FGV ENERGIA



BOLETIM

DESTAQUE

A evolução de um novo paradigma do setor de energia mundial e as possibilidades para o Brasil

OPINIÃO

Paulo César Fernandes Cunha
Por que o GSF virou pesadelo?

07

Julho | 2015

FGV ENERGIA

DIRETOR
Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral
Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Pesquisadores
Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Manuella Bessada Lion
Mônica Coelho Varejão
Patrícia Vargas de Oliveira
Rafael da Costa Nogueira
Renata Hamilton de Ruiz

Coordenação de Ensino e P&D
Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional
Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados
Ieda Gomes - Gas
Nelson Narciso - Oil & Gas
Paulo César Fernandes da Cunha

PRODUÇÃO

Coordenação e Diagramação
Simone C. Lecques de Magalhães

Esta edição está disponível para *download* no site da
FGV Energia – www.fgv.br/fgvenergia

Sumário

A evolução de um novo paradigma do setor de energia mundial e as possibilidades para o Brasil **3**

Opinião **9**
Por que o GSF virou pesadelo? 9

Petróleo **11**
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo 11
Derivados do Petróleo 10

Gás Natural **15**
Produção e Importação 15
Consumo 16
Preços 17

Setor Elétrico **19**

Mundo Físico
Disponibilidade 19
Oferta 19
Demanda 20
Intercâmbio de Energia Elétrica 21
Estoque 21

Mundo Contratual
Oferta 23
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) 24
Leilões 24
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD 25
Demanda 25
Tarifas de Energia Elétrica 27

Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas **28**

A evolução de um novo paradigma do setor de energia mundial e as possibilidades para o Brasil[1]

Um estudo desenvolvido pela Bloomberg (2015) estima que o crescimento da demanda por energia elétrica mundial até 2040 será liderado pelos países em desenvolvimento, exigindo fluxos de investimento na faixa de U$ 12 trilhões. A pesquisa mostra que as fontes renováveis responderão por cerca de dois terços deste montante, com participação expressiva da fonte de energia solar, que mostra um aumento de 206 GW de capacidade até 2040.

Na China, estima-se um aumento dos investimentos em capacidade de geração de energia elétrica da ordem de U$ 3,4 trilhões, sendo 70% puxado pelas fontes renováveis, fazendo com que a fonte solar atinja uma capacidade instalada de 1.077 GW em 2040 naquele país.

Apesar dos Estados Unidos não apresentarem o mesmo fluxo de investimentos do que os países da Ásia e Pacífico, o estudo estima que o país deva enfrentar uma transformação energética nos próximos anos, dada a recente revolução energética proporcionada pelo *boom* dos recursos não convencionais e a maturidade dos investimentos em fontes renováveis. Assim, no curto prazo, espera-se uma maior predominância do gás natural na matriz energética dos EUA - no longo prazo, no entanto, espera-se uma matriz cada vez mais limpa e diversificada, com os painéis fotovoltaicos respondendo por 40% (ou 461 GW) da capacidade instalada total nos EUA em 2040 (comparado comos 0,8% atuais). Com relação à Europa, o estudo da Bloomberg (2015) enfatiza que a geração solar de pequena escala irá liderar o aumento de capacidade, chegando a 652 GW em 2040. Neste contexto, o desenvolvimento da geração distribuída (GD) por fontes renováveis, principalmente no que se refere à geração fotovoltaica, passa a ganhar particular relevância no panorama energético global.

Os dados e as estimativas apresentados no estudo enfatizam a dicotomia entre segurança energética e sustentabilidade. Se, por um lado o crescimento da demanda costuma induzir um aumento do uso de combustíveis fósseis, favorecendo a segurança energética, por outro, a crescente necessidade de uma matriz energética mais limpa e sustentável, aumenta a presença de fontes renováveis - que apresentam diversas complicações para o atendimento da demanda de forma segura.

Sabendo-se que as fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, apresentam um grande desafio associado à sua intermitência, parte dos entraves para sua disseminação está relacionada ao avanço das tecnologias de armazenamento. Esses sistemas permitem aproveitar os momentos de excesso de geração de energia e armazená-la, para que seja utilizada em momentos de escassez - desse modo contribuindo para a aproximação de uma expansão energética simultaneamente segura e sustentável.

Atualmente é possível classificar os sistemas de armazenamento de energia em dois tipos: sistemas de larga escala e sistemas de pequena escala. Tipicamente, sistemas de larga escala englobam o *pumped-storage hydropower* (PSH), *compressed air energy storage* (CAES), *flywheels* e as tecnologias de hidrogênio, enquanto a pequena escala é unicamente representada pelas baterias químicas[1].

Com relação ao armazenamento de larga escala, eles costumam ser aplicados a sistemas centralizados, com redes elétricas bem desenvolvidas. Já as baterias, armazenamento de pequena escala, proporcionam benefícios no curto prazo, em áreas remotas e não atendidas pela rede, bem como para os agentes interessados em diversificar o seu uso energético, seja em veículos elétricos, seja em geração distribuída (GD) e intermitente.

Segundo IRENA (2015b), as tecnologias de

[1] Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getulio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Lavinia Hollanda, Felipe Gonçalves, Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe Figueiredo Muñoz, Manuella Bessada Lion, Monica Coelho Varejão, Patrícia Vargas de Oliveira, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

armazenamento nos sistemas globais somaram 143 GW de capacidade instalada até 2015. A grande maioria (99%) desta capacidade é composta por tecnologias de PSH (142 GW), sendo o restante (figura 1) composto por um mix de baterias (801 MW), CAES (440 MW) e *flywheels* (25 MW). Apesar desse cenário, os recentes avanços associados aos diferentes tipos de baterias, em especial as de lítio, indicam uma nova tendência para o setor.

No que tange à atuação industrial para o desenvolvimento das baterias, a super fábrica da Tesla em parceria com a Panasonic, também conhecida como "*Gigafactory*", estima um aumento de capacidade de armazenamento em 35 GWh até 2020. Já outras empresas concorrentes, como a Alevo[2] e BYD[3], apresentaram uma estimativa de aumento da capacidade de armazenamento na ordem de 16,2 GWh e 24 GWh, respectivamente (IRENA, 2015b).

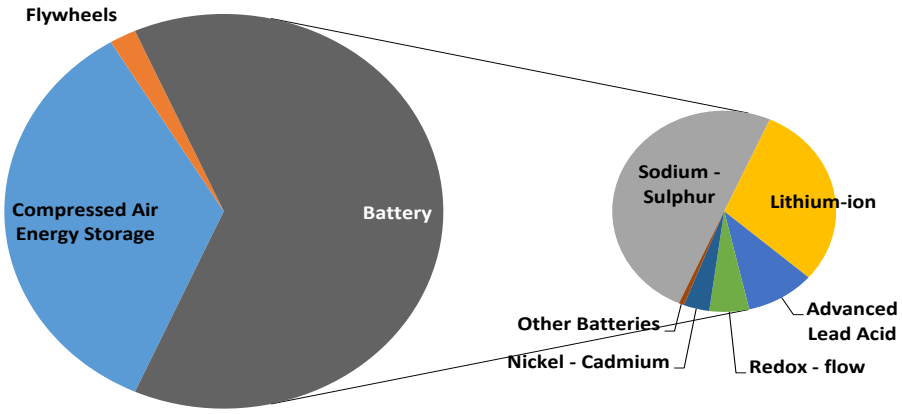
O mercado de armazenamento de energia, apesar de não ter apresentado ganhos de escala significativos nos últimos anos, apresentou, mais recentemente, importantes reduções de preços, muitas vezes associadas às inovações nas baterias de lítio-íon financiadas por grandes empreendedores e pelos investimentos públicos em projetos de pesquisa e desenvolvimento. A figura 2 retrata a recente redução de custos das baterias de lítio/íon. Dentre os diferentes tipos de baterias, esta representou o maior declínio de custo, passando de U$2.000/kWh em 2009 para aproximadamente U$700/kWh, contribuindo fortemente com a sua competitividade.

Devido à dificuldade de mensurar preços praticados no mercado internacional, a figura 2 mostra a avaliação de três diferentes instituições: *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), *Navigant Research* e *Energy Information Administration* (EIA).

Além da redução de custos, houve um importante aumento da capacidade instalada das baterias de lítio-íon entre 2012 e 2013/2014. A figura 3 mostra que essa forma de armazenar energia tem se tornado preferível às demais opções.

A estrutura da indústria associada ao desenvolvimento das baterias de lítio-íon é bem diversificada. Além da participação de *players* de pequeno porte, voltados para o avanço tecnológico da forma de tratamento do lítio-íon, encontram-se grandes corporações multinacionais. Entre os principais *players*[4], o estudo da

Figura 1: Capacidade Instalada dos Sistemas de Armazenamento – exceto Pumped Storage Hydropower (MW) em 2014

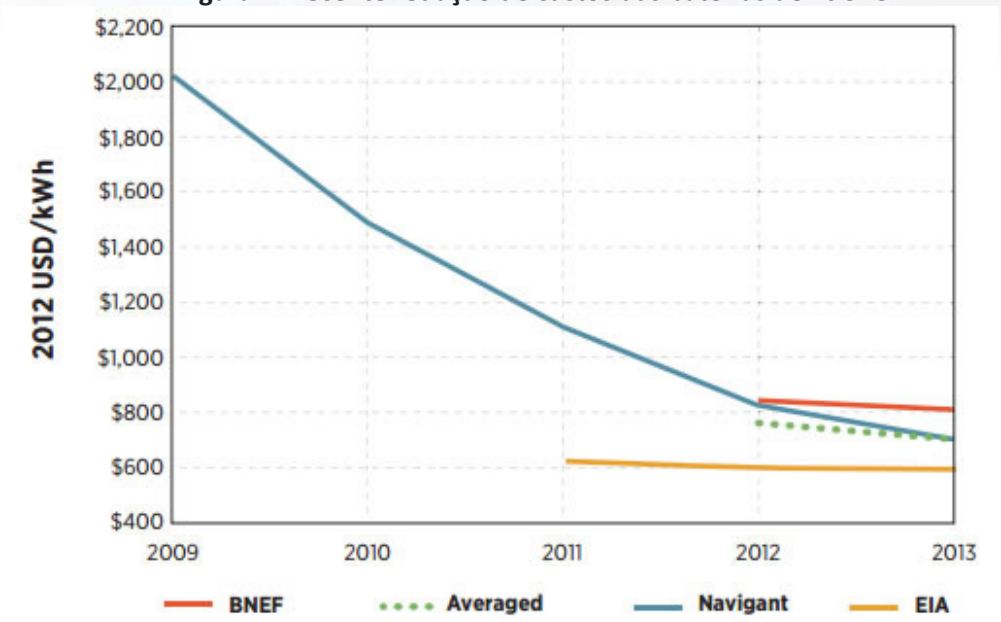


Fonte: Adaptado de IRENA, 2015b

[2] Alevo é uma companhia sediada na Suíça, fundada em 2009, com foco nas tecnologias de armazenamento.

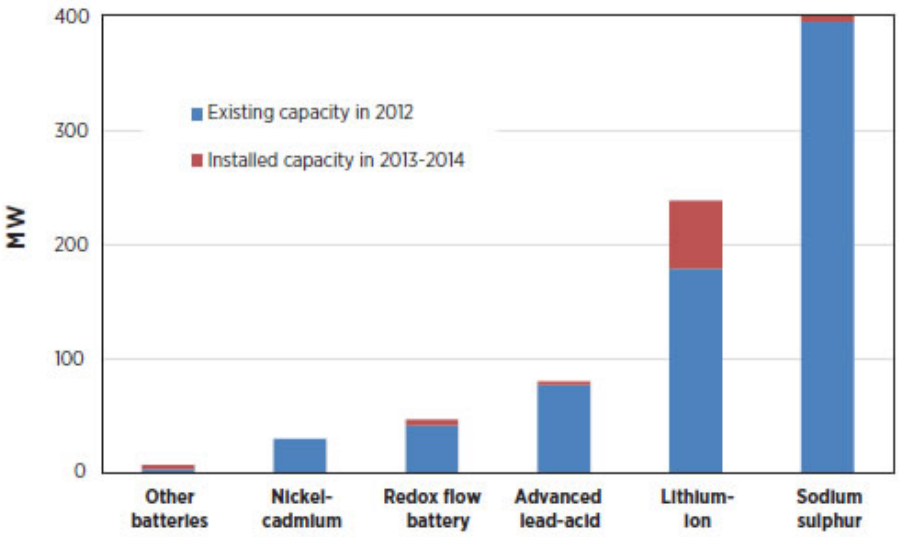
[3] BYD é a maior companhia de baterias recarregáveis do mundo, sediada na China e fundada em 1995.

Figura 2: Recente redução de custos das baterias de lítio-íon



Fonte: IRENA, 2015a

Figura 3: Aumento da capacidade instalada das baterias



Fonte: IRENA, 2015a

Navigant Research (2015) os separa de acordo com as suas estratégias e colocação no mercado – seguidores, concorrentes e líderes.

Além disso, esse mesmo estudo mostra que as companhias vêm adaptando os seus modelos de negócios para fazer frente às recentes reduções de custo e preço das baterias de lítio-íon. A redução de custos tem sido explicada pelos recentes aumentos na escala de produção, associados ao aumento da demanda e expansão da capacidade de armazenamento. Além disso, cabe ressaltar a competição entre companhias multinacionais, como Panasonic, Samsung SDS e LG Chemicals.

É importante observar também que o aumento da demanda pelos sistemas de armazenamento ocorre simultaneamente com a disseminação das fontes renováveis de energia nos mercados globais. A intermitência desse tipo de geração é um desafio importante a ser combatido, e a solução, conforme

[4] Leclanche, Amperex, Microvast, Electrovaya, Johnson Controls, Lishen, Sony, Saft, Hitachi, Toshiba, Panasonic, Kokam, BYD, Samsung SDI, LG Chem.

destacado anteriormente, está no avanço das tecnologias de estocagem. O desenvolvimento das fontes de GD incentiva o avanço das tecnologias de armazenamento e vice versa, gerando um círculo virtuoso para a proliferação de energias renováveis. O aumento da atividade industrial nos dois campos sinaliza um futuro com maior participação da geração descentralizada.

Além de exercer um papel fundamental no avanço da geração distribuída de fontes renováveis e intermitentes, a redução de custo das baterias interage diretamente com a dinâmica de penetração dos veículos elétricos no mercado.

De acordo com um estudo do *Electric Power Research Institute* (EPRI, 2012), até 2020 os custos das baterias PEV-10 passarão de U$740/kWh para U$667/kWh, as baterias PEV-40 passarão de U$ 525/kWh para U$364/kWh e as baterias PEV-70 irão de U$366/kWh para U$203/kWh[5].

A experiência de sucesso da Tesla, com redução de custos em baterias para veículos elétricos, levou ao lançamento, em abril de 2015, do Tesla *Powerwall*[6] e o *PowerPack* no mercado norte-americano. O lançamento desse novo produto no mercado mostra a intenção da empresa em alavancar o mercado de baterias, atingindo os consumidores residenciais, comerciais e industriais, que estejam interessados em produção de energia descentralizada e limpa. Hoje, após o sucesso de lançamento do *PowerPack,* novos concorrentes como a Daimler – Mercedes Benz começam a surgir com produtos semelhantes.
Em IRENA 2015b, é feito um estudo sobre os custos e a performance de três diferentes tipos de baterias para sistemas residenciais na Alemanha em 2012. Os resultados mostram que, naquele ano, a integração de uma bateria aos sistemas de geração solar, levava a um incremento de 0,4 – 0,6 euros/kWh aos custos totais da geração. Contudo, com os recentes avanços do setor, e com o lançamento do Tesla Powerwall, esse custo incremental à geração solar, pode se reduzir a 0,16 euros/kWh.

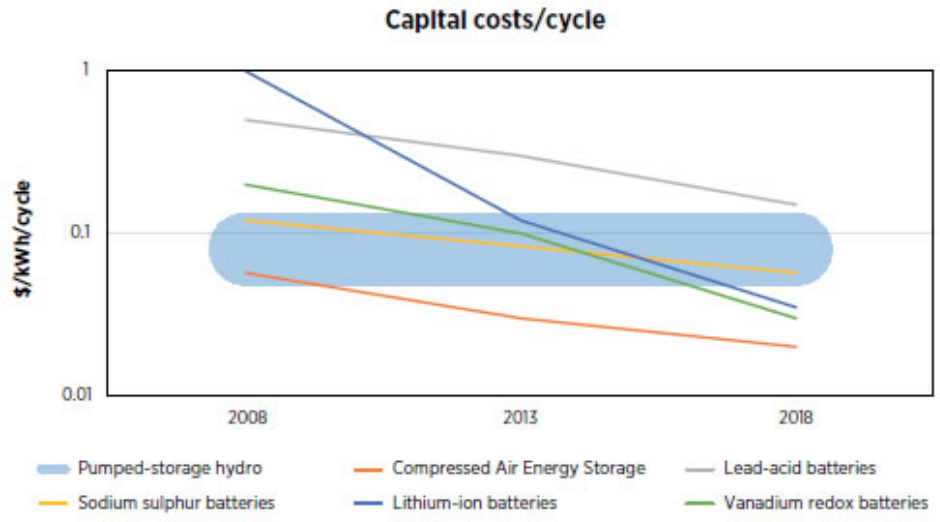
A recente redução de custos e a diferença entre os diferentes sistemas de armazenamento são demonstradas na figura 4. É possível observar que as baterias de lítio-íon ficam cada vez mais competitivas, impulsionando não só o setor de veículos elétricos, mas também as fontes renováveis descentralizadas e intermitentes em diferentes mercados globais.
O estudo mostra, portanto, que, se por um lado os sistemas de armazenamento apresentam historicamente uma trajetória de crescimento muito modesta, por outro os movimentos recentes de custo e preço indicam uma inserção mais acelerada no futuro próximo. Este cenário parece compatível com as projeções de avanço da geração distribuída associada a fontes renováveis e intermitentes.

No entanto, enquanto o mundo segue tendência favorável à geração distribuída e deposita grande expectativa na sua evolução nos países em desenvolvimento, o Brasil ainda pouco avança nesse tema. Apesar de possuir uma matriz elétrica limpa, graças às grandes fontes hidroelétricas centralizadas, o mundo da energia descentralizada ainda está muito distante do nosso país. A falta de um aparato regulatório consistente[7], de estruturação de uma metodologia de precificação adequada que reflita as externalidades positivas e os benefícios sociais dos sistemas de armazenamento, de um desenho de mercado, de atratividade econômica para os empreendedores e de acesso ao financiamento fazem com que a GD intermitente e limpa ainda seja uma realidade distante para o brasileiro.

Apesar de possuirmos uma matriz elétrica pouco carbono-intensiva, as recentes dificuldades de suprimento do setor elétrico e as elevadas emissões

[5] O PEV, ou *Plug in Electric Vehicle*, é o termo utilizado para os veículos elétricos, sendo o PEV-10, PEV-40 e PEV-70 utilizados para diferenciar o tipo da bateria.
[6] O preço de venda do *Tesla Powerwall* está na faixa de U$3.000 para um sistema de 7kWh e U$3.500 para 10kWh (TESLA MOTORS, 2015).
[7] O estado da Califórnia é um exemplo de sucesso do desenvolvimento de um aparato regulatório favorável à penetração das fontes renováveis e das tecnologias de armazenamento. Com a instalação de 2,4 GW de capacidade na geração solar e 23 MW de capacidade de

Figura 4: Custos dos Sistemas de Armazenamento de Eletricidade[8] (U$/kWh/ciclo)



Fonte: IRENA, 2015b

de CO2 do nosso sistema de transporte são problemas estruturais que poderiam ser enfrentados com a promoção da GD, de acordo com as macrotendências dos países que vêm se preparando para o futuro e que depositam grande expectativa na expansão das fontes renováveis em países em desenvolvimento.

Referências Bibliográficas

BLOOMBERG. New Energy Outlook 2015: Long Term projections of the global energy sector. Junho de 2015. Disponível em: https://www.bnef.com/dataview/new-energy-outlook/index.html. Acesso em: 29 jun. 2015

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. IEA. Technology Roadmap: Energy Storage. OECD, IEA. 2014. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergystorage.pdf. Acesso em: 02 jul. 2015

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. EPRI. Plug-in Electric Vehicle Lithium-Ion Battery Cost and Advance Battery Technologies Forecasts. 2012. Disponível em: http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001024094. Acesso em: 14 jul.2015

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. IRENA. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. Janeiro, 2015. 2015a. Disponível em: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf. Acesso em: 19 jul. 2015

Renewable and Electricity Storage: A Technology Roadmap for Remap 2030. Junho, 2015. 2015b. Disponível em: http://www.irena.org/menu/index.

[8] Apesar do Compressed Air Energy Storage (CAES) apresentar custo menor do que os diferentes tipos de baterias, ele apresenta uma limitação associada à escala, possuindo tipicamente uma capacidade de armazenamento entre 50 e 300 MW.

NAVIGANT RESEARCH. Navigant Research Leaderboard Report: Li-Ion Grid Storage. Assessment of Strategy and Execution for 15 Li-Ion Battery Manufacturers. 2015. Disponível em: http://www.navigantresearch.com/research/navigant-research-leaderboard-report-li-ion-grid-storage. Acesso em: 20 jun. 2015

TESLA MOTORS. Tesla Energy. Disponível em: http://www.teslamotors.com/presskit

OPINIÃO

Por que o GSF virou pesadelo? *

Paulo César Fernandes Cunha

Num sistema hidrotérmico com esmagadora predominância de geração hidrelétrica e alta capacidade de armazenamento, configuração do caso brasileiro quando da concepção das regras que hoje disciplinam seu funcionamento, o consagrado e virtuoso despacho onde cada usina é acionada mediante um comando centralizado resultante da otimização simulada dos custos globais se confirmava como a mais óbvia e adequada solução. Ela é capaz de em muito alavancar a capacidade de atendimento energético do parque gerador, principalmente em razão da diversidade entre os regimes hidrológicos das várias bacias. Considerando, entretanto, que esses geradores teriam sua energia vendida no longo prazo com entregas em quantidades predeterminadas, a abstenção de cada um deles em decidir autonomamente quanto a sua produção, apesar das imensas vantagens sistêmicas, poderia expô-los a riscos, pois as diferenças entre suas obrigações contratuais e as respectivas produções, sobre as quais não teriam controle, passariam a ser liquidadas no mercado de curto prazo, sujeitas a sua larga volatilidade.

Concebido para, através do compartilhamento das produções individuais, permitir aos geradores hidráulicos a mitigação dos riscos hidrológicos decorrentes da operação centralizada, o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE ao longo do tempo permitiu o adequado funcionamento do sistema. Esse mecanismo mensalmente rateia entre as usinas a somatória da energia produzida pelo conjunto na proporção da Garantia Física[1] de cada uma. Importante parâmetro do mecanismo veio a ser o GSF – Generation Scaling Factor, acrônimo em língua inglesa para o fator que mede em base mensal a razão entre a energia produzida pelo conjunto dos geradores do MRE e a soma das garantias físicas dos mesmos. O GSF revela em cada mês quanta energia, expressa em percentual da Garantia Física, será alocada a cada usina. Dessa forma, quando a totalidade da energia produzida pelo conjunto é superior à soma das Garantias Físicas das mesmas o GSF é maior que 100% e consequentemente a energia alocada a cada usina é superior à sua respectiva Garantia Física na proporção do GSF. Em contrário senso o GSF é inferior a 100% e a energia alocada é inferior à respectiva Garantia Física na mesma proporção.

As expectativas da variação do GSF ao longo do tempo balizaram as estratégias de contratação das geradoras, que sempre visaram a maximizar a venda no longo prazo da energia correspondente às respectivas Garantias Físicas, reservando um percentual descontratado a ser liquidado no mercado de curto prazo. Esse percentual proporcionava uma autoproteção contra situações onde GSF mais baixos, que reduzem os montantes alocados de energia, poderiam expor os geradores aos preços de curto prazo, eventualmente elevados.

Importantes transformações no perfil do parque gerador brasileiro afetaram a predominância hidrelétrica, amplificando a magnitude das oscilações dos GSF. A renúncia na construção de novos reservatórios em decorrência da forte oposição a esses arranjos de geração, notadamente nos processos de licenciamento, progressivamente reduziram a capacidade de regularização hidrelétrica do sistema. O aumento da participação térmica na expansão da oferta de energia, o crescimento relativo da fonte eólica, além do advento da Energia de Reserva vieram deslocar a produção hidrelétrica, com repercussões para o referido fator.

Um equivocado estímulo aos consumos domésticos de energia associado a uma severa estiagem nos últimos dois anos, bem como a posterior reticência em sinalizar claramente para sociedade a necessidade de redução no uso da energia elétrica levaram ao profundo deplecionamento dos reservatórios. Políticas operativas tais como o despacho térmico em regime contínuo, mesmo fora da ordem de mérito econômico, foram adotadas no intuito de garantir a segurança do abastecimento e evitar o colapso dos reservatórios, cujas consequências costumam ser desastrosas. Observe-se que a expansão do parque gerador em passado recente

* Este texto não deve ser citado como representando a opinião da Fundação Getulio Vargas (FGV). A opinião expressa neste trabalho é exclusivamente do autor.

[1] A Garantia Física do sistema representa a máxima quantidade de energia possível de ser suprida em condição permanente a um dado critério de garantia de suprimento. Ela é rateada entre todos os empreendimentos de geração. A Garantia Física respectiva de cada usina corresponde ao limite de energia que ela está autorizada a comercializar através de contratos.

tinha agregado significativo volume de usinas térmicas com elevados custos operativos.

Referidas mutações estruturais associadas à desfavorável conjuntura trouxeram a inevitável necessidade de reter água e, portanto reduzir a geração do conjunto das usinas participantes do MRE. Desse contexto resultaram valores de GSF atipicamente baixos que levaram a, durante um período extraordinariamente longo e ainda sem perspectiva de reversão, uma alocação reduzida de energia aos referidos geradores. Considerando os níveis de contratação históricos dos geradores, compatíveis com as condições do sistema à época das respectivas decisões, a redução na alocação da energia disponível para os geradores do MRE levou seus integrantes a inusitada exposição no mercado de curto prazo, cujos preços têm oscilado nas proximidades do máximo regulatório.

Independentemente das vultosas despesas incorridos no acionamento em regime contínuo de um parque térmico de altos custos operacionais, optou-se por não promover uma redução compulsória da carga, na forma de um racionamento. Essa opção teria aliviado as repercussões econômicas do GSF para os geradores, uma vez que associadamente à redução da carga, também seriam reduzidos os contratos de venda de energia, aliviando assim as obrigações desses agentes.

Estimam-se em cerca de R$ 20 bilhões anuais os impactos do GSF para as geradoras do MRE. Constatam-se ainda as limitações na capacidade dos mesmos em absorver a magnitude desses prejuízos ao tempo em que se discutem os limites de responsabilidade sobre eles. O recente início de judicialização do tema, com repercussões imediatas nas operações do mercado de energia evidencia essa grave percepção.

É senso comum que o Mecanismo de Realocação de Energia, concebido para a mitigação de riscos hidrológicos, não é capaz de manejar a totalidade dos riscos trazidos ao segmento da geração pelas adotadas políticas públicas. O risco sistêmico representado pelos prejuízos já acumulados, bem com as projeções para déficits vindouros exigem uma solução extraordinária para superar o impasse no curto prazo. Independentemente da futura recomposição dos reservatórios, em benefício de excelência de operação interligada, será necessária uma reavaliação do instrumento MRE, face às novas configurações do sistema.

O equacionamento do problema enfrenta enormes dificuldades. Constata-se a exaustão tanto da capacidade do Tesouro quanto das famílias para financiarem a regularização no curto prazo através de dotações orçamentárias ou das tarifas. Por sua vez o sistema financeiro, desde a crise de liquidez das distribuidoras, detém elevada exposição ao setor elétrico, o que dificulta a concessão de novos empréstimos. Independentemente das referidas dificuldades, o imbróglio do GSF deverá ser solucionado sob pena de inviabilizar o mercado brasileiro de energia.

Instrumentalizar saídas para mais uma crise aguda exige dos agentes e do Governo uma disposição para o diálogo que, de forma positiva, recentemente voltou-se a observar. Independentemente do produto da Audiência Pública instituída pelo Regulador com o objetivo de obter subsídios para a discussão do GSF, há grande expectativa quanto às interações entre o Governo e diversos órgãos, associações e agentes setoriais, no intuito de construir alternativas. Dadas às restrições, é inevitável que as soluções possíveis venham a considerar algum diferimento no tempo, bem como a eventual partilha de parcelas das perdas entre os agentes. Evidencia-se, entretanto a necessidade de um olhar sistêmico e integrador para os arranjos institucionais do setor. É preciso restaurar sua coerência interna, que foi afetada desde a edição das medidas que trataram da renovação das concessões de geração, seguidas por desarticuladas intervenções pontuais que tencionavam corrigir seus feitos colaterais. Não há espaço para improvisos voluntaristas ou seguimento em trajetórias que agravem perdas ou amplifiquem desnecessariamente os riscos na indústria da eletricidade no Brasil.

Paulo César Fernandes da Cunha

Consultor Especializado

Mestre em Regulação da Indústria da Energia pela Universidade Salvador. Engenheiro Eletricista e Bacharel em Direito pela Universidade Federal da Bahia. Consultor independente.

Petróleo

Patrícia Vargas

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de maio apresentou aumento de 4,11% da produção em relação ao mês anterior e aumento de 10,17% em relação ao mesmo mês do ano passado. A produção diária de petróleo em maio foi de 2.412 mil barris, 0,7% superior à produção de abril de 2.394 mil bbl/dia (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em maio foi de aproximadamente 25, sendo 8,4% da produção óleo leve (>=31°API), 58,4% óleo médio (>=22 API e <31 API) e 33,22% óleo pesado (<22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em maio foram Roncador (9,98Mmbbl), Lula (9,26Mmbbl), Marlim (5,82Mmbbl), Jubarte (5,79Mmbbl) e Sapinhoá (5,73Mmbbl), todos da Petrobras. Em abril de 2015 Sapinhoá ocupava a quarta posição e Jubarte a quinta. Além da Petrobras, os campos de Peregrino da Statoil (12º maior produtor) Argonauta da Shell (14º), Frade da Chevron (16º) e Ostra da Shell (20º) produziram respectivamente 1,6 Mmbbl, 1,2 Mmbbl, 0,8 Mmbbl e 0,5Mmbbl.

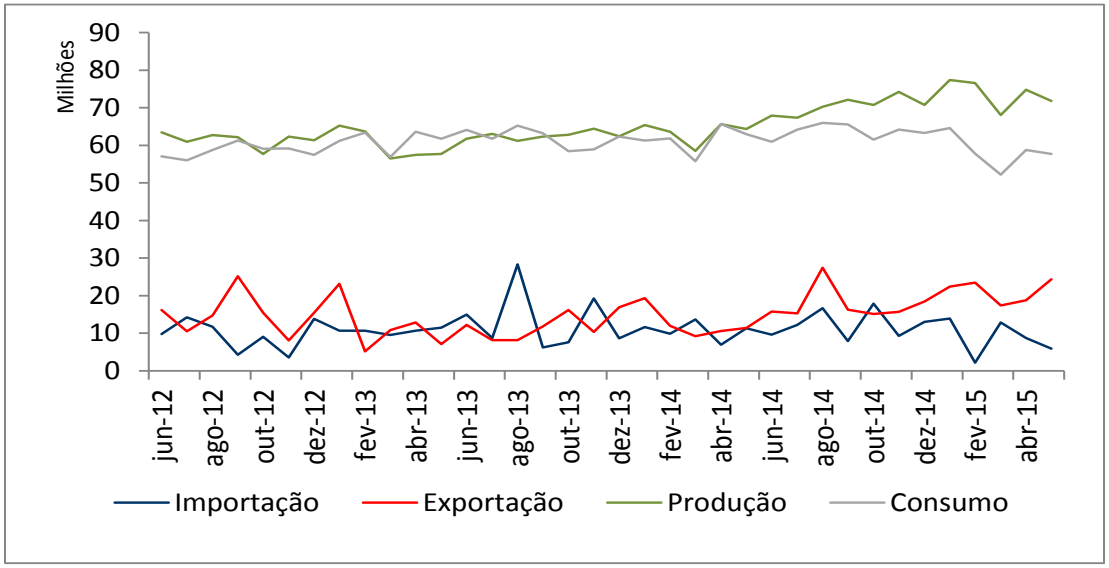
O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado nas refinarias nacionais elevou em maio. Na comparação com o mesmo mês de 2014, o consumo aumentou em 1,83%. A redução no consumo foi acompanhada pelo aumento das importações no mês. Elas foram 17,31% maiores que abril, porém 28,35% inferiores na comparação anual. A produção de petróleo se elevou em 4,11% maio e em 10,17% na comparação anual. Esse contexto se refletiu na redução das exportações em 3,45% em maio e crescimento de 49,21% em relação a maio de 2014 (Gráfico 2.1).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendência 12 meses	abr-15	mai-14
Produção	74.775.055	4,11%	10,17%		71.825.546	67.870.550
Consumo Interno	62.044.480	7,46%	1,83%		57.739.801	60.930.556
Importação	6.890.858	17,31%	-28,35%		5.874.174	9.617.415
Exportação	23.477.240	-3,45%	49,21%		24.317.378	15.734.458

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



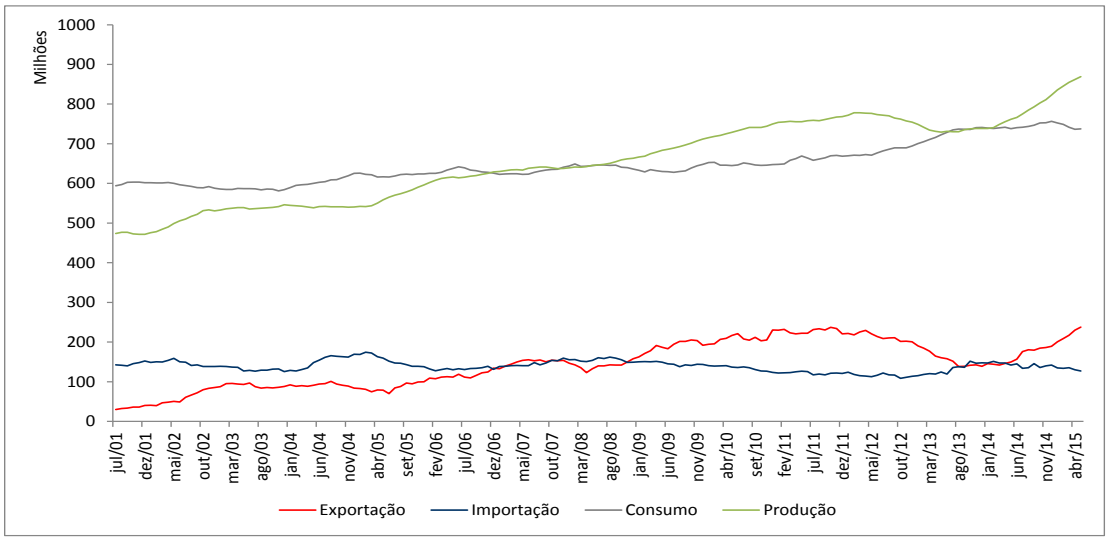
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, a produção e as exportações mostram tendência de elevação. Já as importações e o consumo mantiveram praticamente no mesmo patamar (Gráfico 2.2).

A produção acumulada dos últimos 12 meses foi de 869 milhões de barris até maio e as exportações atingiram 238 milhões de barris. O consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 737 milhões e as importações ficaram em 127 milhões de barris.

O aumento da produção verificada nos mês de maio para o Brasil é refletida principalmente pelos resultados do estado do Rio de Janeiro e do Espirito Santo, que apresentaram, respectivamente, aumento de 8,32% e 8,39% em relação ao mês anterior. Esses estados são relevante, pois em termos absolutos contribuíram com 90% do aumento da produção nacional. Apenas o estado do Maranhão e Sergipe (offshore) tiveram produção inferior em maio de 2015 (Tabela 2.2).

Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril)

UF	Localização	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendência 12 meses	abr-15	mai-14
AL	Onshore	133.699	5,84%	-0,58%		126.317	134.484
	Offshore	8.781	10,34%	-0,90%		7.958	8.860
AM	Onshore	805.432	2,87%	-8,02%		782.959	875.696
BA	Onshore	1.231.015	3,95%	-8,26%		1.184.256	1.341.912
	Offshore	20.013	5,24%	-48,23%		19.017	38.658
CE	Onshore	40.017	4,92%	34,33%		38.139	29.791
	Offshore	184.550	4,03%	-6,76%		177.396	197.921
ES	Onshore	422.694	3,06%	-7,51%		410.154	457.000
	Offshore	11.402.785	12,99%	8,39%		10.091.709	10.520.434
MA	Onshore	255	-33,44%	-94,30%		383	4.471
RJ	Offshore	49.798.489	2,80%	8,32%		48.442.738	45.973.474
RN	Onshore	1.546.189	4,40%	-1,70%		1.481.058	1.572.948
	Offshore	231.150	2,66%	10,93%		225.167	208.378
SP	Offshore	7.851.902	1,39%	51,08%		7.744.481	5.197.282
SE	Onshore	812.168	0,60%	-6,72%		807.307	870.688
	Offshore	285.915	-0,21%	-34,80%		286.506	438.553
Total		74.775.055	4,11%	10,17%		71.825.546	67.870.550

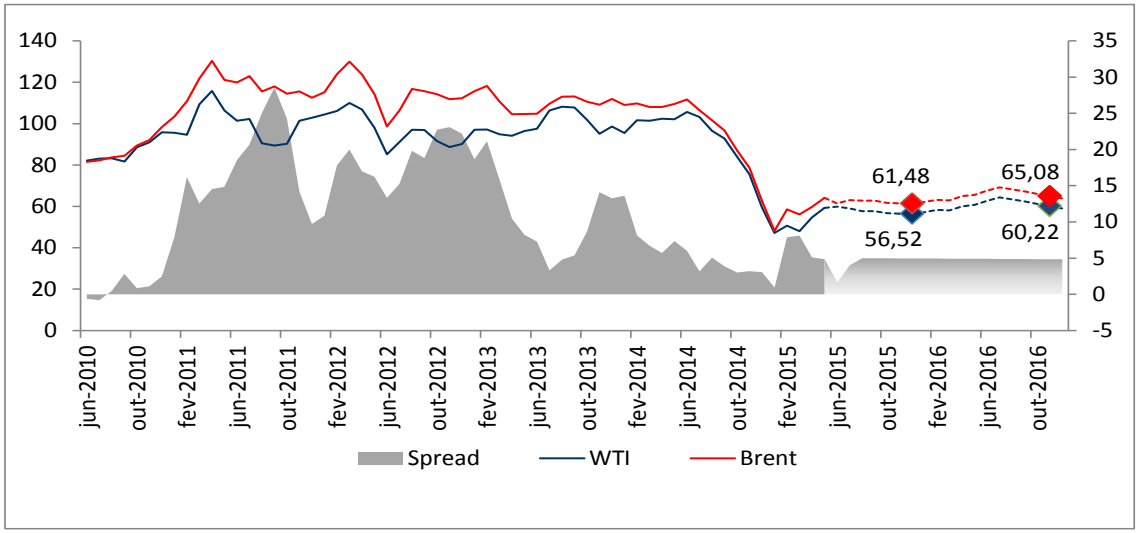
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O preço do petróleo Brent se reduziu em junho US$2,6/bbl, chegando a U$S61,4/bbl. O preço do petróleo WTI teve uma ligeira elevação de US$0,5/bbl em relação à média de maio, chegando a US$59,82/bbl em junho. Vários fatores contribuíram para a redução do petróleo Brent.

O aumento dos preços do petróleo WTI se deve ao o ritmo de produção das refinarias dos Estados Unidos e interrupções da produção de petróleo no Canadá que pressionaram os preços. No caso do Brent, segundo a EIA (U.S. Energy Information Administration), a decisão pelo "não" em relação ao programa econômico na Grécia, as preocupações quanto ao baixo crescimento da China e elevação das exportações de petróleo do Irã, bem como o aumento do estoque global de petróleo e outros líquidos, resultaram em queda do preço.

De acordo com a EIA, os contratos futuros para um mês de óleo Brent estavam a US$62,01/bbl no dia primeiro de julho, uma queda de US$2,87/bbl desde o dia primeiro de junho. No caso do WTI, os preços se reduziram em US$3,24/bbl, chegando a US$56,96/bbl no dia 1 de julho (Gráfico 2.3).

Gráfico 2.3 : Preço Real e Projeção ($/Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Derivados do Petróleo

O consumo de todos os derivados, à exceção do diesel, foi maior em maio em relação a abril. Na comparação anual, todos os combustíveis apresentaram queda no consumo. No que diz respeito à produção apenas do óleo combustível, este apresentou valor inferior ao mês anterior.

As importações de gasolina, GLP e óleo combustível foram menores em maio. Na comparação anual, apenas o GLP apresentou queda nas importações. As exportações de gasolina e óleo combustível se elevaram consideravelmente na comparação mensal e anual (Tabela 2.3).

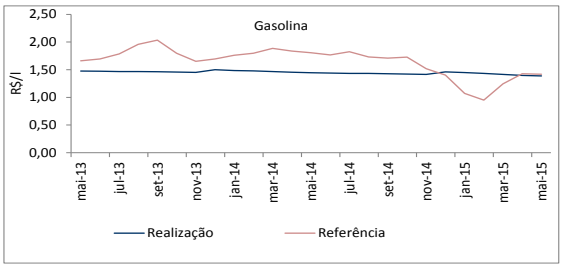
Os preços da gasolina, diesel, GLP e óleo combustível na refinaria continuam no mesmo patamar de abril de 2015. No mês de maio a diferença entre os preços domésticos e internacionais de gasolina continuou praticamente nula e reduziu para o caso do diesel e do óleo combustível. A diferença entre os preços de GLP industrial e residencial, e o preço de referência internacional se manteve no mesmo patamar (Gráfico 2.4).

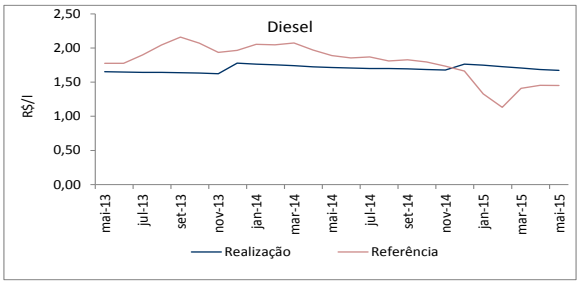
Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

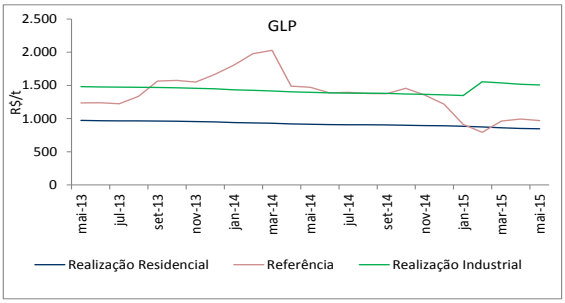
Combustível	Agregado	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendência 12 meses	abr-15	mai-14
Gasolina	Produção	14.327.694	12,93%	-6,24%		12.687.554	15.281.114
	Consumo	15.834.385	0,18%	-9,69%		15.806.191	17.532.557
	Importação	1.807.594	-22,22%	0,58%		2.324.085	1.797.153
	Exportação	184.109	19175,09%	310,36%		955	44.865
Diesel	Produção	27.849.453	11,27%	11,27%		25.027.910	25.027.910
	Consumo	27.107.897	-2,21%	-11,60%		27.721.226	30.664.915
	Importação	27.849.453	11,27%	10,64%		25.027.910	25.170.899
	Exportação	0	-	-100,00%		0	662.591
GLP	Produção	3.930.972	7,22%	-6,80%		3.666.389	4.217.611
	Consumo	6.917.595	0,80%	-5,52%		6.862.414	7.321.958
	Importação	437.205	-73,00%	-70,45%		1.619.058	1.479.759
QAV	Produção	2.981.376	5,70%	-7,53%		2.820.633	3.224.106
	Consumo	3.824.621	2,69%	-1,45%		3.724.306	3.880.855
	Importação	1.260.905	81,23%	444,25%		695.730	231.676
	Exportação	0	-	-		0	6.832
Óleo Combustível	Produção	8.175.041	-0,23%	2,17%		8.194.109	8.001.205
	Consumo	2.454.470	0,05%	-22,60%		2.453.148	3.171.304
	Importação	175.897	-49,08%	-		345.432	303.222
	Exportação	3.490.671	106,90%	85,71%		1.687.123	1.879.653

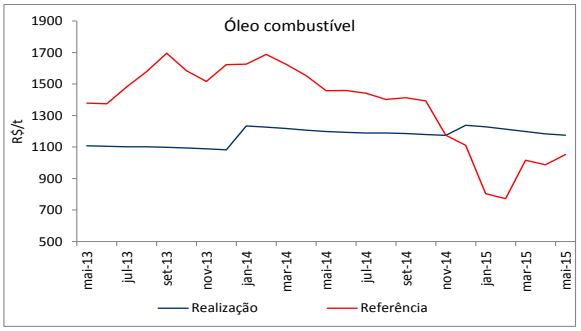
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.4: Preço real dos combustíveis[1] X Referência internacional (R$/l)









Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA.
Deflator: IPCA.

[1] Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência do óleo combustível referem-se à cotação do final do mês e não incluem custo de internação.

Gás Natural

Camilo Poppe

Produção e Importação

O mês de abril trouxe queda da produção nacional de gás que registrou 94,34 MMm³/dia em média. A produção disponível ao mercado, também em queda, caiu 6,44% equivalente a -3,3 MMm³/dia na oferta de gás nacional ao mercado. Com menor demanda termoelétrica, houve redução de 1,33% do consumo de gás no país, chegando a 103,7 MMm³/dia, um recuo de 1,04 MMm³/dia com relação ao ultimo mês. Diante da necessidade de equilibrar a queda da produção disponível, as importações de gás subiram 4,88% no mês, chegando a 55,7 MMm³/dia.

No período de doze meses, o mês de abril operou em níveis ligeiramente superiores ao mesmo mês do ano passado, com destaque para a produção nacional que aumentou 13,85% no período.

No gráfico 3.1 podemos observar ligeira queda no consumo do mês de abril e um maior afastamento entre a produção nacional e a produção disponível ao mercado. Até o mês de abril, o ano de 2015 parece operar em patamares semelhantes aos de 2014.

Na tabela 3.2 apresentamos um detalhamento da produção indisponível, diferença entre a produção nacional (bruta) e a produção disponível ao mercado (líquida). Com alta de 9,10% no mês, a reinjeção de gás registrou recorde histórico. Também houve aumento de 1,66% no consumo interno em E&P, equilibrado em parte pela redução de 3,43% na queima de gás no mês.

No mês de abril, devido à queda de -1,28 MMm³/dia na produção nacional e aumento de 1,99 MMm³/dia das reinjeções, a produção disponível ao mercado registrou queda de -3,3 MMm³/dia entre março e abril.

Com relação ao mês de abril do ano passado, houve aumento de 56,66% nas reinjeções de gás, aumento de 10,75%, 45,27% e 26,35% no consumo em E&P, consumo no transporte e armazenamento e na absorção em UPGN's respectivamente. Consequentemente, a produção indisponível ao mercado registou alta de 29,32% no período, atingindo um valor de 46,44 MMm³/dia.

A relação entre produção disponível e produção nacional registou mínimo anual, caindo 10,35% com relação a abril de 2014. Atualmente, a produção disponível ao mercado representa 51% do volume total produzido nacionalmente.

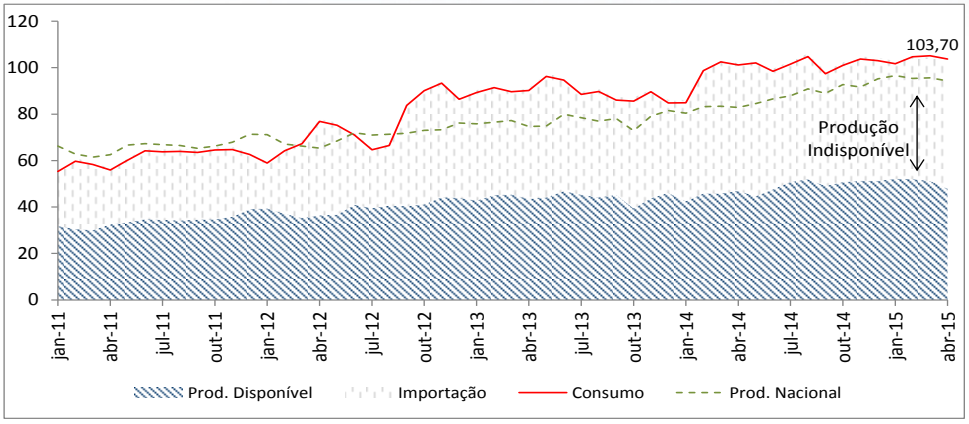
Com queda da produção disponível superior ao recuo do consumo, no mês de abril houve aumento das importações de gás para suprir a demanda do setor. Puxada pelo aumento de 18,73% na regaseificação de GNL que atingiu uma média de 23,33 MMm³/dia, as importações totais sofreram alta de 4,88% no mês. No entanto, as importações por gasoduto, provenientes da Bolívia e da Argentina registraram queda de -1,09 MMm³/dia e -0,75 MMm³/dia, respectivamente.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	mar/14 - mar/15	mar-15	abr-14
Produção Nacional	94,34	-1,34%	13,85%		95,62	82,86
Prod. Disponível	47,91	-6,44%	2,07%		51,21	46,94
Importação	55,7	4,88%	1,22%		53,11	55,03
Consumo	103,7	-1,33%	2,49%		105,1	101,18

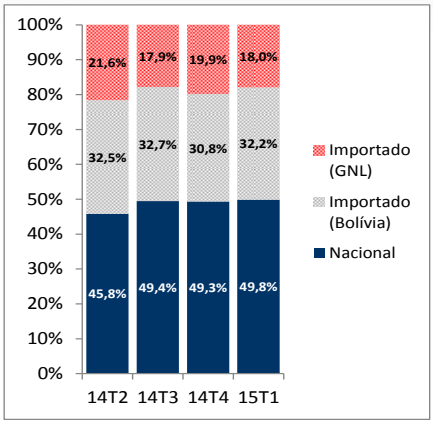
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.1: Oferta e Consumo (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.2: Composição da oferta



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	mar/14 - mar/15	mar-15	abr-14
Prod. Nacional		94,34	**-1,34%**	13,85%		95,62	82,86
Produção Indisponível	Reinjeção	23,86	9,10%	56,66%		21,87	15,23
	Queima	3,66	**-3,43%**	**-21,12%**		3,79	4,64
	Consumo interno em E&P	12,26	1,66%	10,75%		12,06	11,07
	Consumo em Transporte e Armazenamento	2,92	1,74%	45,27%		2,87	2,01
	Absorção em UPGN's	3,74	**-2,09%**	26,35%		3,82	2,96
	Subtotal	46,44	4,57%	29,32%		44,41	35,91
Prod. Disponível		**47,91**	**-6,44%**	2,07%		**51,21**	**46,94**
Prod. Disponível/Prod. Nacional		51%	**-5,17%**	**-10,35%**		54%	57%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	mar-15	mar-15/fev-14	mar-15/mar-14	mar/14 - mar/15	fev-15	mar-14
Bolívia	33,46	0,66%	0,21%		33,24	33,39
GNL	19,65	1,34%	**-17,16%**		19,39	23,72
Total	53,11	0,91%	**-7,00%**		52,63	57,11

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Consumo

O consumo total de gás, movido pelo desempenho de seus dois principais mercados consumidores, registrou queda de 1,33% no mês de abril. A redução do despacho termoelétrico no mês fez com que o consumo com geração de energia elétrica (GEE) caísse 3,39% chegando a 49,24 MMm³/dia em média. Por sua vez, o segmento industrial registrou leve aumento de 0,20%, com 45,27 MMm³/dia em média, sem no entanto conseguir reverter a queda do consumo causada pelo setor elétrico.

No mesmo período, o mercado automotivo também registrou queda de 1,84% com relação ao mês anterior, chegando a 4,80 MMm³/dia. Os demais mercados

consumidores de gás apresentaram alta no mês, com destaque para o segmento residencial que subiu 29,11%, registrando 1,02 MMm³/dia em média.

No comparativo anual, o consumo manteve patamar ligeiramente superior ao do mês de abril do ultimo ano, atuando com 2,49% de aumento total e registrando 103,70 MMm³/dia em média. No ano, o consumo industrial e de GEE sofreram variação semelhante e registraram alta de 2,98% e 2,73% respectivamente.

No gráfico 3.3 podemos observar o comportamento dos mercados consumidores industrial e de GEE, principais consumidores de gás natural no Brasil. Já no gráfico 3.4 observamos os demais segmentos consumidores, dentre eles, o setor automotivo e de cogeração vem apresentando tendência de queda, enquanto os setores comercial e residencial tendem a apresentar ligeiras altas.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	mar/14 - mar/15	mar-15	abr-14
Industrial	45,27	0,20%	2,98%		45,18	43,96
Automotivo	4,80	**-1,84%**	**-2,83%**		4,89	4,94
Residencial	1,02	29,11%	2,00%		0,79	1,00
Comercial	0,80	3,90%	3,90%		0,77	0,77
GEE	49,24	**-3,39%**	2,73%		50,97	47,93
Co-geração	2,52	2,44%	**-0,40%**		2,46	2,53
Total	103,70	**-1,33%**	2,49%		105,10	101,18

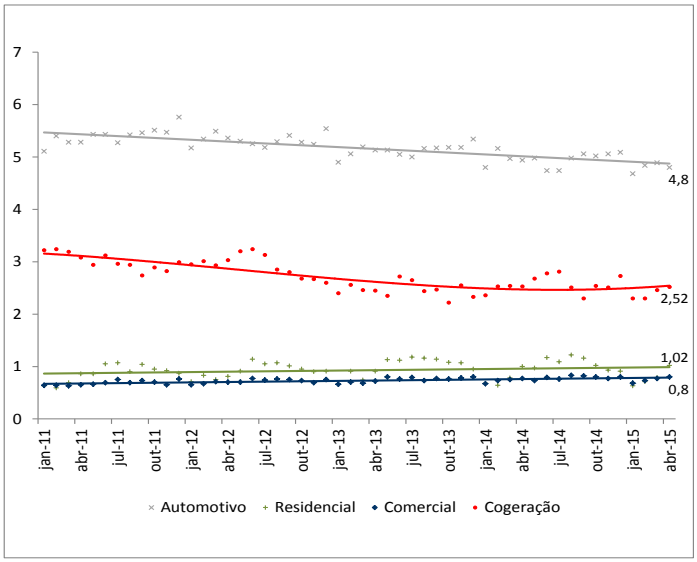
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.3: Consumo de GN na Indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Gráfico 3.4: Tendências dos consumidores com menor participação (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Preços

O mês de abril retomou a tendência de queda dos preços nacionais e internacionais. No cenário nacional houve queda de 21,05% no preço do gás, sem desconto, no citygate. Essa queda traduziu-se em redução de 13,98% no preço com desconto que chegou a 6,43 US$/MMBTU. Para o consumidor industrial, houve redução de 13,86%, chegando a 11,29 US$/MMBTU para consumidores acima de 50.000m³/dia. Apenas as térmicas inscritas no

PPT perceberam um ligeiro aumento de 0,29% no preço do gás com relação ao mês anterior, comercializado a 4,03 US$/MMBTU.

Os preços nacionais registram no mês de abril valores mínimos no período de doze meses, operando em nível aproximadamente 30% inferior ao mesmo mês do ano passado.

No cenário internacional, os preços também sofreram quedas expressivas, com destaque para o preço no Japão. O preço do GNL importado pelo país sofreu queda de 28,70% no mês de abril, uma diferença de -4,11 US$/MMBTU. Assim como os preços de gás veiculados na Europa e no Henry Hub, o preço do gás no Japão registrou valor mínimo na serie de doze meses e acompanha as quedas do Brent registradas no inicio do ano.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBTU)

		abr-15	abr-15/mar-15	abr-15/abr-14	mar/14 - mar/15	mar-15	abr-14
Henry Hub		2,58	-7,89%	-44,64%		2,80	4,66
Europa		7,42	-10,28%	-31,17%		8,27	10,78
Japão		10,22	-28,70%	-39,48%		14,33	16,89
PPT *		4,03	0,29%	-20,05%		4,02	5,04
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate Sem desconto	8,80	-21,05%	-36,74%		11,15	13,92
	No City Gate Com desconto	6,43	-13,98%	-30,35%		7,47	9,23
	2.000 m³/dia **	14,13	-13,86%	-31,64%		16,41	20,68
	20.000 m³/dia **	11,75	-13,85%	-31,11%		13,63	17,05
	50.000 m³/dia **	11,29	-13,86%	-31,15%		13,10	16,39

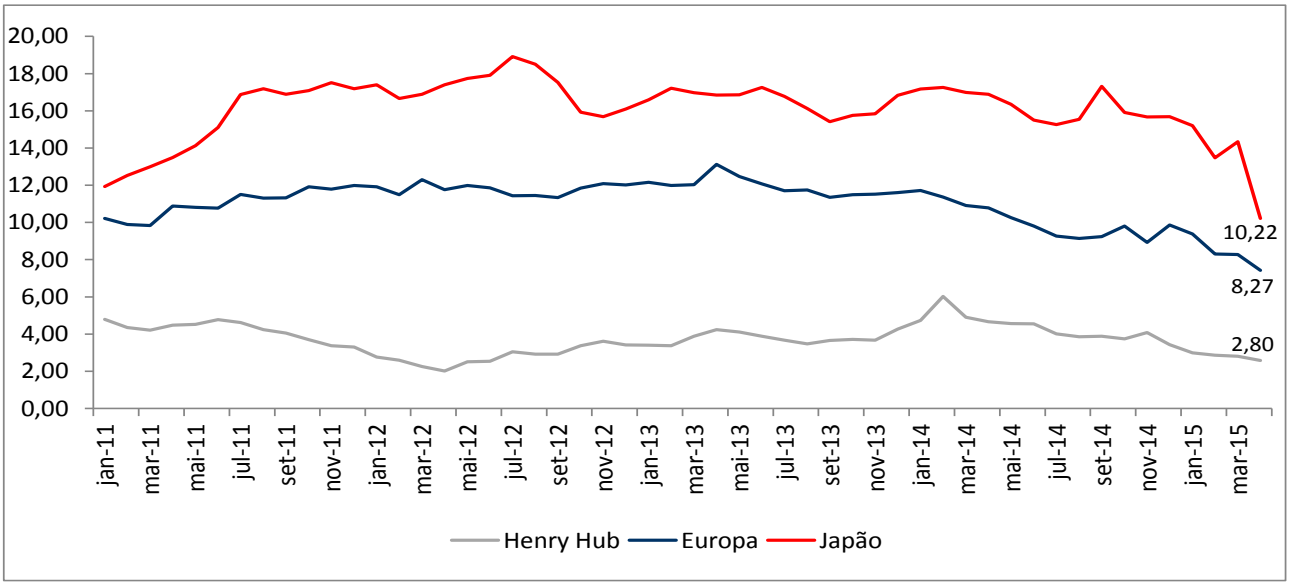
* não inclui impostos.

** preços c/ impostos em US$/MMBTU.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME & Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Gráfico 3.5: Preços Internacionais (em US$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Moreno
Manuella Lion
Renata Ruiz

Mundo Físico

Disponibilidade

Como esperado, por estarmos no período seco das bacias das regiões SE, NE e N, houve queda da disponibilidade hídrica, representada pela Energia Natural Afluente – ENA, nessas regiões, de 23,79%, 41,59% e 54,31%, respectivamente, comparando o mês de análise com o mês anterior (Tabela 4.1). Já na região S, por esta não apresentar tendências definidas em seu regime hidrológico, houve crescimento de 103,58%, ainda no mesmo período de análise. Cabe destacar que o regime de chuvas da região S alcançou bons resultados, 138,25% da Média de Longo Termo – MLT. Com isso, o resultado total de ENA no Sistema Interligado Nacional – SIN decresceu 15,71%. Na comparação anual, as regiões SE e S, reduziram 11,85% e 66,99%, respectivamente. Os dados de ENA da região S para junho de 2014 foram expressivos, alcançando 41.590 MWmed, 423,27% acima da MLT daquele mês. Ainda, as regiões NE e N cresceram 26,05% e 26,12%, respectivamente. No entanto, o resultado de ENA no SIN decresceu 39,65%, muito influenciado pelos resultados de S em junho do ano passado.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluente-ENA e a Relação com as Respectivas MLTs (MWmed)

	jun-15		jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15		jun-14	
SE	23.068,16	90,35%	-23,79%	-11,85%		30.271,00	99,19%	26.169,73	102,22%
S	13.729,61	138,25%	103,58%	-66,99%		6.744,00	76,68%	41.589,87	423,27%
NE	2.572,21	53,31%	-41,59%	26,05%		4.404,00	59,93%	2.040,60	42,16%
N	5.275,31	80,46%	-54,31%	26,12%		11.545,00	79,67%	4.182,87	88,29%
Total	44.645,29	-	-15,71%	-39,65%		52.964,00	-	73.983,07	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

Com a queda de ENA total (Tabela 4.1) e com a priorização de recuperação dos reservatórios do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a Tabela 4.2 mostra que a geração através da fonte hidráulica foi reduzida em 5,65%, na comparação mês a mês. A geração térmica e eólica cresceram 6,27% e 12,78%, respectivamente. No entanto, a geração do SIN apresentou queda de 2,02%. Em junho deste ano em relação ao mesmo mês do ano passado, a geração hidráulica também obteve decrescimento, 6,62%. Térmica e eólica aumentaram 1,39% e expressivos 204,26%, respectivamente.

Tabela 4.2: Geração de Energia Despachada por Subsistema e por Tipo (MWmed)

		jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
SE/CO	Hidráulica	14.671,97	-6,37%	8,64%		15.670,43	13.505,42
	Nuclear	1.366,53	-9,20%	-29,28%		1.504,94	1.932,44
	Térmica	7.160,64	0,44%	7,59%		7.129,47	6.655,39
	Total	23.199,14	-4,55%	5,01%		24.304,84	22.093,25
S	Hidráulica	7.533,53	35,96%	-34,51%		5.540,98	11.503,32
	Térmica	1.461,36	-15,49%	21,77%		1.729,12	1.200,06
	Eólica	396,33	14,72%	155,66%		345,49	155,02
	Total	9.391,22	23,32%	-26,96%		7.615,59	12.858,40
NE	Hidráulica	2.773,37	-18,03%	-15,58%		3.383,35	3.285,20
	Térmica	3.446,32	22,37%	1,51%		2.816,34	3.394,97
	Eólica	1.753,91	12,36%	217,92%		1.561,04	551,68
	Total	7.973,60	2,74%	10,26%		7.760,73	7.231,85
N	Hidráulica	5.684,94	-30,90%	28,06%		8.226,89	4.439,21
	Térmica	2.126,31	45,32%	-1,78%		1.463,20	2.164,80
	Total	7.811,25	-19,39%	18,28%		9.690,09	6.604,01
Itaipu		8.175,92	-2,02%	-7,72%		8.344,64	8.860,34
Total	Hidráulica	38.839,73	-5,65%	-6,62%		41.166,29	41.593,49
	Térmica	15.561,16	6,27%	1,39%		14.643,07	15.347,66
	Eólica	2.150,24	12,78%	204,26%		1.906,53	706,70
Total		56.551,13	-2,02%	-1,90%		57.715,89	57.647,85

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Demanda

A carga de energia em todos os subsistemas decresceu. SE/CO 2,26%, S 0,87%, NE 3,05% e N 0,72%, no mês de junho deste em relação ao mês anterior, tendo uma redução total de 2,02%, (Tabela 4.3). Segundo o Boletim de Carga de Junho/15 do ONS, o comportamento da carga do SIN reflete, sobretudo, o baixo desempenho da indústria, além da redução no nível de atividade do setor de comércio e serviços. Adicionalmente, a elevação das tarifas de energia elétrica vem se refletindo nos padrões de consumo de energia, contribuindo para a redução da carga dos subsistemas SE/CO e S onde o impacto dos aumentos tarifários tem sido maior. Desta forma, a redução de SE/CO e S foram, respectivamente, 4,51% e 2,29%, na comparação anual. No entanto, NE e N cresceram a carga, 6,32% e 2,05%, respectivamente, ainda no mesmo período de análise.

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
SE/CO	32.365,68	-2,26%	-4,51%		33.113,84	33.896,03
S	9.590,84	-0,87%	-2,29%		9.674,85	9.815,61
NE	9.510,51	-3,05%	6,32%		9.809,70	8.945,26
N	5.083,39	-0,72%	2,05%		5.120,49	4.981,10
Total	56.550,42	-2,02%	-1,89%		57.718,88	57.638,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

[1] Disponível em: http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-JUN-2015_preliminar.pdf

Intercâmbio de Energia Elétrica

No mês de análise, o subsistema SE/CO continuou exportando energia para S, porém, diminuiu 90,26%, como mostra a Tabela 4.4, devido ao bom desempenho do regime hidrológico de S neste mês. SE/CO também exportou 229 MWmed para NE, com aumento de 13,75%. O subsistema N exportou 1.308 MWmed de energia para NE, reduzindo 29,21%, e 1.420 MWmed para SE/CO, reduzindo 47,83%, ainda no mesmo período de análise. Assim, no mês de junho deste ano, o subsistema N foi o maior exportador de energia dentre os subsistemas do SIN e o NE o maior importador.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
S - SE/CO	-200,33	90,26%	-106,58%		-2.056,57	3.042,68
Internacional - S	0,00	-100,00%	-		-0,01	0,00
N - NE	1.307,86	-29,21%	2,96%		1.847,60	1.270,31
N - SE/CO	1.420,00	-47,83%	297,55%		2.722,00	357,19
SE/CO - NE	229,05	13,75%	-48,18%		201,37	441,97

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	jun-15		jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15		jun-14	
SE/CO	74.043,00	36,12%	0,23%	-1,12%		73.870,00	36,03%	74.881,00	36,33%
S	12.719,00	63,67%	67,25%	-30,50%		7.605,00	38,07%	18.300,00	94,75%
NE	13.142,00	25,34%	-6,00%	-31,66%		13.981,00	26,96%	19.231,00	36,56%
N	11.917,00	80,46%	-2,50%	-12,31%		12.222,00	82,52%	13.590,00	91,64%
Total	111.821,00	38,34%	3,85%	-11,25%		107.678,00	36,92%	126.002,00	43,02%

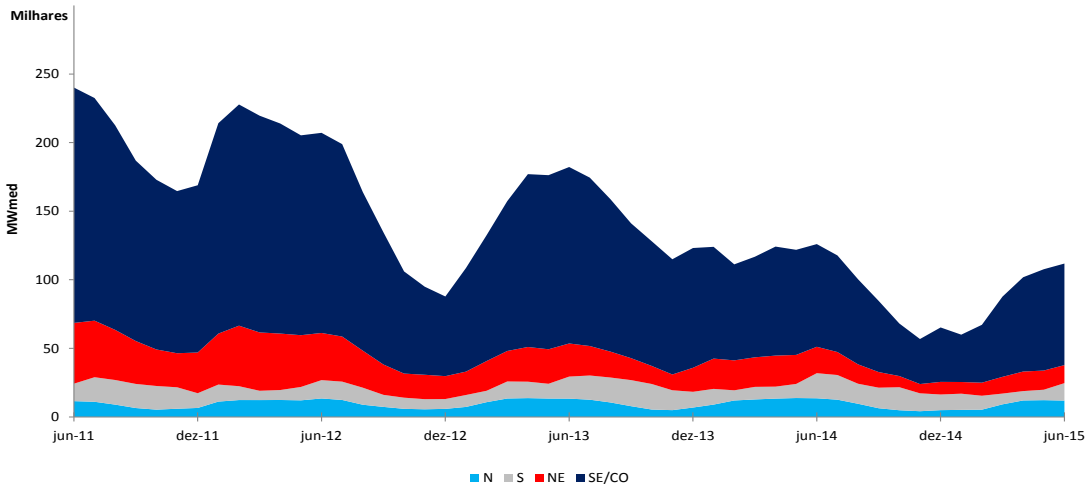
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Devido ao bom desempenho hidrológico do subsistema S (Tabela 4.1), à exportação de energia do SE/CO para S (Tabela 4.4) e à queda na carga de energia também de S (Tabela 4.3), a Energia Armazenada – EAR (Tabela 4.5) nesse subsistema apresentou recuperação de 67,25% no mês de análise em relação ao mês anterior, alcançando 63,27% do volume de seus reservatórios. Houve recuperação marginal, também, dos reservatórios do subsistema SE/CO, 0,23%, o qual apresenta o maior potencial de armazenamento de energia do SIN. Os subsistemas NE e N reduziram a EAR 6,00% e 2,50%, respectivamente. No entanto, na comparação anual, todos os subsistemas apresentaram queda na EAR, resultando em um total de 11,25% de redução, mostrando que ainda precisamos continuar com a recuperação dos reservatórios do SIN. O Gráfico 4.1 apresenta os valores de EAR desde jun/2011.

O indicador Meses Equivalentes de Abastecimento – MEA é interessante sobre o ponto de vista de se analisar o quanto de energia ainda temos nos reservatórios do SIN, porém, em quantidade de meses, e é calculado pela razão da EAR pela carga de energia do mês vigente. O resultado total de MEA aumentou 5,99%, na comparação mensal, como mostra a Tabela 4.6. No entanto, em junho do passado apresentávamos um resultado de

MEA total maior que junho deste ano, sendo reduzido 9,55%. No Gráfico 4.2 podemos acompanhar o histórico de MEA, percebendo que desde 2011 o indicador vem decaindo.

Gráfico 4.1: Histórico de Energia Armazenada-EAR (MWmed)



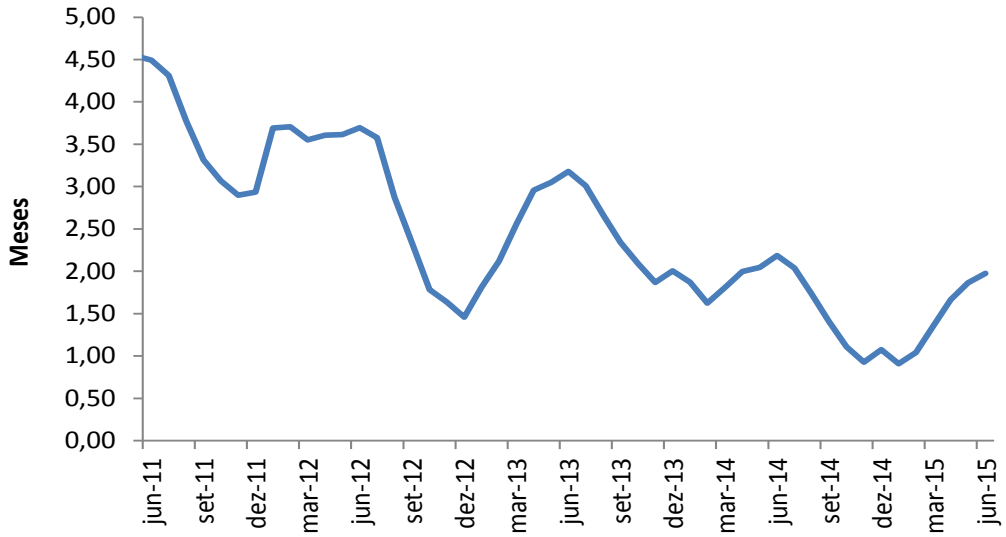
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Tabela 4.6: Meses Equivalentes de Abastecimento-MEA(Meses)

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
SE/CO	2,29	2,55%	3,56%		2,23	2,21
S	1,33	68,71%	-28,87%		0,79	1,86
NE	1,38	-3,04%	-35,72%		1,43	2,15
N	2,34	-1,78%	-14,08%		2,39	2,73
Total	1,98	5,99%	-9,55%		1,87	2,19

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.2: Histórico de MEA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Mundo Contratual

Oferta

Tabela 4.7: Geração Total por Fonte (MWmed)[2]

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendências 12 meses	abr-15	mai-14
Hidráulica > 30MW	37.989,53	-5,74%	-4,19%		40.301,51	39.649,28
Térmica a Gás	7.307,22	-1,76%	-4,68%		7.438,36	7.666,07
Térmica a Óleo	1.869,07	-3,57%	-6,49%		1.938,17	1.998,74
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	478,92	-6,67%	-13,35%		513,12	552,73
Térmica a Carvão Mineral	1.546,47	-12,58%	-13,12%		1.769,00	1.779,96
Térmica Nuclear	1.382,74	-24,97%	-19,61%		1.843,01	1.720,05
Total Térmica Convencional	12.584,42	-6,79%	-8,26%		13.501,66	13.717,55
Total Convencional	50.573,95	-6,00%	-5,23%		53.803,17	53.366,83
Eólica	2.029,97	53,10%	176,32%		1.325,92	734,64
Hidráulica CGH	75,97	2,53%	8,94%		74,10	69,74
Hidráulica PCH	2.468,22	-1,95%	6,60%		2.517,29	2.315,51
Térmica a Biomassa	3.108,13	46,47%	2,60%		2.121,96	3.029,29
Total Alternativa	7.682,28	27,21%	24,93%		6.039,26	6.149,17
Térmica - Outros[1]	450,16	44,44%	51,53%		311,67	297,09
Total	58.706,39	-2,41%	-1,85%		60.154,10	59.813,09

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

A geração total de energia no mês de maio de 2015 caiu 2,41%, se comparada com o mês anterior, e 1,85% se comparada com maio de 2014, provavelmente influenciada pela queda no consumo em todas as classes (Tabela 4.10).

Todos os tipos de geração convencional tiveram queda em maio de 2015, o que resultou numa redução na geração convencional total de 6,00% e 5,23% com relação a abril de 2015 e maio de 2014, respectivamente. Foi o menor valor registrado para essas fontes no último ano.

Tal fato foi influenciado, principalmente, pela redução na geração hidráulica de grande porte, que caiu mais de 2.300 MWmed em um mês, o que representa uma redução de 5,74% para esse tipo de geração. Também houve queda de 1,95% da geração por PCHs no mês de análise com relação ao mês anterior, mas houve um aumento anual deste tipo de geração de 6,60%. A geração por CGHs também aumentou 2,53% mensalmente e 8,94% anualmente.

Também contribui para a redução das fontes convencionais o fato de que a usina de Angra 1 esteve desligada entre 7 de maio e 5 de julho para manutenção programada e reabastecimento. Como esta usina representa aproximadamente 1/3 da capacidade instalada nuclear do Brasil, houve uma queda considerável neste tipo de geração no período analisado, de 24,97% e 19,61% com relação a abril de 2015 e maio de 2014, respectivamente.

Enquanto a participação das fontes convencionais de energia cai continuamente desde fevereiro de 2015, as fontes alternativas vêm ganhando mais destaque. Com crescimento de quase 1.650 MWmed em maio com relação a abril de 2015, equivalente a 27,21%, as alternativas atingiram sua maior geração dos últimos 12 meses.

A geração eólica teve aumento mensal de 53,10% e anual de 176,32%, indicando um fortalecimento dessa fonte no país. A capacidade instalada dessa fonte atingiu 6,2GW neste mês, 78% a mais do que em maio do ano passado. A geração térmica a biomassa também apresentou um aumento mensal considerável, de 46,47%, em função do final da entressafra da cana de açúcar, conforme previsto na edição anterior.

[2] Térmica – Outros incluem térmica solar, fotovoltaica, térmicas a reação exotérmica e outros tipos de geração não convencionais.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Em maio de 2015, a energia média gerada no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) caiu 4,11% com relação ao mesmo mês do ano anterior. Já a garantia física das usinas participantes do MRE somou 49.117 MWmed, significando um aumento de 10,5% frente a maio de 2014.

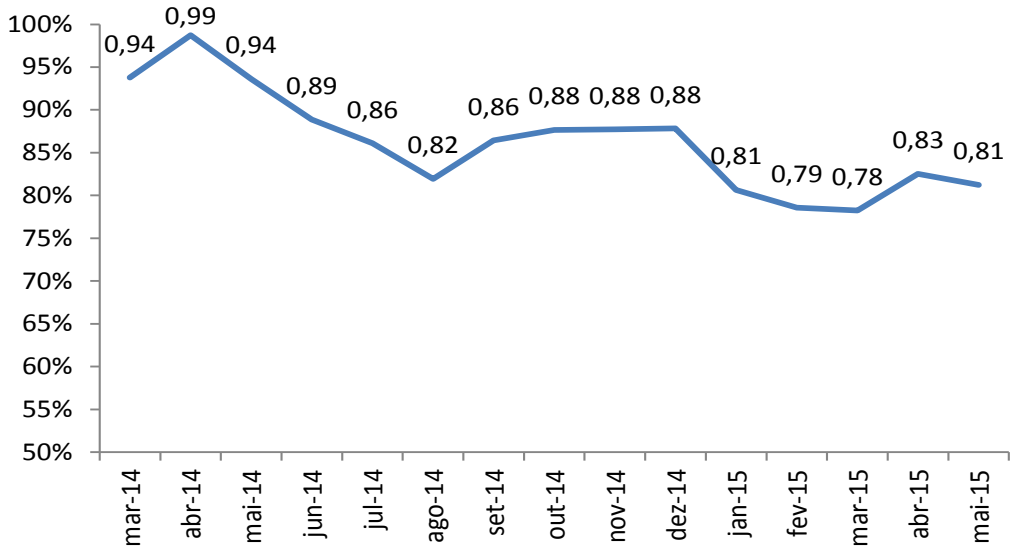
Com isso, a razão entre a geração e a garantia física das usinas hidrelétricas participantes do MRE voltou a cair, chegando em 81,2% em maio de 2015. Mesmo após a breve recuperação do déficit no mês de abril, as hidrelétricas continuam gerando abaixo dos seus contratos, comprometendo ainda mais a situação financeira das geradoras, que já acumula um déficit na ordem de R$20 bilhões (MELLO, 2015)[3].

Tabela 4.8: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendências 12 meses	abr-15	mai-14
Energia Gerada (MW med)	39.899,46	-5,55%	-4,11%		42.245,15	41.609,36
Garantia Física (MW med)	49.117,64	-4,06%	10,50%		51.197,82	44.451,05
Geração/Garantia Física	0,812	-1,55%	-13,22%		0,825	0,936

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Gráfico 4.3: Geração/Garantia Física no MRE



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Leilões

O 3º Leilão de Energia de Reserva de 2015, que visava contratar novos empreendimentos de geração de térmicas a gás natural com conexão no submercado SE/CO, estava inicialmente previsto para 15 de junho. Acabou acontecendo apenas no dia 03 de julho, mas não teve propostas qualificadas para a última fase.

O Leilão de Transmissão de Energia Elétrica nº 007/2015 foi realizado no dia 17 de julho, visando à concessão de empreendimentos de transmissão, incluindo a

[3] MELLO, J (2015), "Geradoras ficam expostas em R$ 1,4 bi no mercado spot." Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE. Disponível em: http://www.apine.com.br/site/zpublisher/materias/Noticias.asp?id=19503 . Acesso em: 20 jul. 2015

construção, operação e manutenção das linhas que irão escoar a energia da Usina Hidrelétrica de Belo Monte. A usina está sendo construída no Pará, e a eletricidade deve ser transmitida para o Rio de Janeiro, passando por Tocantins, Goiás e Minas através de linhas de transmissão com mais de 2.500km de extensão. O lote foi arrematado pela chinesa State Grid, que apresentou uma proposta com deságio de 19% sobre a Receita Anual Permitida (RAP) máxima, que foi de R$1,2 bilhão.

Foi publicado no Diário Oficial da União em 20 de julho o edital do Leilão de Transmissão de Energia Elétrica nº 001/2015. Este leilão está previsto para acontecer em 26/08. Serão licitados 11 lotes de novos empreendimentos de transmissão localizados em 13 estados de todas as regiões do país com previsão para entrada de operação em 2018 e 2019.

No dia 21 de julho, foi aprovado pela ANEEL o edital do Leilão A-3 de 2015, previsto para acontecer no dia 21/08. Serão contratados novos empreendimentos de geração de fonte hidrelétrica, eólica, termelétrica a biomassa ou a gás natural, com início de suprimento em janeiro de 2018. O preço inicial será de R$ 218/MWh para as térmicas, R$ 184/MWh para eólicas e R$ 216/MWh para hidrelétricas.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Em junho de 2015, o PLD atingiu o patamar de R$ 372,73 / MWh em todos os submercados. No SE/CO, S e NE este resultado representou uma queda de 4,5% frente ao mês anterior, explicada, especialmente, pela queda na carga prevista para o Sudeste e a verificação de níveis de armazenamento superiores aos previstos anteriormente.

Já no submercado Norte, houve alta de 169,66% frente ao mês anterior, explicada pelo início do período seco na região, que indica uma equalização dos preços entre os submercados.

Tabela 4.9: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R$/MWh)

	jun-15	jun-15/mai-15	jun-15/jun-14	Tendências 12 meses	mai-15	jun-14
SE/CO	372,73	-4,50%	-17,05%		390,30	449,35
S	372,73	-4,50%	65,36%		390,30	225,40
NE	372,73	-4,50%	-17,04%		390,30	449,30
N	372,73	169,66%	-17,04%		138,22	449,30

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Demanda

O consumo total de energia elétrica em maio de 2015 foi de 51.339 MWmed, representando uma queda de 6,56% frente ao mês anterior. A queda no consumo prevaleceu em todos os subsistemas brasileiros, sendo a maior queda em termos percentuais, registrada no Sul (-10,25%), com forte queda da atividade comercial nesta região (-15,55%).

O movimento geral de redução da carga é explicado pelo baixo desempenho da indústria, que registrou queda em todos os submercados do SIN, além da queda de 5,08% nos sistemas isolados. Segundo a Sondagem Industrial, publicada pela FGV – IBRE, o Índice de Confiança da Indústria recuou 1,6% entre abril e maio, passando de 72,8 para 71,6 pontos, o menor nível da série mensal desde outubro de 2005.

Segundo o Boletim de Carga do ONS, diferentes segmentos industriais vêm realizando ajustes no nível de produção, frente ao aumento dos estoques e queda da demanda interna.

O estudo especifico do mercado livre ratifica a redução da atividade industrial, em que com exceção dos setores

Químico (+2,03%) e Extração de Minerais Metálicos (+3,92%), todos os segmentos registraram queda frente ao mês anterior. No total, o consumo no mês de maio foi 10.932 MWmed, representando uma queda de 0,89% frente ao mês de abril do mesmo ano.

A maior queda em termos absolutos foi registrada no setor de Serviços (-41,7 MWmed). Com relação ao mesmo período do ano anterior, a queda no mercado livre foi ainda mais expressiva, alcançando o patamar de -3,82%.

Tabela 4.10: Consumo por Classe e Subsistema (MWmed)

		mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendências 12 meses	abr-15	mai-14
Sistemas Isolados	Residencial	207,67	-4,78%	2,88%		218,08	201,85
	Industrial	20,09	-6,79%	0,35%		21,55	20,02
	Comercial	79,87	-5,77%	1,93%		84,76	78,36
	Outros	108,98	-4,82%	1,56%		114,50	107,31
	Total	**416,60**	**-5,08%**	**2,22%**		**438,89**	**407,54**
N	Residencial	868,70	0,04%	-2,71%		868,33	892,86
	Industrial	1.713,49	-5,76%	-12,01%		1.818,16	1.947,48
	Comercial	486,36	0,13%	0,97%		485,71	481,69
	Outros	426,99	-0,20%	5,57%		427,85	404,47
	Total	**3.495,53**	**-2,90%**	**-6,20%**		**3.600,05**	**3.726,50**
NE	Residencial	2.666,77	-3,95%	3,03%		2.776,48	2.588,28
	Industrial	2.668,55	-0,13%	2,35%		2.671,93	2.607,38
	Comercial	1.472,79	-3,09%	7,87%		1.519,76	1.365,37
	Outros	1.505,32	-2,70%	2,14%		1.547,09	1.473,77
	Total	**8.313,43**	**-2,37%**	**3,47%**		**8.515,26**	**8.034,79**
SE/CO	Residencial	8.382,79	-6,40%	-3,32%		8.956,32	8.670,35
	Industrial	11.305,15	-5,01%	-4,41%		11.901,40	11.826,56
	Comercial	6.148,68	-12,15%	-2,36%		6.999,17	6.297,61
	Outros	4.221,78	-5,00%	-3,00%		4.444,09	4.352,16
	Total	**30.058,41**	**-6,94%**	**-3,49%**		**32.300,98**	**31.146,68**
S	Residencial	2.135,45	-10,84%	-4,47%		2.394,99	2.235,42
	Industrial	3.540,52	-7,33%	-2,34%		3.820,65	3.625,44
	Comercial	1.618,40	-15,55%	-0,53%		1.916,32	1.627,05
	Outros	1.760,68	-10,02%	3,64%		1.956,83	1.698,89
	Total	**9.055,05**	**-10,25%**	**-1,43%**		**10.088,79**	**9.186,80**
Total	Residencial	14.261,38	-6,26%	-2,24%		15.214,20	14.588,77
	Industrial*	19.247,79	-4,87%	-3,89%		20.233,68	20.026,87
	Comercial	9.806,10	-10,90%	-0,45%		11.005,72	9.850,08
	Outros	8.023,75	-5,50%	-0,16%		8.490,37	8.036,59
	Total	**51.339,02**	**-6,56%**	**-2,22%**		**54.943,97**	**52.502,31**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

* Cativo + livre

Tabela 4.11: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	mai-15	mai-15/abr-15	mai-15/mai-14	Tendências 12 meses	abr-15	mai-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.885,97	-0,22%	-7,36%		2.892,35	3.115,33
Químicos	1.699,69	2,03%	2,59%		1.665,80	1.656,78
Minerais Não Metálicos	874,83	-0,51%	-12,77%		879,29	1.002,91
Madeira, Papel e Celulose	916,98	-3,85%	0,13%		953,74	915,76
Manufaturados Diversos	814,61	-1,94%	-8,93%		830,74	894,50
Alimentícios	804,44	-0,69%	-2,01%		810,01	820,97
Veículos	509,46	-1,29%	-15,90%		516,12	605,75
Serviços	506,61	-7,61%	-8,11%		548,35	551,29
Extração de Minerais Metálicos	745,24	3,92%	31,13%		717,14	568,31
Têxteis	423,55	-1,11%	-4,86%		428,31	445,16
Comércio	225,18	-8,41%	0,17%		245,86	224,80
Transporte	195,40	-3,03%	-5,90%		201,50	207,64
Bebidas	116,66	-4,71%	-12,07%		122,42	132,68
Saneamento	109,87	0,00%	-14,01%		109,88	127,77
Telecomunicações	103,78	-4,34%	6,79%		108,49	97,18
Total Geral	10.932,26	-0,89%	-3,82%		11.030,01	11.366,85

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE.

Tarifas de Energia Elétrica

No período em estudo, a ANEEL aprovou sete reajustes tarifários das seguintes concessionárias de distribuição de energia elétrica: CFLO (+16,54%), DEMEI (-5,7%), ELETROCAR (-3,53%), HIDROPAN (+0,68%), MUX – Energia (-0,58%) e CELTINS (+10,84%).

No caso do reajuste tarifário da CELTINS, o índice de 10,84% é explicado, especialmente, pelo custo da distribuidora com compra de energia, em função do término de alguns contratos de energia existente.

No dia 30/06/2015 foi aprovada a Revisão Tarifária Periódica (RTP) da concessionária de distribuição de energia elétrica Eletropaulo. O Índice de Revisão, aplicado a partir de 04/07/2015, foi de 11,73% para alta tensão e 17,04% para baixa tensão, chegando em um percentual médio de 15,23%.

Tabela 4.12: Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	PR	16,54%	29/06/2015 até 28/06/2016
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	-5,70%	29/06/2015 até 28/06/2016
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	-3,53%	29/06/2015 até 28/06/2016
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	0,68%	28/06/2015 até 27/06/2016
MUX-Energia	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	-0,58%	29/06/2015 até 28/06/2016
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	TO	10,84%	04/07/2015 até 03/07/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.13: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
JARI	Jari Celulose, Papel e Embalagens S.A.	PA	7/8
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A.	SC	7/8
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A.	PA	7/8
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	ES	7/8
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	7/8
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	SC	14/8
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC	14/8
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	SC	14/8
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ES	15/8

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.14: Revisão Tarifária Periódica

Sigla	Concessionária	Estado	Índice de Revisão Tarifária	Data
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	SP	15,23%	04/07/2015

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

ANEXO - Cronograma de leilões e consultas públicas

*** Esta lista registra somente os principais leilões e consultas públicas divulgados.**

Petróleo & Gás Natural	**Objeto**	**ANP - Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP**
	Descrição	Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2014-ANP referente ao Gasoduto Itaboraí-Guapimirim.
	Etapa	**Data**
	Cronograma de etapas	suspenso
	Objeto	**ANP - Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão para 13ª rodade de licitações para E&P.**
	Descrição	Foi publicado no DOU do dia 12/06/2015 o comunicado do pré-edital e da minuta do contrato de concessão da 13ª Rodada de Licitações - Blocos Exploratórios. A ANP disponibiliza esses documentos para consulta pública até o dia 2/7/15. Também se encontram abertas as inscrições para participação na 13ª Rodada, além de estar disponível o acesso ao pacote de dados técnicos.
	Etapa	**Data**
	Publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão	12/06/2015
	Início do prazo para preenchimento do formulário de inscrição,	12/06/2015
	Disponibilização do pacote de dados técnicos[1]	12/06/2015
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do	02/07/2015
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro)	09/07/2015
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão	06/08/2015
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição,	11/08/2015
	Seminário técnico-ambiental	19/08/2015
	Seminário jurídico-fiscal	20/08/2015
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta	23/09/2015
	Sessão pública de apresentação das ofertas	07/10/2015
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante	08/10 a 13/10/2015
	Adjudicação do objeto e homologação da licitação	12/10/2015
	Prazo para entrega dos documentos de assinatura dos	11/12 a 15/12/2015
	Prazo para pagamento do bônus de assinatura	11/12 a 15/12/2015
	Assinatura dos contratos de concessão	23/12/2015

Setor Elétrico (Leilões)	**Objeto**	**3º Leilão de Energia de Reserva**	
	Descrição	Contratação de Energia de Reserva proveniente de novos empreendimentos de geração a partir de fonte termelétrica a gás natural, inclusive em ciclo combinado.	
	Etapas		**Data**
	Publicação do Edital		15/05/2015
	Realização		03/07/2015
	Objeto	**Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 007/2015**	
	Descrição	Contratação de concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações. A previsão é de entrada em operação comercial entre 36 e 48 meses após a assinatura dos contratos.	
	Etapas		**Data**
	Publicação do Edital		17/06/2015
	Realização		17/07/2015
	Objeto	**Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 001/2015**	
	Descrição	Licitação para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão do sistema interligado nacional.	
	Etapas		**Data**
	Publicação do Edital		20/07/2015
	Realização		26/08/2015
	Objeto	**Leilão A-3 2015**	
	Descrição	Compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir das fontes hidráulica, eólica e térmica a biomassa ou gás natural, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com início de suprimento em 1º de janeiro de 2018.	
	Etapas		**Data**
	Publicação do Edital		21/07/2015
	Realização		21/08/2015
	Objeto	**1º Leilão de Energia de Reserva**	
	Descrição	Serão negociados Contratos de Energia de Reserva (CER), na modalidade por quantidade para empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltaica. O início de suprimento dos contratos será em 1º de agosto de 2017 e o prazo de suprimento será de 20 anos.	
	Etapas		**Data**
	Publicação do Edital		Não divulgado
	Realização		28/08/2015
	Objeto	**2º Leilão de Energia de Reserva**	
	Descrição	Serão negociados Contratos de Energia de Reserva (CER), na modalidade por quantidade de energia, para empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltáica e eólica. O início de suprimento de energia elétrica será em 1º de novembro de 2018 e o prazo de suprimento será de vinte anos.	
	Etapas		**Data**
	Publicação do Edital		Não divulgado
	Realização		13/11/2015

Setor Elétrico (Audiências Públicas)	**Objeto**	**ANEEL - Audiência Pública nº 032/2015, publicado no DOU de 28/05/2015, seção 3, página 112**
	Descrição	Obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do "Generation Scaling Factor" (GSF)
		Nota Técnica nº 38/2015 - SRG-SRM/ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo para recebimento de contribuição	De 28/05/2015 a 26/06/2015*
	Objeto	**ANEEL - Audiência Pública nº 033/2015, publicado no DOU de 28/05/2015, seção 3, página 112**
	Descrição	Obter subsídios para emissão de normativo que disciplina os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico, com revisão das atuais Resoluções nº 265, de 10 de junho de 2003, e nº 330, de 26 de agosto de 2008, e a consolidação dos normativos
		Nota Técnica nº 40/2015 - SRG/ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo para recebimento de contribuição	De 28/05/2015 a 06/07/2015
	Objeto	**ANEEL - Audiência Pública nº 034/2015, publicado no DOU de 2/06/2015, seção 3, página 123**
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da minuta do Edital e respectivos anexos do Leilão nº 08/2015 - ANEEL, o 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015, destinado a contratação de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração a partir de Fonte Solar Fotovoltaica, com inicio de suprimento em 1º de agosto de 2017, de acordo com a Portaria MME 69/2015.
	Etapas	**Data**
	Prazo para recebimento de contribuição	De 03/06/2015 a 03/07/2015
	Objeto	**ANEEL - Audiência Pública nº 036/2015, publicado no DOU de 03/06/2015, seção 3, página 123**
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento dos requisitos e procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia no Sistema Interligado Nacional - SIN.
		Nota Técnica nº 40/2015 - SRG/ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo para recebimento de contribuição	De 03/06/2015 a 03/07/2015
	Objeto	**ANEEL - Audiência Pública nº 037/2015, publicado no DOU de 05/06/2015, seção 3, página 110**
	Descrição	Obter subsidios para a revisão dos procedimentos de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade da distribuidora.
		Nota Técnica nº 24/2015 - SRD/ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo para recebimento de contribuição	De 05/06/2015 a 04/09/2015
	Objeto	**ANEEL - Audiência Pública nº 039/2015, publicado no DOU de 10/06/2015, seção 3, página 89**
	Descrição	Obter subsidios às propostas de alteração nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica - REGRAS, apresentadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
		Nota Técnica nº 83/2015 - SRM ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo para recebimento de contribuição	De 11/06/2015 a 13/07/2015

Setor Elétrico (Consultas Públicas)	**Objeto**	**ANEEL - Consulta Pública nº 005/2015 publicado no DOU em 11/06/2015**
	Descrição	Obter subsidios para para a proposta de revisão dos Procedimentos de Comercialização - PDCs: 3.3 - Sazonalização e Revisão da Sazonalização da Garantia Física; 3.5 - Reajuste da receita de Venda; 7.3 Cessão de Energia de Reserva e 5.3 - Conta Bandeiras.
		NT nº 87/2015 - SEM/ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo limite para colaboração	13/07/2015
	Objeto	**ANEEL - Consulta Pública nº 006/2015 publicado no DOU em 15/06/2015**
	Descrição	Receber contribuições da sociedade sobre a situação atual das informações apresentadas na fatura de energia elétrica e discutir possíveis aprimoramentos da regulamentação
		NT nº 34/2015 - SEM/ANEEL
	Etapas	**Data**
	Prazo limite para colaboração	28/09/2015

*A AP nº 32/2015, com o objetivo de promover a discussão conceitual so GSF, teve o prazo de envio de contribuições prorrogado de 26/06 para 06/07.



FGV ENERGIA

RIO DE JANEIRO
Praia de Botafogo, 210- Cobertura
Tel.: +55 21 3799-6100
www.fgv.br/fgvenergia

Mantenedores:

FURNAS

ITAIPU BINACIONAL