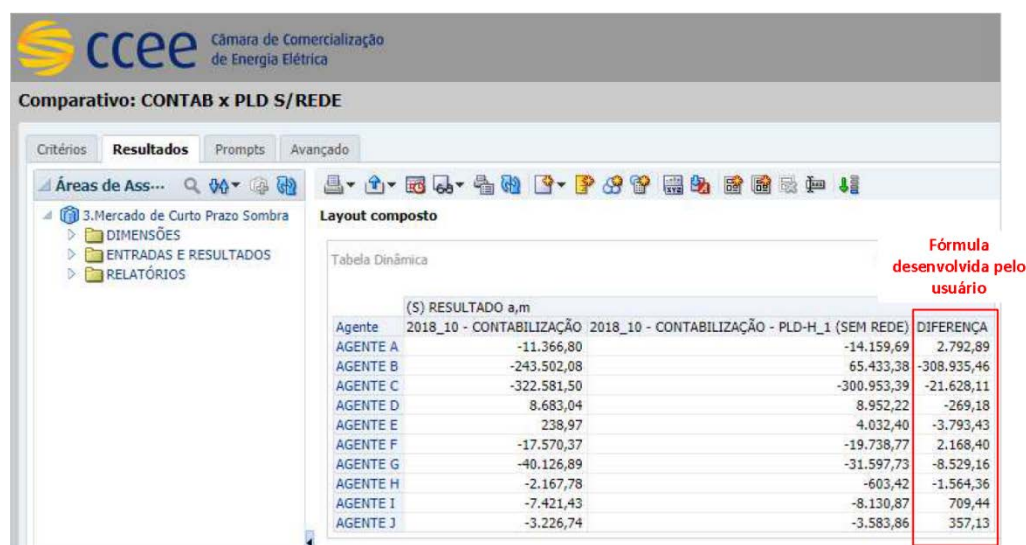
havia uma visão que a fonte solar, por gerar mais no período diurno (quando o PLDh possui valores maiores), ser impactada negativamente com a entrada do PLDh. Porém, os dados preliminares mostram que essa fonte, na média, aparentemente não sofre impacto com a entrada dessa nova metodologia.

5.4 Contabilização na CCEE

Com o objetivo de desdobrar a granularidade horária do preço (PLDh) na contabilização do MCP e auxiliar os agentes a identificar os impactos da alteração em suas contabilizações, a CCEE disponibilizou 3 tipos de contabilizações para os agentes, sendo: contabilização oficial (semana/patamar); contabilização com PLDh sem rede; contabilização PLDh com rede.

Assim, os agentes, durante o período de operação sombra, poderão avaliar os impactos dessa nova metodologia nos seus atuais e futuros contratos.

Abaixo, a título ilustrativa, apresenta-se exemplos de relatórios que podem ser gerados.



Comparativo: CONTAB x PLD S/REDE

Layout composto

Tabela Dinâmica

(S) RESULTADO a,m

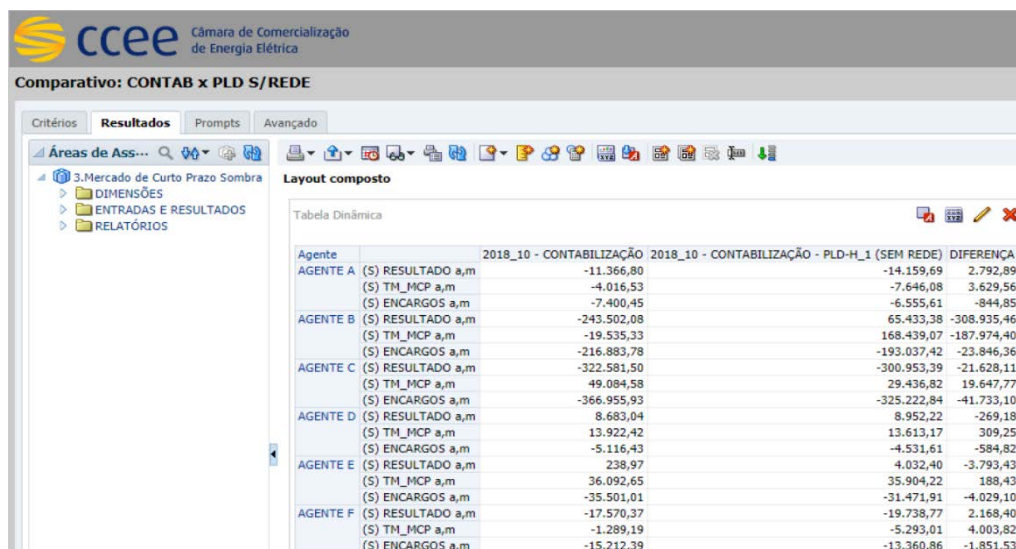
Agente	2018_10 - CONTABILIZAÇÃO	2018_10 - CONTABILIZAÇÃO - PLD-H_1 (SEM REDE)	DIFERENÇA
AGENTE A	-11.366,80	-14.159,69	2.792,89
AGENTE B	-243.502,08	65.433,38	-308.935,46
AGENTE C	-322.581,50	-300.953,39	-21.628,11
AGENTE D	8.683,04	8.952,22	-269,18
AGENTE E	238,97	4.032,40	-3.793,43
AGENTE F	-17.570,37	-19.738,77	2.168,40
AGENTE G	-40.126,89	-31.597,73	-8.529,16
AGENTE H	-2.167,78	-603,42	-1.564,36
AGENTE I	-7.421,43	-8.130,87	709,44
AGENTE J	-3.226,74	-3.583,86	357,13

Fórmula desenvolvida pelo usuário

Figura 29: Exemplo de relatório comparativo entre Contabilização Oficial X Contabilização PLD sem rede (Fonte: CCEE)

Na figura acima, observa-se que o usuário poderá desenvolver uma fórmula comparando os valores da contabilização oficial com a contabilização sombra. No caso acima, optou-se em fazer a comparação apenas com o PLDh sem rede. Esse exemplo pode ser de uma comercializadora que representa vários agentes dentro da CCEE (AGENTE A a AGENTE J). Com isso, essa comercializadora poderá avaliar, em apenas uma tela, o impacto

em seus diversos agentes (clientes), auxiliando na reavaliação dos seus contratos com seus clientes.



Comparativo: CONTAB x PLD S/REDE

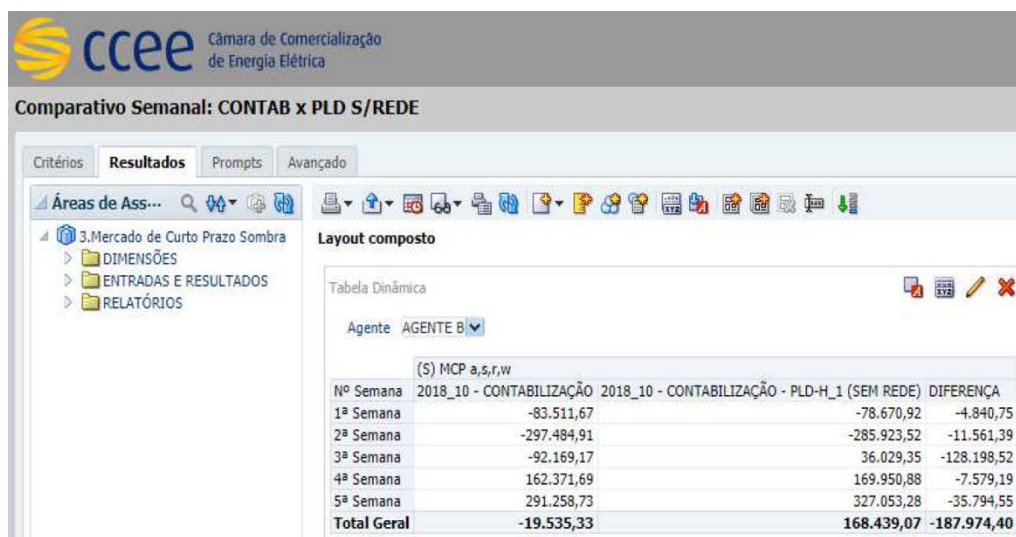
Layout composto

Tabela Dinâmica

Agente	2018_10 - CONTABILIZAÇÃO	2018_10 - CONTABILIZAÇÃO - PLD-H_1 (SEM REDE)	DIFERENÇA
AGENTE A (S) RESULTADO a,m	-11.366,80	-14.159,69	2.792,89
(S) TM_MCP a,m	-4.016,53	-7.646,08	3.629,56
(S) ENCARGOS a,m	-7.400,45	-6.555,61	-844,85
AGENTE B (S) RESULTADO a,m	-243.502,08	65.433,38	-308.935,46
(S) TM_MCP a,m	-19.535,33	168.439,07	-187.974,40
(S) ENCARGOS a,m	-216.883,78	-193.037,42	-23.846,36
AGENTE C (S) RESULTADO a,m	-322.581,50	-300.953,39	-21.628,11
(S) TM_MCP a,m	49.084,58	29.436,82	19.647,77
(S) ENCARGOS a,m	-366.955,93	-325.222,84	-41.733,10
AGENTE D (S) RESULTADO a,m	8.683,04	8.952,22	-269,18
(S) TM_MCP a,m	13.922,42	13.613,17	309,25
(S) ENCARGOS a,m	-5.116,43	-4.531,61	-584,82
AGENTE E (S) RESULTADO a,m	238,97	4.032,40	-3.793,43
(S) TM_MCP a,m	36.092,65	35.904,22	188,43
(S) ENCARGOS a,m	-35.501,01	-31.471,91	-4.029,10
AGENTE F (S) RESULTADO a,m	-17.570,37	-19.738,77	2.168,40
(S) TM_MCP a,m	-1.289,19	-5.293,01	4.003,82
(S) ENCARGOS a,m	-15.212,39	-13.360,86	-1.851,53

Figura 30: Exemplo de relatório comparativo entre Contabilização Oficial X Contabilização PLD sem rede (Fonte: CCEE)

A figura acima complementa a anterior, pois apresenta o impacto, por agente, em contabilizações como MCP e encargos.



Comparativo Semanal: CONTAB x PLD S/REDE

Layout composto

Tabela Dinâmica

Agente AGENTE B

(S) MCP a,s,r,w

Nº Semana	2018_10 - CONTABILIZAÇÃO	2018_10 - CONTABILIZAÇÃO - PLD-H_1 (SEM REDE)	DIFERENÇA
1ª Semana	-83.511,67	-78.670,92	-4.840,75
2ª Semana	-297.484,91	-285.923,52	-11.561,39
3ª Semana	-92.169,17	36.029,35	-128.198,52
4ª Semana	162.371,69	169.950,88	-7.579,19
5ª Semana	291.258,73	327.053,28	-35.794,55
Total Geral	-19.535,33	168.439,07	-187.974,40

Figura 31: Exemplo de relatório de um agente com comparativo entre Contabilização Oficial X Contabilização PLD sem rede (Fonte: CCEE)

A figura acima ilustra o impacto da contabilização em um agente, de forma objetiva, por semanas.

5.5 Comparativo PLD semana patamar X PLDh com e sem rede

A tabela IV apresentam o valor do PLD semana/patamar nos diferentes submercados, correspondendo a semana de 19 a 25 de janeiro de 2019.

Nessa lógica, o PLD é publicado na sexta (dia 18 de janeiro de 2019), valendo por uma semana (de sábado até a próxima sexta – 19 a 25 de janeiro de 2019). Ressaltamos que esses dados foram coletados no site da CCEE em fevereiro de 2019, sendo que esse processo está em constante evolução.

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	183,43	183,43	42,35	42,35
Média	181,91	181,91	42,35	42,35
Leve	174,72	174,72	42,35	42,35
Média semanal	178,76	178,76	42,35	42,35

Tabela IV: PLD (em R\$/MWh) válido para o período de 19 a 25/01/2019
(Fonte: InfoPLD CCEE)

5.5.1 Submercado Sudeste (SE/CO)

Para fins de comparação, as figuras a seguir apresentam o PLDh sombra sem rede e com rede nos dias 23/01/2019 (quarta-feira) e 25/01/2019 (sexta-feira), para o submercado Sudeste.

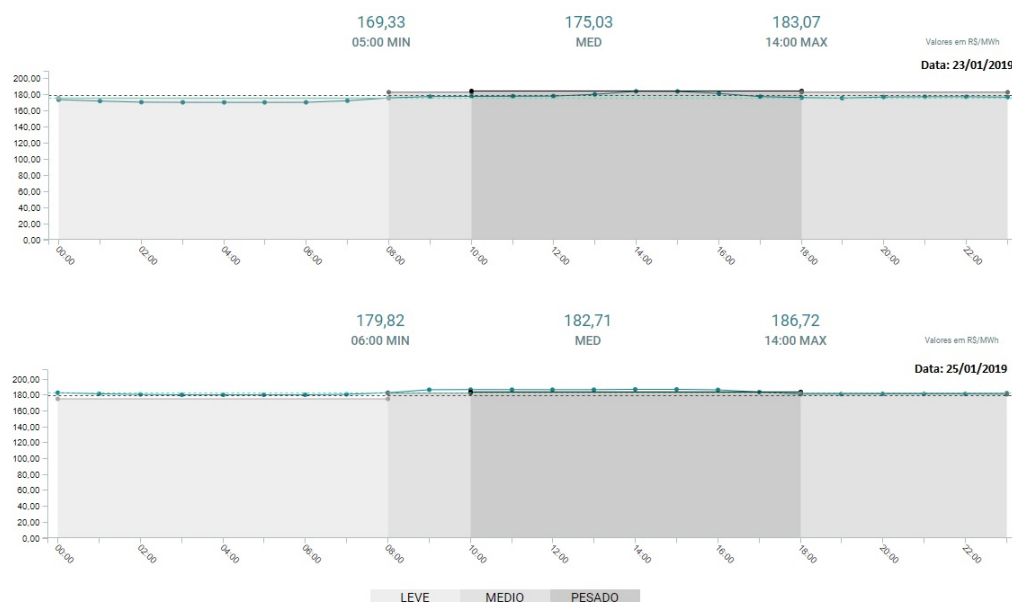


Figura 32: PLDh sem rede Submercado SE/CO (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

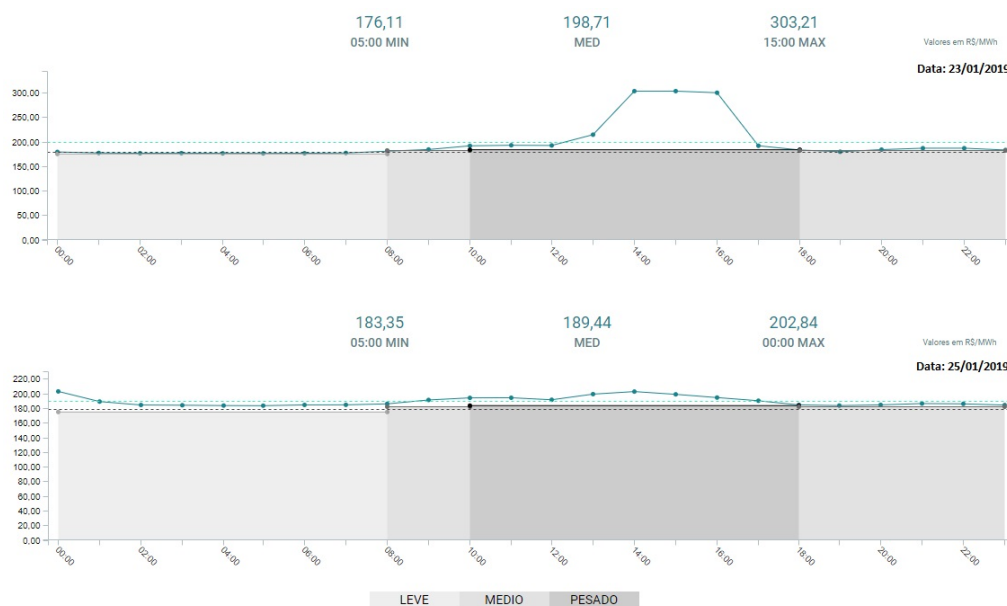


Figura 33: PLDh com rede Submercado SE/CO (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

Analisando as figuras acima, no caso de PLDh sem rede, observa-se que o submercado Sudeste, no dia 23/01/2019, apresentou PLDh médio de R\$ 175,03/MWh, variando entre R\$ 169,33/MWh a R\$ 183,07/MWh, sendo essa variação de R\$ 13,74/MWh. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 182,71/MWh, variando entre R\$ 179,82/MWh a R\$ 186,72/MWh, sendo essa variação de R\$ 6,9/MWh.

Porém, quando se analisa esse submercado considerando o PLDh com rede, observa-se que no dia 23/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 178,91/MWh, variando de R\$ 176,11/MWh a R\$ 303,21/MWh, sendo essa variação de R\$ 127,1/MWh. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 189,44/MWh, variando de R\$ 183,35/MWh a R\$ 202,84/MWh, sendo essa variação de R\$ 19,49/MWh.

A Tabela V apresenta um resumo desses resultados de PLDh e o valor do PLD Semana/Patamar válidos para o período analisado.

		PLD Horário (PLDh) - R\$/MWh				PATAMAR	PLD Semana/Patamar (R\$/MWh)	
		SEM rede		COM rede				
		23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)	23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)			
Mínimo		169,33	179,82	176,11	183,35		Pesada	183,43
Máximo		183,07	186,72	303,21	202,84		Média	181,91
Médio		175,03	182,71	198,71	189,44		Leve	174,72
Variação		13,74	6,90	127,1	19,49	Média Semanal	178,76	
						Variação	8,71	

Tabela V: Submercado SE/CO (PLDh e PLD Semana/Patamar)

Nesse caso, devido a restrições internas ao Submercado SE/CO, o PLDh com rede apresentou médias superiores ao PLDh sem rede. Essas

médias também foram superiores à média semanal do PLD semana/patamar para o período em análise.

5.5.2 Submercado Sul (S)

Para fins de comparação, as figuras a seguir apresentam o PLDh sombra sem rede e com rede nos dias 23/01/2019 (quarta-feira) e 25/01/2019 (sexta-feira), para o submercado Sul.

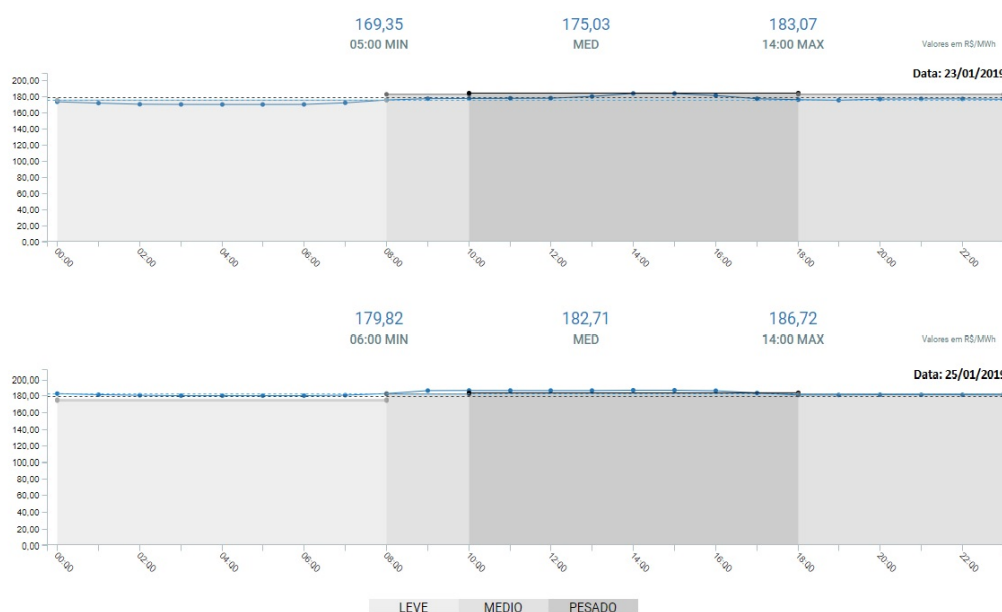


Figura 34: PLDh sem rede Submercado Sul (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

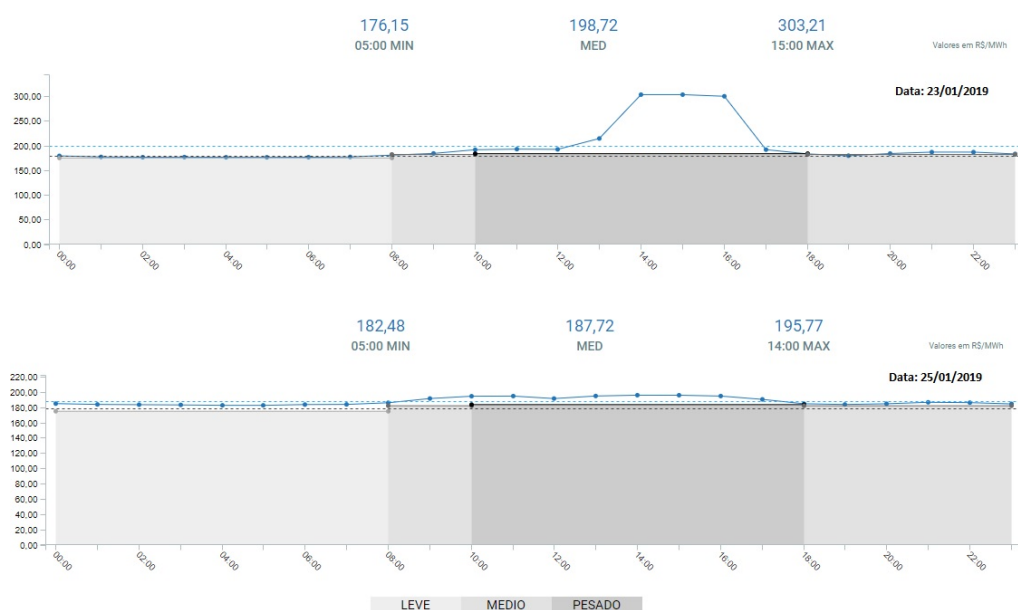


Figura 35: PLDh com rede Submercado Sul (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

Analisando as figuras acima, no caso de PLDh sem rede, observa-se que o submercado Sul, no dia 23/01/2019, apresentou PLDh médio de R\$ 175,03/MWh, variando entre R\$ 169,35/MWh a R\$ 183,07/MWh, sendo essa variação de R\$ 13,72/MWh. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 182,71/MWh, variando entre R\$ 179,82/MWh a R\$ 186,72/MWh, sendo essa variação de R\$ 6,9/MWh.

Porém, quando se analisa esse submercado considerando o PLDh com rede, observa-se que no dia 23/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 198,72/MWh, variando de R\$ 176,15/MWh a R\$ 303,21/MWh, sendo essa variação de R\$ 127,06/MWh. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 187,72/MWh, variando de R\$ 182,48/MWh a R\$ 195,77/MWh, sendo essa variação de R\$ 13,29/MWh.

A Tabela VI apresenta um resumo desses resultados de PLDh e o valor do PLD Semana/Patamar válidos para o período analisado.

		PLD Horário (PLDh) - R\$/MWh				PATAMAR	PLD Semana/Patamar (R\$/MWh)		
		SEM rede		COM rede					
		23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)	23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)				
Mínimo		169,35	179,82	176,15	182,48			Pesada	183,43
Máximo		183,07	186,72	303,21	195,77			Média	181,91
Médio		175,03	182,71	198,72	187,72		Leve	174,72	
Variação		13,72	6,90	127,06	13,29		Média Semanal	178,76	
							Variação	8,71	

Tabela VI: Submercado Sul (PLDh e PLD Semana/Patamar)

Nesse caso, devido a restrições internas ao Submercado Sul, o PLDh com rede apresentou médias superiores ao PLDh sem rede. Essas médias também foram superiores à média semanal do PLD semana/patamar para o período em análise.

5.5.3 Submercado Nordeste (NE)

Para fins de comparação, as figuras a seguir apresentam o PLDh sombra sem rede e com rede nos dias 23/01/2019 (quarta-feira) e 25/01/2019 (sexta-feira), para o submercado Nordeste.



Figura 36: PLDh sem rede Submercado Nordeste (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)



Figura 37: PLDh com rede Submercado Nordeste (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

Analisando as figuras acima, no caso de PLDh sem rede, observa-se que o submercado Nordeste, no dia 23/01/2019, apresentou o mínimo regulatório do PLDh (R\$ 42,35/MWh) durante todo o dia. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 182,73/MWh, variando entre R\$ 179,86/MWh a R\$ 186,72/MWh, sendo essa variação de R\$ 6,86/MWh.

Porém, quando se analisa esse submercado considerando o PLDh com rede, observa-se que no dia 23/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 124,09/MWh, variando de R\$ 42,35/MWh (mínimo regulatório) a R\$ 214,22/MWh, sendo essa variação de R\$ 171,87/MWh. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 49,44/MWh, variando de R\$ 42,35/MWh (mínimo regulatório) a R\$ 58,85/MWh, sendo essa variação de R\$ 16,5/MWh.

A Tabela VII apresenta um resumo desses resultados de PLDh e o valor do PLD Semana/Patamar válidos para o período analisado, sendo que o valor Semana/Patamar desse submercado permaneceu no mínimo regulatório em todos os patamares.

		PLD Horário (PLDh) - R\$/MWh				PATAMAR	PLD Semana/Patamar (R\$/MWh)		
		SEM rede		COM rede					
		23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)	23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)				
Mínimo		42,35	179,86	42,35	42,35			Pesada	42,35
Máximo		42,35	186,72	214,22	58,85			Média	42,35
Médio		42,35	182,73	124,09	49,44		Leve	42,35	
Variação		0	6.86	171.87	16.5		Média Semanal	42,35	
							Variação	0	

Tabela VII: Submercado Nordeste (PLDh e PLD Semana/Patamar)

Nesse caso, diferentes dos casos analisados anteriormente (submercados Sudeste e Sul), o PLDh com rede apresentou média superior no dia 23/01/2019, porém no dia 25/01/2019, o PLDh sem rede apresentou uma média superior ao PLDh com rede. Essas médias de PLDh, em regra, foram superiores à média semanal do PLD semana/patamar para o período em análise, exceto no dia 23/01/2019. Nesse dia, a média de PLDh sem rede foi a mesma do PLD semana/patamar, o qual se manteve no mínimo regulatório (R\$ 42,35/MWh).

Observa-se que as grandes variações verificadas nesse submercado no dia 23/01/2019, quando se considera o PLDh com rede. Essa variação pode ser atribuída a geração de fontes eólicas, que foi inferior ao valor previsto em face de condições menos favoráveis de vento, e à carga, que foi superior ao valor previsto. Além disso, o intercâmbio de energia para o submercado Nordeste foi superior ao valor programado devido às gerações hidráulica e eólica abaixo da prevista associada à carga acima da prevista, conforme Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO do ONS.

Além disso, nesse dia foi registrada, às 14h 55min, recorde de carga no SIN com um valor de 89.114 MW, sendo que o recorde anterior era de 87.489 MW, ocorrido no dia 22/01/2019.

5.5.4 Submercado Norte (N)

Para fins de comparação, as figuras a seguir apresentam o PLDh sombra com rede e sem rede nos dias 23/01/2019 (quarta-feira) e 25/01/2019 (sexta-feira), para o Submercado Norte.

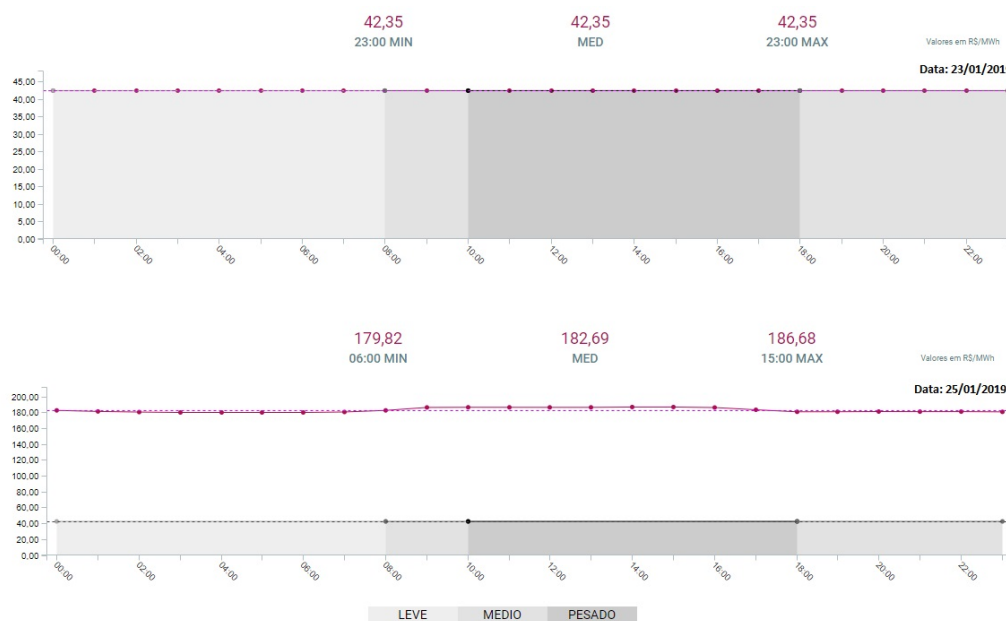


Figura 39: PLDh sem rede Submercado Norte (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

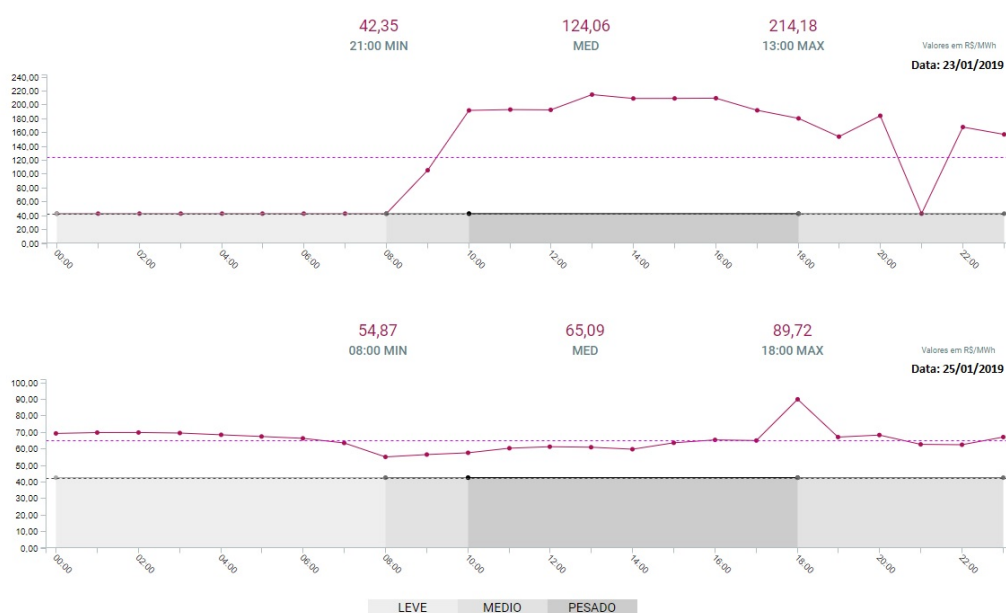


Figura 38: PLDh com rede Submercado Norte (dias 23 e 25/01/2019)
(Fonte: CCEE)

Analisando as figuras acima, no caso de PLDh sem rede, observa-se que o submercado Norte, no dia 23/01/2019, apresentou o mínimo regulatório do PLDh (R\$ 42,35/MWh) durante todo o dia. Já para o dia 25/01/2019, o

PLDh médio foi de R\$ 182,69/MWh, variando entre R\$ 179,82/MWh a R\$ 186,68/MWh, sendo essa variação de R\$ 6,86/MWh.

Porém, quando se analisa esse submercado considerando o PLDh com rede, observa-se que no dia 23/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 124,06/MWh, variando de R\$ 42,35/MWh (mínimo regulatório) a R\$ 214,18/MWh, sendo essa variação de R\$ 171,83/MWh. Já para o dia 25/01/2019, o PLDh médio foi de R\$ 65,09/MWh, variando de R\$ 54,87/MWh a R\$ 89,72/MWh, sendo essa variação de R\$ 34,85/MWh.

A Tabela VIII apresenta um resumo desses resultados de PLDh e o valor do PLD Semana/Patamar válidos para o período analisado, sendo que o valor Semana/Patamar desse submercado permaneceu no mínimo regulatório em todos os patamares.

		PLD Horário (PLDh) - R\$/MWh						
		SEM rede		COM rede				
		23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)	23/01/2019 (quarta-feira)	25/01/2019 (sexta-feira)			
Mínimo		42,35	179,82	42,35	54,87	PATAMAR	Pesada	42,35
Máximo		42,35	186,68	214,18	89,72		Média	42,35
Médio		42,35	182,69	124,06	65,09		Leve	42,35
Variação		0	6,86	171,83	34,85		Média Semanal	42,35
							Variação	0

Tabela VIII: Submercado Norte (PLDh e PLD Semana/Patamar)

Nesse caso, diferentes dos casos analisados relativos ao submercados Sudeste e Sul, e semelhante ao submercado Nordeste, o PLDh com rede apresentou média superior no dia 23/01/2019, porém no dia 25/01/2019, o PLDh sem rede apresentou uma média superior ao PLDh com rede. Essas médias de PLDh, em regra, foram superiores à média semanal do PLD semana/patamar para o período em análise, exceto no dia 23/01/2019. Nesse dia, a média de PLDh sem rede foi a mesma do PLD semana/patamar, o qual se manteve no mínimo regulatório (R\$ 42,35/MWh).

Observa-se as grandes variações verificadas nesse submercado no dia 23/01/2019, quando se considera o PLDh com rede. Ressalta-se que nesse dia foi registrada, às 14h 55min, recorde de carga no SIN com um valor de 89.114 MW, sendo que o recorde anterior era de 87.489 MW, ocorrido no dia 22/01/2019.

Além disso, o SIN operou com algumas restrições devido às indisponibilidades da usina de Angra 2 e dos polos 1 e 3 do ELO CC Coletora Porto Velho / Araraquara II, o que limita em 50% o escoamento da energia das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, conforme IPDO do ONS.

Observa-se que essas variações sistêmicas não são verificadas na precificação de um PLD semana/patamar, o qual, para esse submercado, se manteve no mínimo regulatório durante o período em análise.

5.6 Análise de alguns impactos relacionados ao Preço Horário

A implantação do preço horário irá viabilizar vários novos serviços e produtos, entre eles as usinas hidrelétricas reversíveis, armazenamento de energia, entre outros, impactando o planejamento da matriz elétrica brasileira.



Figura 40: Benefícios esperados com a implantação do preço horário
(Fonte: CCEE)

O princípio envolvido para o desenvolvimento desses serviços e produtos está na variação do preço da energia durante as 24 horas do dia, conforme apresentado anteriormente e resumido na Tabela IX.

PLD Horário - SEM rede								
Submercado	Dia 23/01/2019 (Quarta-feira)				Dia 25/01/2019 (Sexta-feira)			
	Mínimo	Médio	Máximo	Variação	Mínimo	Médio	Máximo	Variação
Sudeste	169,33	175,03	183,07	13,74	179,82	182,71	186,72	6,90
Sul	169,35	175,03	183,07	13,72	179,82	182,71	186,72	6,90
Nordeste	42,35	42,35	42,35	0	179,86	182,73	186,72	6,86
Norte	42,35	42,35	42,35	0	179,82	182,69	186,68	6,86

PLD Horário - COM rede								
Submercado	Dia 23/01/2019 (Quarta-feira)				Dia 25/01/2019 (Sexta-feira)			
	Mínimo	Médio	Máximo	Variação	Mínimo	Médio	Máximo	Variação
Sudeste	176,11	198,71	303,21	127,1	183,35	189,44	202,84	19,49
Sul	176,15	198,72	303,21	127,06	182,48	187,72	195,77	13,29
Nordeste	42,35	124,09	214,22	171,87	42,35	49,44	58,85	16,5
Norte	42,35	124,06	214,18	171,83	54,87	65,09	89,72	34,85

Tabela IX: Resumo contemplando o PLD horário (com e sem rede)

Assim, como exemplo de uma aplicação, destaca-se as usinas hidrelétricas reversíveis. Essas usinas poderão bombear a água a jusante para o reservatório a montante com um preço da energia mais barata em

horários nos quais o PLDh é mais baixo (ex.: Submercado SE/CO, dia 23/01/2019, PLDh (com rede) igual a R\$ 176,11/MWh) e turbinar essa água (vender a energia) nos horário de PLDh mais elevado (ex. PLDh (com rede) igual a R\$ 303,21/MWh), tendo um ganho no Mercado de Curto Prazo - MCP, no caso do exemplo apresentado, de R\$ 127,11/MWh (172%) na operação considerando essa variação horária.

Porém, para um contrato no qual um agente fica exposto ao mercado de curto prazo, a elevada variação diária nos preços pode inviabilizar suas operações, caso não tenha como precificar o risco de forma correta.

Outro ponto a se considerar será o impacto dessa nova metodologia nas etapas de contabilização na CCEE, as quais serão realizadas de forma horária, sendo: balanço energético, Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e a apuração do excedente financeiro e exposições (sendo que neste último caso, o tratamento continua de forma mensal).

Na CCEE os seguintes processos continuam com periodicidade mensal: contabilização e liquidação do MCP; garantias financeiras; penalidade de energia; desconto na TUSD/TUST; alocação de geração própria; apurações do mercado regulado (ACR); alocação de geração do livre para Ambiente Regulado; modulação de contratos (sendo que este, no ACL, é possível realizar modulação a qualquer tempo, respeitando os prazos limites); medição; sazonalização de garantia física e de contratos.

Outro impacto com a entrada no preço horário será um elevado aumento da energia transacionada no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE quando se utiliza essa metodologia de precificação. Segundo a CCEE, o MRE horário, utilizando dados de abril/2017, aumentou a energia transacionada em 988 MW médios e o fluxo financeiro entre os agentes em R\$ 8,5 milhões.

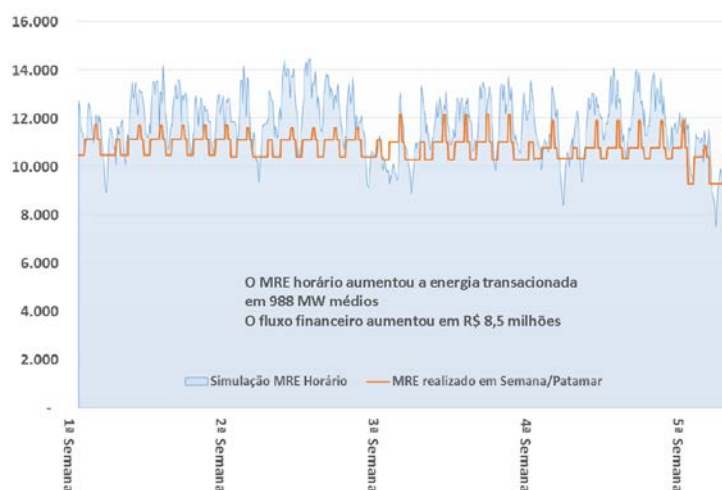


Figura 41: Simulação da energia transacionada no MRE abril/2017, considerando Preço Horário (Fonte: CCEE)

Por fim, ressalta-se que toda essa operação do preço horário envolve custos para as entidades do setor elétrico (principalmente para a CCEE e para o ONS) e para os agentes setoriais, os quais deverão adequar os seus sistemas computacionais e investir em capacitação de seus colaboradores para essa nova metodologia de precificação da energia elétrica (precificação horária).

Com relação aos encargos, espera-se uma redução devido à aproximação do PLD ao CVU das usinas despachadas durante as horas do dia. Por exemplo, considerando os encargos relativos ao mês de setembro/2018, observou-se uma redução de R\$ 1,9 milhões (25,24%) quando se adota o PLDh sem rede.

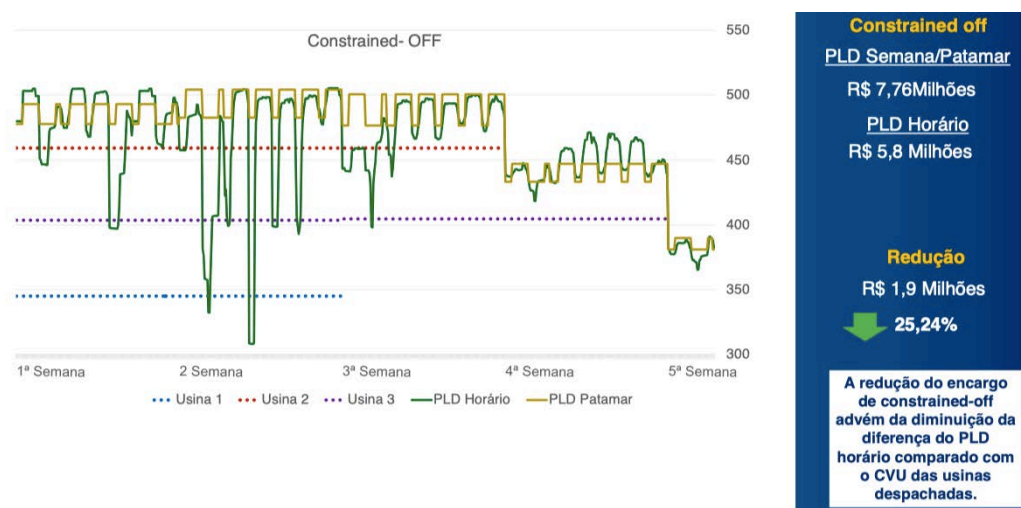


Figura 42: PLDh sem rede X PLD Semana/Patamar (setembro/2018)

Comparativo de encargos por constrained off (Fonte: CCEE)

A Figura 43 apresenta dados comparativos para o mês de outubro/2018 avaliando os encargos por constrained on, segurança energética e reserva operativa. Observa-se uma redução de R\$ 13 milhões (9,95%) dos encargos apurados para esse mês.



Figura 43: PLDh sem rede X PLD Semana/Patamar (outubro/2018)
Comparativo de encargos por constrained on, Segurança Energética e Reserva Operativa (Fonte: CCEE)

5.7 Pontos a serem avaliados para a entrada do PLDh no ano de 2020

Para uma melhor compreensão do processo administrativo que envolve alterações nos modelos computacionais, cabe ressaltar a Resolução nº 7, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE 07). Essa Resolução dispõe sobre as competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico, e dá outras providências.

No parágrafo 1º desse ato, é definido que as proposições e revisões relacionadas aos modelos computacionais propostas pela CPAMP, que devem entrar em vigor na primeira semana operativa do ano civil subsequente, devem ser aprovadas até o dia 31 de julho do ano em curso. Assim, as alterações relacionadas ao DESSEM (PLDh) devem ser aprovadas até 31 de julho de 2019, para serem implementadas em 1º de janeiro de 2020.

Importante avaliar que o modelo matemático seja capaz de representar, de maneira mais detalhada o possível, considerando a complexidade da realidade física do sistema. Não obstante essa propriedade, os algoritmos utilizados devem ser versáteis o suficiente para acomodar diferentes graus evolutivos do arcabouço regulatório aplicável.

Atualmente existem três pontos principais que necessitam de uma avaliação, tanto da CPAMP como dos agentes setoriais. Esses pontos são:

- i) Preço Horário dado despacho semi-horário: Tratamento de formação de preços em base horária e da apuração em base horária do despacho térmico, uma vez que o PLD é horário e o CMO é semi-horário;
- ii) Tratamento de decisões inteiras e custos a ela associados para precificação: tratamento de efeitos de decisões discretas de despacho incluindo rampa de subida e descida no acionamento das usinas termelétricas, na formação do PLD horário; e
- iii) Preços com rede elétrica completa (PLD com rede) ou apenas intercâmbios entre submercados (PLD sem rede): tratamento da rede elétrica através de modelo detalhado ou de representação por intercâmbios entre submercados, para efeitos da formação de preços

6. CONCLUSÃO

As mudanças na matriz de energia elétrica, com a inserção de fontes renováveis com elevada intermitência e custo variável próximo de zero, tem impactado a formação de preço nos mercados de curto prazo de energia elétrica.

Entre essas fontes se destacam as eólicas e as solares, tendo como características a difícil previsibilidade de geração de energia elétrica, pois estão diretamente associada ao clima, além de possuírem uma geração inflexível, com relevante variação horária. Essas características de geração exigem desenvolvimento de novos modelos de simulação do sistema elétrico, novos critérios de operação do parque gerador e importantes custos de provisão de reserva, ou “backup”.

Todas essas características criam custos associados que devem ser devidamente alocados de forma eficiente entre os agentes setoriais. Logo, observa-se que a formação de preço no Brasil por semana/patamar não aloca, de forma eficiente, esses custos que variam de forma horária, necessitando de um aprimoramento da precificação calculada pelos modelos computacionais brasileiros. Isso fez com que a discussão sobre a precificação horária da energia elétrica no Brasil, iniciada no final da década de 90 (aproximadamente 20 anos), fosse retomada.

Embora o custo marginal do funcionamento dessas usinas renováveis seja nulo (ou próximo disso), o custo de compensar sua falta é significativo e não está sendo alocado de forma adequada. Transparece de forma crescente nos ESS, no uso não programado dos reservatórios, na geração termelétrica intempestiva, no aumento da reserva girante e nas perturbações do fornecimento de energia elétrica.

Com o objetivo de aprimorar essa precificação, desde abril de 2018, o ONS e a CCEE estão trabalhando com o modelo DESSEM em um processo denominado "operação sombra". Essa operação tem como objetivo simular o cálculo do CMO e do despacho das usinas em intervalos semi-horários, e o cálculo do PLD em intervalos horários.

Com o objetivo de ampliar a discussão com o mercado de energia elétrica, a CPAMP, via CP 42/2017 do MME, disponibilizou um relatório contemplando diversas questões sobre a implantação do PLDh no MCP, permitindo que as diversas classes de agentes setoriais opinassem sobre essa relevante mudança metodológica de precificação e os seus rebatimentos do ponto de vista do planejamento, da operação e dos aspectos regulatórios.

Considerando dados do PLDh sombra e simulações realizadas pela CCEE, conclui-se que, na média, não há impactos significativos na contabilização do MCP com a adoção do PLDh.

Conclui-se também que para os consumidores livres estrito senso (demanda acima de 3000kW) não há impactos significativos com essa mudança de metodologia de precificação, visto que operam modulando seus contratos em função da carga, o que minimiza as suas exposições no MCP. Porém, para os consumidores especiais (demanda entre 500kW e 3000 kW) há impacto, o qual já estava previsto, pois, em regra, não modulam seus contratos de acordo com suas cargas na CCEE, optando por uma modulação "flat". Assim, sugere-se que esses consumidores especiais reavaliem a modulação de seus contratos na CCEE com o objetivo de reduzirem suas exposições no MCP, quando da entrada do PLDh.

A CCEE avaliou também os impactos por fonte de geração, considerando essas fontes como "merchant" (toda a geração sendo liquidada no MCP ao PLDh) e concluiu que, em regra, nenhuma fonte está sendo beneficiada com a mudança de metodologia (PLD semana/patamar para PLDh). Porém, no caso de geração termelétrica, essa avaliação precisa ser aprofundada, visto que há dados nessa análise relativos a geração por segurança energética ou segurança elétrica.

Com o objetivo de desdobrar a granularidade horária do preço (PLDh) na contabilização do MCP e auxiliar os agentes a identificar os impactos da alteração em suas contabilizações, a CCEE disponibilizou 3 tipos de contabilizações para os agentes, sendo: contabilização oficial (semana/patamar); contabilização com PLDh sem rede; contabilização PLDh com rede. Assim, os agentes, durante o período de operação sombra, poderão avaliar os impactos dessa nova metodologia nos seus atuais e futuros contratos.

Verifica-se que os valores de PLDh com rede indicam variações sistêmicas diárias, as quais não são verificadas na precificação de um PLD semana/patamar, o que poderia ser observado em todos os submercados no dia 23/01/2019, devido ao recorde de carga no SIN e as restrições devido às indisponibilidades da usina de Angra 2 e dos polos 1 e 3 do ELO CC Coletora Porto Velho / Araraquara II, o que limita em 50% o escoamento da energia das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau.

Ressalta-se que para a implantação do PLDh para o ano de 2020, a CPAMP deverá aprovar essas alterações até o dia 31/07/2019, sendo que estão em aberto as seguintes questões: i) preço horário dado despacho semi-horário; ii) tratamento de decisões inteiras e custos a ela associados para precificação; e iii) preços com rede elétrica completa (PLDh com rede) ou apenas intercâmbios entre submercados (PLD sem rede).

Importante avaliar que o modelo matemático a ser implementado seja capaz de representar, de maneira mais detalhada o possível, considerando a complexidade da realidade física do sistema. Não obstante essa propriedade, os algoritmos utilizados devem ser versáteis o suficiente para acomodar diferentes graus evolutivos do arcabouço regulatório aplicável.

Conclui-se que com o PLDh busca-se uma aproximação do despacho real, com alocação adequada de custos sistêmicos, uma precificação correta de fonte com variação de produção intradiária, precificação mais adequada de atributos de fontes (como geradores de partida rápida e usinas hidrelétricas reversíveis), além da criação de novos produtos, negócios e serviços, viabilizando sistemas de armazenamento, programas de resposta a demanda, entre outros, impactando o planejamento da matriz elétrica brasileira. Essas novas oportunidades relacionadas com o PLDh extrapolam o setor elétrico e tem potencial para atingir diversos outros segmentos da economia.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - "Boletim de Informações Gerenciais da Aneel". 2019. Disponível em WWW: < <http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>.

BRASIL, Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

BRASIL, Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

BRASIL, Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

BRASIL, Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

BRASIL, Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 495, de 10 de dezembro de 2018.

BRASIL, Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 290, de 3 de agosto de 2000.

BURGER, M. et al. A spot market for pricing derivatives in electricity markets. Quantitative finance, v. 4, n. 1, p. 109-122, 2004.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, novembro 2014. TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 62.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - "Preço Horário Sombra". 2019. Disponível em WWW: < <https://www.ccee.org.br>>.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - " Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética - Ciclo 2019 (2019-2023)". 2019. Disponível em WWW: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_643882&_afLoop=46329353788503&_adf.ctrl-state=134eh465u3_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_643882%26_afLoop%3D46329353788503%26_adf.ctrl-state%3D134eh465u3_5>.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – "Encontro sobre Preço Horário e Contabilização Sombra". Dezembro de 2018.

CEPEL, Manual do Usuário do Modelo DESSEM. 2018. Disponível em WWW: < http://www.cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/>.

European Union: EU Energy in Figures 2018, <http://ec.europa.eu>, 2018.

FGV ENERGIA - "Aprimoramento do Mecanismo de Precificação de Energia". 2017. Disponível em WWW: < https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/luciano_freire.pdf >.

LEITE, A., CASTRO, N., TIMPONI, R. Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil. Ensaios FEE, Porto Alegre, v. 34, n. 2, p. 647-668, dez. 2013. Classificação JEL: D40, Q41, L94.

MME – Ministério de Minas e Energia - "Boletim de Monitoramento do Setor Elétrico ". 2019. Disponível em WWW: <<http://www.mme.gov.br>>.

MME – Ministério de Minas e Energia – "Consulta Pública nº 42, de 2017: Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo". 2017. Disponível em WWW: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>>.

MOUNT, T. Market power and price volatility in restructured markets for electricity. Decision Support Systems, v. 30, n. 3, p. 311-325, 2001;

NEWBERY, D. Competition, contracts and entry in the electricity spot market. RAND Journal of Economics, Santa Monica, v. 29, n. 4, p. 726-749, 1998.

NEWBERY, D. Evolution of the British Electricity Market and the Role for the Role of Policy for the Low Carbon Future, em Sioshansi, Fereidoon, Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches, Academic Press, 2013.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico - <http://www.ons.org.br>.

ONS – "Plataforma da operação do PLDh sombra". Disponível em WWW: <<http://www.ons.org.br/ccee>>.

ONS – "Informativo Preliminar Diário da Operação" – Disponível em WWW: <<http://ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=ipdo>>

SILVA, E. L. Formação de preços em mercados de energia elétrica. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

STOFT, S. Power System Economics: Designing markets for electricity. IEEE/Wiley Inter-Science: Pistacaway, 2002.

KIM, S., KIM, Y., SHIN, J. The Korean Electricity Market: Stuck in Transition, em Sioshansi, Fereidoon, Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches, Academic Press, 2013.

WOLFRAM, C. Electricity markets: should the rest of the world adopt the UK reforms? Regulation, v. 22, n. 4, pp. 48-53, 1999.