FGV ENERGIA



Outubro | 2014

BOLETIM

02

FGV ENERGIA

Diretor
Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Pesquisadores
Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Felipe Castor Cordeiro de Sousa
Mônica Coelho Varejão
Rafael da Costa Nogueira
Rodrigo Bomfim de Andrade

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação
Simone C. Lecques de Magalhães

Diagramação
Natália Montenegro Siqueira Coelho

Coordenação Operacional
Paulo Márcio Garcia Jr

Coordenação de Ensino e P&D
Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional
Luiz Roberto Bezerra

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

Sumário

Reforma Energética Mexicana: O Que Andamos Ensinando? **3**

Petróleo **6**
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo 6
Derivados do Petróleo 10

Gás Natural **11**
Produção e Importação 11
Consumo 13
Preços 14

Setor Elétrico **16**
Oferta 16
Intercâmbio de Energia 17
Disponibilidade & Estoque 18
Demanda 20
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD 22
Tarifas de Energia Elétrica 23

Fontes Renováveis **24**
Geração e Participação na Matriz Elétrica 24

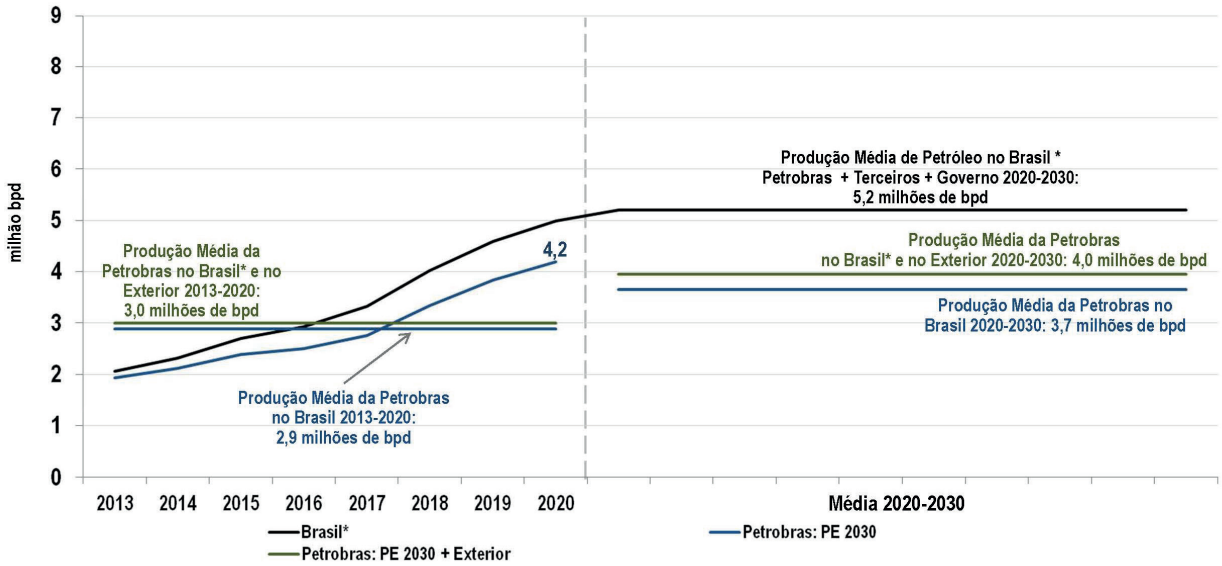
Reforma Energética Mexicana: O Que Andamos Ensinando?[1]

Similar ao que ocorreu no Brasil na década de 90, o México atravessa uma reforma no setor de energia nas áreas de petróleo e gás, e eletricidade. Para o caso de óleo e gás, a reforma contempla toda a cadeia produtiva *(upstream, midstream e downstream)*, sendo a quebra do monopólio de produção e exploração pela Pemex *(upstream)* o principal ponto discutido.

Em uma análise mais superficial, esta reforma mexicana não tem implicações diretas na produção de óleo e gás aqui, afinal, a Petrobras continua sendo a principal produtora no país. Porém, ao nos debruçarmos mais detalhadamente sobre o plano estratégico da companhia brasileira e sobre o resultado do leilão do primeiro campo exploratório do pré-sal em 2013, entendemos que os desdobramentos da reforma mexicana podem ter implicações diretas na produção futura de petróleo no Brasil.

Em fevereiro deste ano, o conselho de administração da petroleira brasileira aprovou o Plano Estratégico Petrobras 2030, que tem como premissa fundamental o crescimento da produção da Petrobras até 2020, alcançando 3,7 milhões[2] de barris por dia (Figura 1.1), e a manutenção dos níveis de produção no período 2020-2030. O alcance dessas metas ambiciosas deve contar cada vez menos com fontes de investimentos e *know-how* de empresas estrangeiras, como inicialmente desejava o governo brasileiro, principalmente em função das regras estabelecidas para as atividades de E&P no pré-sal. A sinalização da queda do interesse das principais petroleiras internacionais no Brasil, traduzido pelo lance único[3], no leilão de Libra em 2013, é um indicador da dificuldade de atrair novos investimentos para o setor.

Figura 1.1: Plano Estratégico Petrobras 2030 – Metas de Produção de Petróleo



* Produção do Brasil na visão e fundamentação, considerando diferentes ritmos de leilões a serem promovidos pelo Governo (Visão da Petrobras em fevereiro de 2014, para o período de 2014 até 2030.)

Fonte: Plano Estratégico Petrobras 2030. Teleconferência/Webcast. 26 de fevereiro de 2014.

[1]Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz, Felipe Castor Cordeiro de Sousa, Felipe Gonçalves, Lavinia Hollanda, Mônica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira e Rodrigo Bomfim de Andrade.

[2]Produção no Brasil.

[3] Consórcio Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%).

Paralelamente, as perspectivas positivas para a exploração e produção em campos mexicanos vêm ganhando cada vez mais *momentum*. Um dos principais temas debatidos no 21º Congresso Mundial de Petróleo *(21th WPC)*, realizado em junho deste ano em Moscou, a reforma energética mexicana e seus desdobramentos ganharam duas matérias em uma das edições da revista *Upstream* que cobriu o evento. Com os títulos de "Ventos de Mudança Sopram" e "O Modelo do México não é o Brasil", as matérias buscam claramente se distanciar do modelo brasileiro de operador único nos campos do pré-sal e das regras de conteúdo local brasileiras. Primeiramente, no que se refere às declarações de Gustavo Hernandez, diretor de E&P da Pemex, ao dizer que objetiva uma nova gestão orientada à geração de valor pela companhia, e não à construção de um tipo de entidade desenvolvimentista decentralizada. Segundo, pela sinalização quanto ao conteúdo local exigido nos novos investimentos, que poderá atingir 25% do total do investimento, valor bem abaixo do imposto às empresas que atuam no Brasil.

O destaque que o discurso mexicano vem dando às diferenças entre o seu modelo e o brasileiro tem alvo certo: operadores internacionais. Do ponto de vista de uma operadora com atuação global, é inerente ao seu processo de tomada de decisões estratégicas a escolha de alocação ótima dos seus investimentos nos diferentes países. Em outras palavras, as companhias internacionais de petróleo têm portfolios de ativos de E&P globais, e encaram as oportunidades de investimento em diferentes países como alternativas para a alocação de seus recursos. Por este motivo, o México concorre diretamente com o Brasil como destino destes investimentos, e a imagem que as autoridades mexicanas do setor escolheram passar é de que lá será um ambiente em que não só o capital e a tecnologia são bem-vindos, mas a influência destas empresas também.

Vale lembrar, no entanto, que a reforma mexicana ainda está em andamento e há diversas incertezas nesse processo. Ainda há pontos importantes pendentes que devem ser endereçados para o sucesso da reforma. No segmento *upstream*, a abertura ao investimento privado está sendo feito em um processo multiestágios. A rodada 0, que aconteceu de março a agosto de 2014, tratou da seleção e alocação de ativos que foram transferidos à Pemex sob a nova legislação. Nesta rodada, a maioria dos recursos que foram garantidos à Pemex estava concentrada em áreas de águas rasas - houve menos interesse nas áreas de água profunda devido ao baixo *expertise* da empresa neste tipo de exploração. Dessa forma, os leilões para exploração em águas profundas serão concentrados na rodada 1, a ser realizada em 2015, que será aberta à participação de empresas internacionais.

O principal ponto de incerteza no momento é em relação a como a rodada 1 se desenvolverá. Esta rodada está programada pra acontecer em duas fases. Em uma delas, as licenças herdadas pela Pemex na rodada 0 sofrerão uma transição para o novo ambiente contratual e fiscal. Na outra fase, as áreas remanescentes serão ofertadas às empresas privadas através de leilões, nos quais a Pemex também poderá participar. Estas duas fases podem ocorrer simultaneamente ou em sequência. Nesse contexto, parece desejável que a fase de remodelação da Pemex aconteça antes dos leilões abertos ao setor privado, pois aquele processo inclui a valoração da empresa, fator crucial para determinar sua possível contribuição em potenciais alianças e associações com empresas privadas na rodada de leilões. Além desses pontos, a escolha dos tipos de contratos de exploração dos campos destinados à Pemex, e o papel que a empresa assumirá em outras questões, como atender a reivindicações sindicais do setor, ainda estão em aberto. Outro ponto também levantado é quão preparado estão o Departamento de Energia e os órgãos reguladores para enfrentar os desafios da reforma.

Pesam a favor do bom andamento da reforma mexicana as questões econômicas e estruturais que o país atravessa: baixo crescimento econômico

e da produtividade; baixo investimento em bens públicos em proporção do PIB; queda na produção e exportações de óleo cru; produção de gás estagnada e crise de abastecimento em 2012-13; aumento das importações de óleo e gás; tarifas de energia pouco competitivas e restrição de financiamento público, e enfraquecimento financeiro do Estado. Diante destas dificuldades, o governo mexicano tem real interesse em tornar o processo o mais atrativo possível para investimentos privados, com o intuito de promover a retomada do crescimento econômico, com foco nas atividades de E&P. Além das questões econômicas e estruturais, a promissora exploração da reserva de recursos não convencionais *Borgus Basin* (continuação da formação americana *Eagle Ford*), e a exploração em águas profundas e ultraprofundas podem levar a outro patamar as taxas de crescimento de produção de óleo e gás atuais. Porém, essas atividades são altamente dependentes de investimentos privados.

Ainda é cedo para prever em que implicará a reforma energética mexicana na exploração e produção de óleo e gás no Brasil. Incertezas de ordem político-econômicas e as possibilidades ainda em aberto dos desenhos de mecanismos de leilão e regulatório trazem riscos para o investimento das operadoras internacionais. O processo mexicano ainda está imbuído de dúvidas, mas ganha cada vez mais atenção e simpatia no cenário internacional.

O que está claro até o momento é a redução do interesse das operadoras internacionais em E&P, no Brasil, devido ao estabelecimento da Petrobras como operador único nos campos do pré-sal, à falta de um cronograma de leilões e às regras de conteúdo local. Se as duas histórias mantiverem o padrão atual, o Brasil precisará rever o ambiente institucional de E&P, em óleo e gás, caso queira atingir suas metas de produção.

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo

Pelo segundo mês consecutivo, a produção nacional de petróleo bateu recorde, superando a casa dos 72 milhões de barris em agosto de 2014, o que representa uma média de 2,32 milhões barris por dia. Este novo recorde representa um crescimento de 2,60%, com relação ao mês anterior, e de 15,68%, em comparação com o mês de agosto de 2013.

Diferentemente da produção, que apresentou crescimento na variação mensal e na comparação anual (Tabela 2.1 e Gráfico 2.1), consumo, importação e exportação tiveram crescimento em relação a agosto de 2013, mas queda quando comparados a julho deste ano. O consumo em agosto teve pequena queda de 0,64% em relação a julho, e, apesar do crescimento no ano, registrou aumento de apenas um dígito na comparação com agosto de 2013 (3,69%). O consumo de petróleo equivale ao volume refinado nas refinarias nacionais, o que é uma *proxy* da atividade econômica, devido à capilaridade do uso de combustíveis na produção. A queda do consumo no mês está em linha com o resultado da atividade econômica nacional, que apresentou queda de 0,6% na comparação do segundo trimestre de 2014 com o primeiro trimestre deste ano.

Importação e exportação foram as contas que mais oscilaram, ao registrarem forte queda na comparação com o mês de julho (52,23% e 40,73%, respectivamente) e ao apresentarem expressivo crescimento em relação a agosto de 2013, 27,23% e 37,99%, respectivamente. Em agosto, apesar do crescimento da produção não ter sido acompanhado pelo consumo, as exportações não aumentaram. Este resultado pode ser um reflexo do cenário internacional que ainda registra baixo crescimento, afetando a demanda por petróleo. Já as importações foram impactadas pelo desaquecimento da economia nacional. No acumulado 12 meses, produção recorde e consumo estagnado registrados em agosto repetem a tendência apresentada em julho deste ano (Gráfico 2.2).

O saldo comercial em agosto foi 23% menor que em julho. Importações e exportações registraram queda, porém as importações tiveram queda proporcionalmente maior que as exportações, gerando um saldo positivo. No acumulado 12 meses, o saldo da balança comercial de petróleo continua a registrar crescimento, seguindo tendência iniciada no início de 2014 (Gráfico 2.3).

Em agosto, os estados do RJ, SP e BA acumularam um aumento de produção de aproximadamente 1,92 milhões de barris em comparação com julho, e foram os principais responsáveis pelo acréscimo na produção total de 1,83 milhões de barris registrada no mesmo período (Tabela 2.2). A produção do pré-sal foi de 16,523 milhões de barris, o que equivale a 23% da produção total nacional no mês, e aumento de dois pontos percentuais em relação a julho.

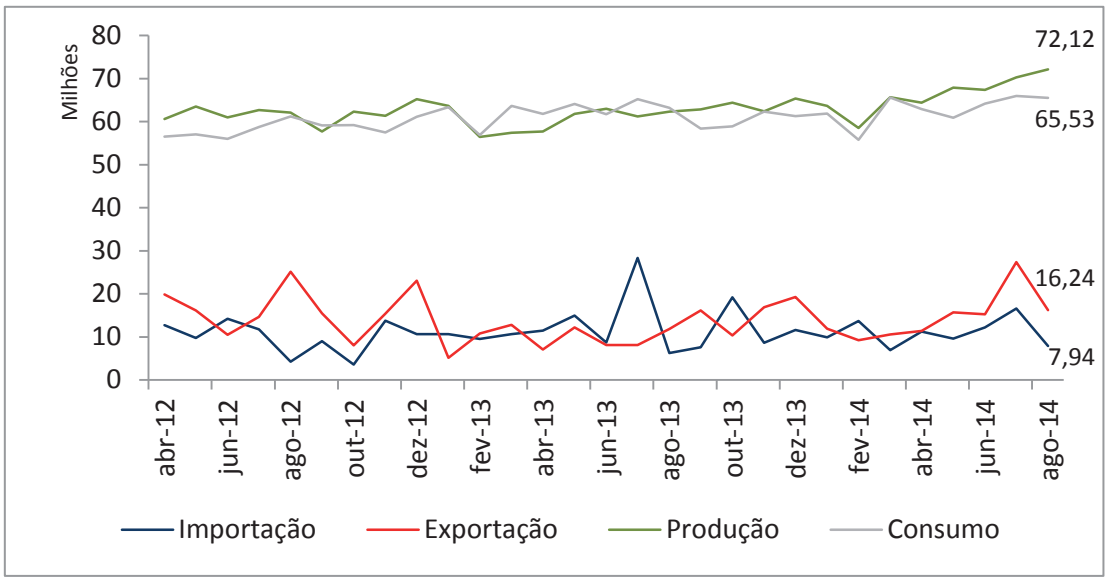
Roncador e Marlim Sul, ambos da Petrobras, foram os campos com maior produção no mês, com 8,92 milhões e 7,2 milhões de barris, respectivamente. Com

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendência 12 meses	jul-14	ago-13
Produção	72.115.775	2,60%	15,68%		70.285.770	62.341.229
Consumo	65.534.182	-0,64%	3,69%		65.957.245	63.200.148
Importação	7.942.834	-52,23%	27,23%		16.628.287	6.242.997
Exportação	16.239.480	-40,73%	37,39%		27.400.295	11.819.915

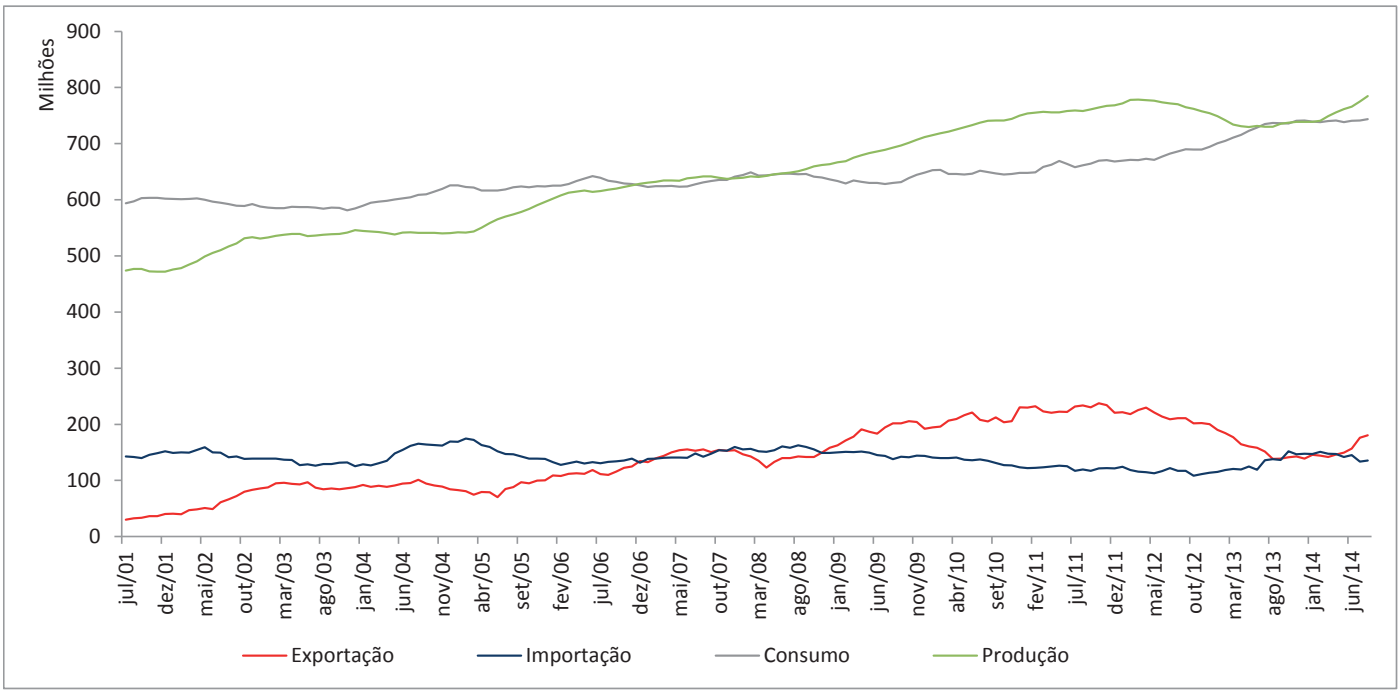
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



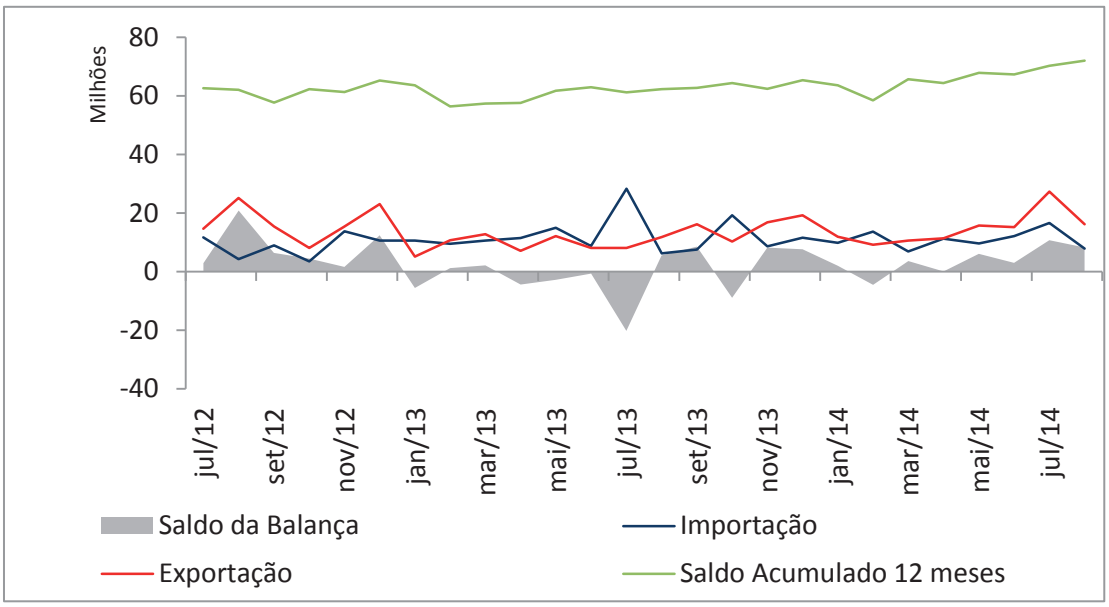
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.3: Balança Comercial e Saldo Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril)

UF	Localização	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendência 12 meses	jul-14	ago-13
AL	Onshore	136.159	-3,60%	20,92%		141.238	112.607
	Offshore	10.189	-1,00%	-11,79%		10.292	11.551
AM	Onshore	859.597	-0,16%	-5,64%		860.975	910.976
BA	Onshore	1.314.213	-1,26%	-2,78%		1.331.038	1.351.811
	Offshore	405.764	1210,92%	1088,84%		30.953	34.131
CE	Onshore	34.581	8,56%	-3,56%		31.853	35.859
	Offshore	188.353	-5,81%	-13,90%		199.979	218.765
ES	Onshore	467.875	-0,36%	7,91%		469.560	433.582
	Offshore	11.303.081	3,42%	28,62%		10.929.324	8.787.745
MA	Onshore	4.471	0,00%	0,00%		4.471	4.471
RJ	Offshore	49.406.777	1,50%	9,61%		48.677.529	45.076.214
RN	Onshore	1.539.852	-2,06%	-4,78%		1.572.293	1.617.220
	Offshore	222.126	-0,40%	-3,33%		223.022	229.770
SP	Offshore	5.357.042	17,84%	136,91%		4.545.973	2.261.202
SE	Onshore	841.926	-0,28%	-3,79%		844.286	875.119
	Offshore	23.770	-94,24%	-93,75%		412.984	380.207
Total		72.115.775	2,60%	15,68%		70.285.770	62.341.229

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

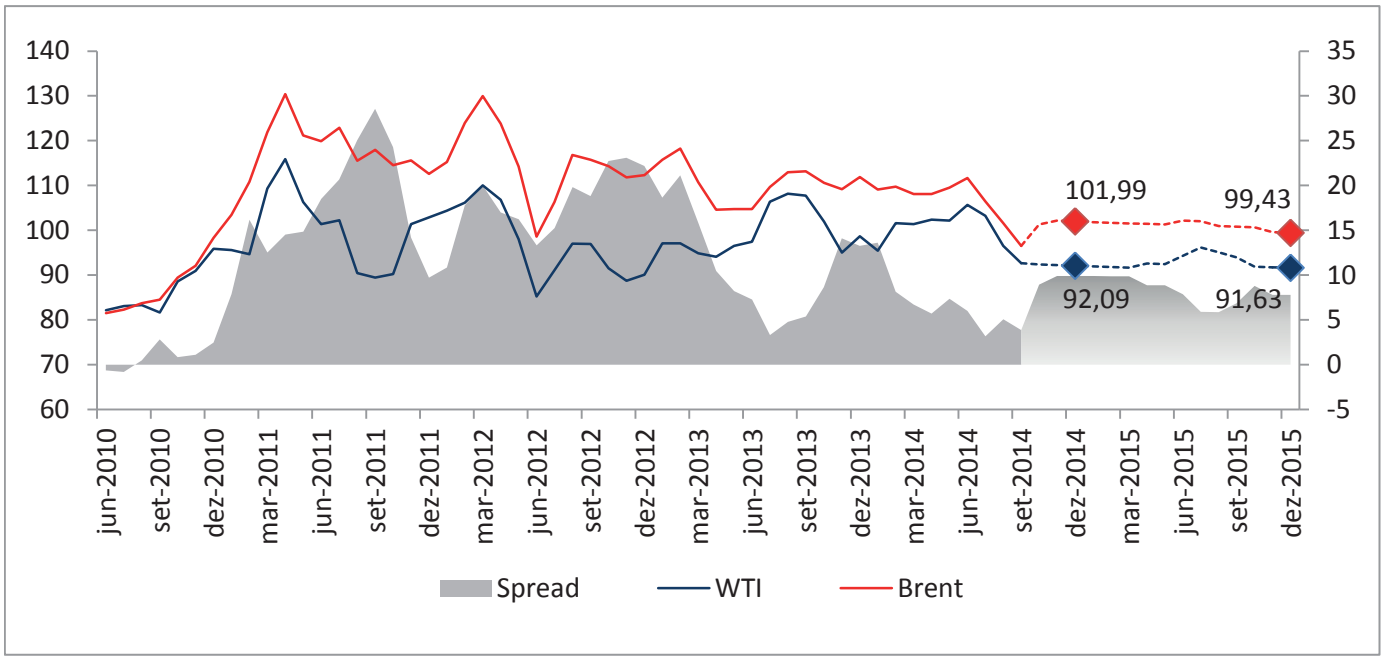
relação a outras empresas produtoras de petróleo no país, os campos de Peregrino da Statoil (9º maior produtor), Frade da Chevron (18º) e Argonauta da Shell (19º), produziram 2,32, 0,93 e 0,83 milhões de barris, respectivamente.

Segundo a ANP, o grau API médio do petróleo produzido no mês foi de aproximadamente 24,6, sendo que apenas 9,3% da produção são consideradas como óleo leve (>=31°API), 61,3% como óleo médio (>=22 API e <31 API) e 29,4% como óleo pesado (<22 API), de acordo com a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Em setembro de 2014, o enfraquecimento da demanda global de petróleo contribuiu para o valor médio mensal de US$ 97/bbl do óleo cru Brent, segundo a EIA (Energy Information Administration). É a primeira vez que este óleo atinge um preço abaixo de US$100 em mais de dois anos. A projeção para o fim deste ano e de 2015 são de, respectivamente, US$ 101,99 e US$99,43/bbl. O óleo cru WTI continuou a sua tendência de queda iniciada em junho, e registrou um preço médio em setembro de US$ 92,6/bbl. Suas projeções para o fim deste ano e de 2015 são de US$ 92,09/bbl e US$ 91,63/bbl (Gráfico 2.4).

O preço do petróleo abaixo de US$ 90/bbl tem impacto direto nas contas nacionais dos países da OPEP, o que gerou a manifestação da Venezuela em pedir uma reunião de emergência na organização. Arábia Saudita, Kwait e Emirados Árabes são os países que conseguem suportar melhor este cenário de preços baixos, ao contrário de Iraque e Líbia, devido ao cenário de conflitos nestes países. Este patamar de preços também tem impacto direto nas petroleiras, o que vem gerando queda do valor das ações destas companhias no início de outubro.

Gráfico 2.4 : Preço Real e Projeção ($/Barril)

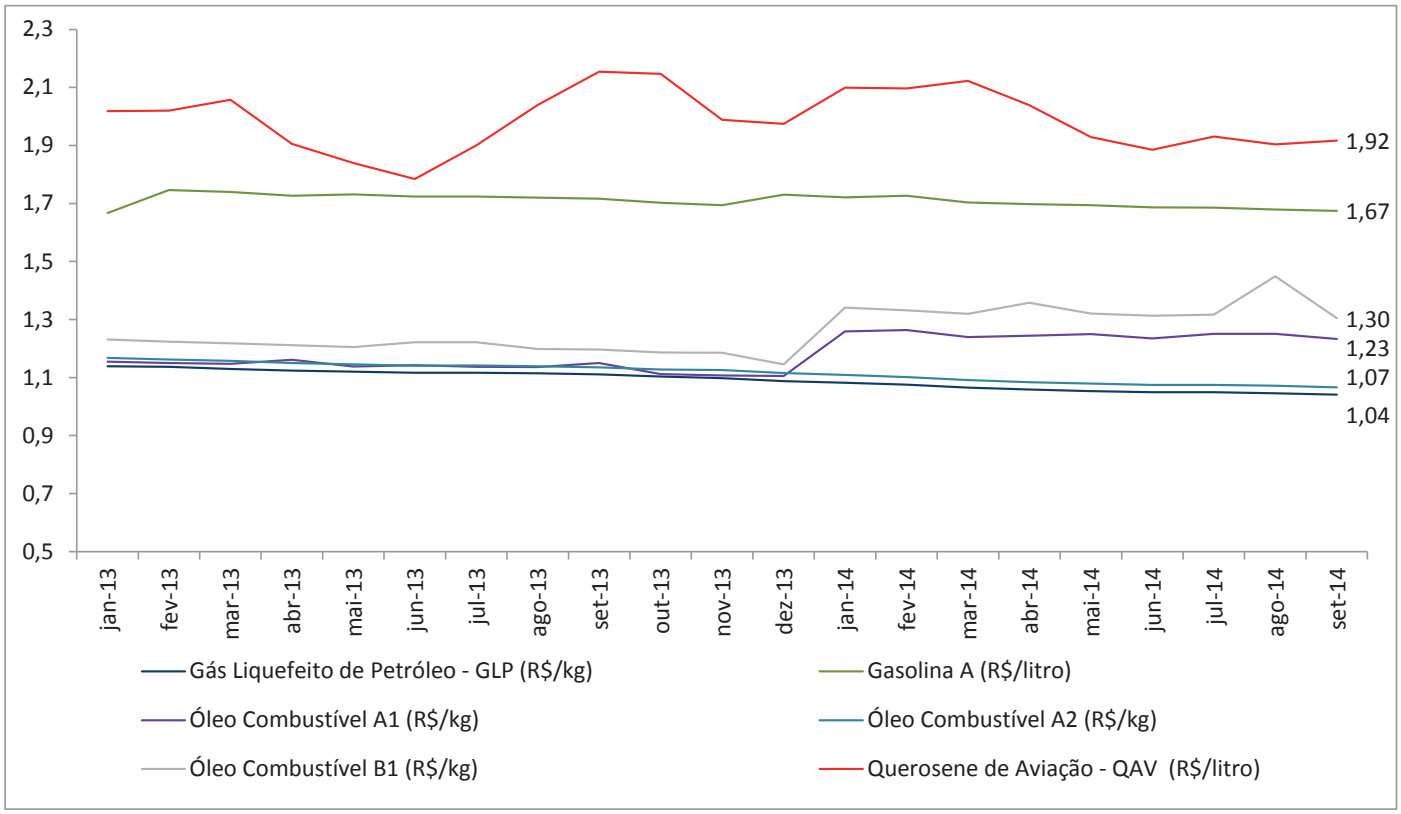


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA.
Deflator: CPI US.

Derivados do Petróleo

Considerando 28 de setembro de 2014 o último dia de coleta[1], o preço médio da gasolina coletado pela ANP foi de R$ 1,67/litro, igual ao mês anterior, e praticamente constante nos últimos seis meses (Gráfico 2.5). Em compasso de espera, devido ao período de eleições, um possível aumento está sendo aguardado ainda para este ano pelo mercado financeiro, após a declaração do Ministro Guido Mantega veiculada na imprensa no início de setembro.

Gráfico 2.5: Série de Preços Reais dos Combustíveis



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.
Deflator: IPCA.

[1] A ANP apura e divulga os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, querosene de aviação - QAV e gás liquefeito de petróleo - GLP. ICMS não é considerado no cálculo dos preços médios. Estão incluídas, quando couber, as parcelas relativas à Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide, instituída pela Lei nº 10.336, de 19/12/2001, e alterada pelo Decreto nº 4.565, de 1/1/2003, e dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/Pasep e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins, conforme a Lei nº 9.990, de 21/7/2000.

Gás Natural

Camilo Muñoz

Produção e Importação

Acompanhando a ampliação das atividades do pré-sal, a produção nacional de gás natural registrou aumento e novo recorde, ao atingir uma média de 90,01 MMm³/dia, em agosto de 2014. Como podemos ver na Tabela 3.1, o resultado positivo da produção nacional que aumentou 3,33% em relação ao mês anterior, também foi convertido em aumento e novo recorde de produção disponível ao mercado. No entanto, em valores absolutos, vemos que o aumento de 3,03 MMm³/dia da produção nacional, entre os meses de julho e agosto de 2014, resultou apenas em um aumento de 1,12 MMm³/dia na produção disponível ao mercado.

Apesar dos resultados positivos na produção nacional, também houve necessidade de aumento das importações de GN, que atingiram os 54,14 MMm³/dia, para atender ao crescente consumo do setor elétrico, como veremos mais adiante. O consumo nacional segue a tendência dos últimos meses, registrando aumento de 3,13% entre julho e agosto, e 14,37% no ano, atingindo 104,81 MMm³/dia.

No Gráfico 3.1 vemos a tendência de aumento tanto do consumo, com ligeira flutuação no segundo trimestre de 2014, quanto da produção nacional e da oferta ao mercado desde o início do ano.

Ao aproximar-nos do fechamento de um novo trimestre com patamar elevado de importações, é possível que a participação do GNL e do gás importado da Bolívia na composição da oferta aumente com relação ao segundo trimestre de 2014 (Gráfico 3.2).

A Tabela 3.2 nos permite observar que, apesar dos resultados positivos na produção nacional, a razão Prod. Disponível/Prod. Nacional caiu 1,22% no último mês, diminuindo a proporção de gás produzido que é ofertado ao mercado. Esse resultado pode ser explicado em parte: (i) pelo aumento de 5,21% nos volumes reinjetados durante o mesmo período, que é justificado pela participação crescente do pré-sal na produção *offshore*; e (ii) pela tendência de aumento do consumo interno em E&P, registrada na segunda metade do último período de 12 meses.

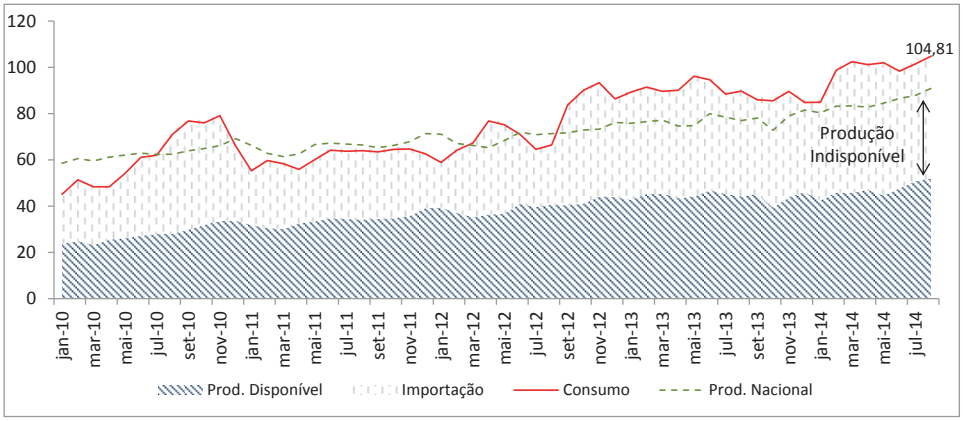
As importações da Bolívia permanecem próximas do seu patamar de operação usual, registrando leve aumento de 1,44% e atingindo 34,03 MMm³/dia em média. Percebemos, na Tabela 3.3, que a principal origem do aumento de 4,05%, nas importações deste último mês, foram as importações de GNL que registraram alta de 8,45%, nesse mesmo período, e 25,26% na comparação com agosto de 2013. Com esse resultado, as importações de GNL, que atingiram 20,11 MMm³/dia, chegaram a representar, neste mês de agosto, 37% do total de importações de gás natural.

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

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	ago/13 - ago/14	jul-14	ago-13
Produção Nacional	90,91	3,33%	15,31%		87,88	76,99
Prod. Disponível	51,96	2,16%	15,01%		50,84	44,16
Importação	54,14	4,05%	13,80%		51,95	46,67
Consumo	104,81	3,13%	14,37%		101,53	89,75

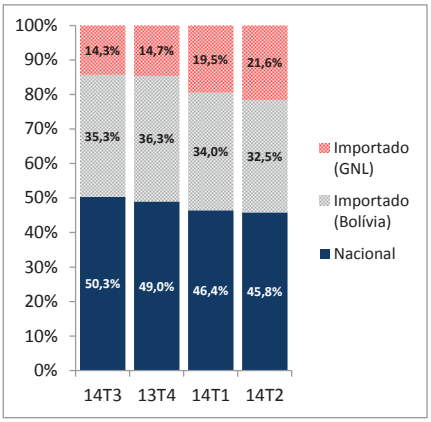
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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)

		ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	ago/13 - ago/14	jul-14	ago-13
Prod. Nacional		90,91	3,33%	15,31%		87,88	76,99
Produção Indisponível	Reinjeção	15,35	5,21%	30,10%		14,55	10,73
	Queima	4,55	1,10%	27,91%		4,50	3,28
	Consumo interno em E&P	11,68	1,97%	7,79%		11,45	10,77
	Consumo em Transporte e Armazenamento	3,69	24,39%	**-23,85%**		2,79	4,57
	Absorção em UPGN's	3,68	**-1,90%**	5,43%		3,75	3,48
	Subtotal	38,95	4,90%	15,71%		37,04	32,83
Prod. Disponível		**51,96**	2,16%	15,01%		**50,84**	**44,16**
Prod. Disponível/Prod. Nacional		57%	**-1,22%**	**-0,35%**		58%	57%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	ago/13 - ago/14	jul-14	ago-13
Bolívia	34,03	1,44%	7,02%		33,54	31,64
GNL	20,11	8,45%	25,26%		18,41	15,03
Total	54,14	4,05%	13,80%		51,95	46,67

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Consumo

Diante de um crescimento de apenas 0,5% do consumo industrial de GN no último mês, e do aumento do despacho de termoelétricas a gás, o consumo total, que sofreu alta de 3,13% no mês, foi alavancado pela demanda do setor elétrico. O consumo com geração de energia elétrica (GEE), como pode ser visto na Tabela 3.4, atingiu novo recorde com 51,37 MMm³/dia em média. Devido aos grandes volumes de GN consumidos pelo setor elétrico, vemos no Gráfico 3.3 que este vem se consolidando como o maior mercado nacional para o GN, à frente do setor industrial desde fevereiro deste ano. Não obstante, em volumes menores, os setores automotivo, residencial e comercial também registraram alta de 4,82%, 10,66% e 8,43% respectivamente. Apenas a co-geração, atividade que possui o maior aproveitamento energético do GN, registrou queda de 11,95%, com apenas 2,51 MMm³/dia consumidos em média.

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

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	ago/13 - ago/14	jul-14	ago-13
Industrial	43,83	0,50%	4,72%		43,61	41,76
Automotivo	4,98	4,82%	**-3,61%**		4,74	5,16
Residencial	1,22	10,66%	4,92%		1,09	1,16
Comercial	0,83	8,43%	12,05%		0,76	0,73
GEE	51,37	5,68%	25,29%		48,45	38,38
Co-geração	2,51	**-11,95%**	2,79%		2,81	2,44
Total	104,81	3,13%	14,37%		101,53	89,75

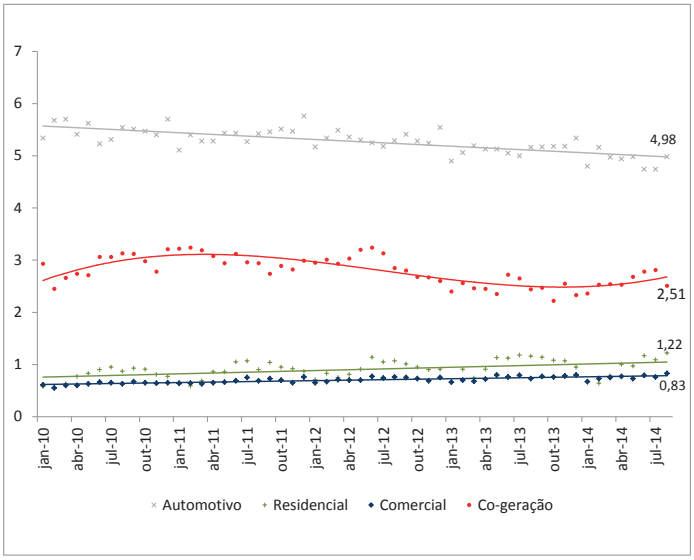
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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

As médias de preços de gás natural no Brasil sofreram ligeira queda no mês de agosto de 2014, apesar da maior oscilação dos preços internacionais. No mercado nacional, foi registrada leve queda de 0,25% na média dos preços do PPT, no *Citygate* e para os consumidores industriais das categorias até 2.000 m³/dia e 20.000 m³/dia. O preço veiculado para o consumidor industrial da categoria de 50.000 m³/dia sofreu queda de 0,52%, atingindo a média de 15,11 US$/MMBTU. Já as termoelétricas inscritas no PPT compraram gás natural a 4,60 US$/MMBTU na média do mês, o que representa queda de 0,25% em relação aos preços do mês anterior, e 6,51% na comparação anual.

Diferentemente dos preços veiculados no mercado brasileiro, os preços internacionais registraram queda mais expressiva nos EUA e Europa. No Henry Hub, o GN foi comercializado a 3,87 US$/MMBTU em média, seguindo tendência de queda em relação ao mês anterior, mas aumento de 9,83% em relação à média de preços registrada em agosto de 2013. Na Europa, o GN chega a seu patamar de preços mais baixo no último ano, atingindo os 9,14 US$/MMBTU na média do mês, apesar da aproximação do inverno quando o consumo tende a aumentar.

Por outro lado, o Japão, que é essencialmente dependente da importação de GNL e está menos sujeito a variações da produção local, registrou aumento de 1,88% no preço do GN, atingindo os 15,53 US$/MMBTU em média. Apesar de atuar em patamar mais elevado de preços, comparado aos mercados europeu e americano, o Japão registrou no mês passado os menores valores veiculados em seu mercado no último ano.

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

		ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	ago/13 - ago/14	jul-14	ago-13
Henry Hub		3,87	-3,92%	9,83%		4,02	3,49
Europa		9,14	-1,42%	-28,43%		9,27	11,74
Japão		15,53	1,88%	-3,75%		15,24	16,11
PPT *		4,60	-0,25%	-6,51%		4,61	4,90
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate **Sem desconto**	12,87	-0,25%	5,85%		12,90	12,11
	No City Gate **Com desconto**	8,49	-0,25%	1,58%		8,51	8,36
	2.000 m³/dia **	19,12	-0,25%	-2,72%		19,16	19,63
	20.000 m³/dia **	15,76	-0,25%	-1,53%		15,80	16,00
	50.000 m³/dia **	15,11	-0,52%	-1,58%		15,19	15,35

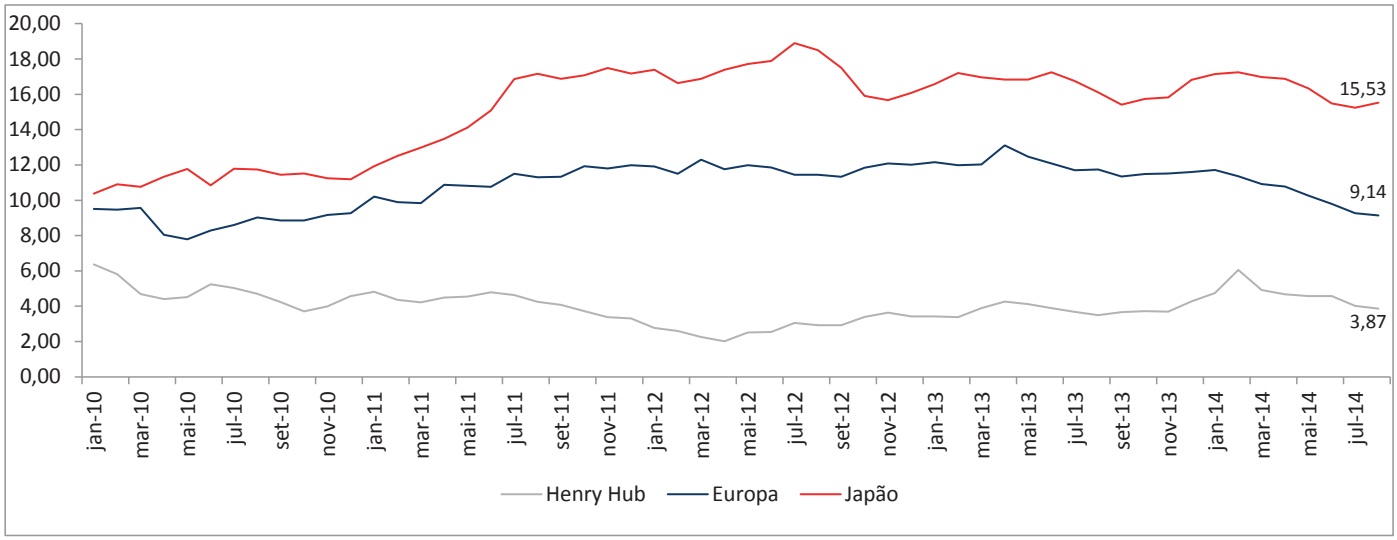
* não inclui impostos.

** 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: CPI Estados Unidos; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Freitas

Oferta

Em setembro de 2014, com a mudança parcial do cenário de afluências, houve uma maior disponibilidade hídrica para geração de energia elétrica, o que explica o aumento de 4,92% da participação da fonte hidráulica e a diminuição de 4,12% do atendimento da carga pela fonte térmica não renovável na comparação mensal. No entanto, em relação a setembro do ano passado, o despacho térmico não renovável cresceu 40,95%, muito impulsionado pelo crescimento de 385,52% da geração a óleo e bicombustível no mesmo período. O acionamento de termelétricas com alto Custo Variável Unitário-CVU, como as a óleo combustível, está acontecendo devido à crise no cenário hidrológico, que faz com que até as mais caras térmicas sejam despachadas. Após paradas programadas para manutenção e operação nas usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, o despacho nuclear retomou as operações normais, explicando o aumento de 135,03% em relação ao mês anterior. Houve uma queda abrupta da geração por gás natural de 18,96% comparando com o mês de agosto deste ano, porém um crescimento de 17,58% em relação a setembro de 2013.

Representando a região com maior potencial de geração de energia elétrica, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou um aumento na geração de 41,57% em relação ao mês de agosto desse ano, alcançando aproximadamente 18 mil GWh de geração no mês de setembro. Todavia, em comparação com setembro do ano passado, houve queda de 1,78%. Da mesma forma, o subsistema Sul obteve um crescimento de 5,67%, devido às afluências em suas bacias no mês de setembro, em relação ao mês anterior e um recuo de 2,99% em relação ao mesmo mês do ano passado. Os subsistemas Nordeste e Norte mostraram queda de 5,02% e 2,36%, comparando setembro e agosto deste ano, respectivamente. Itaipu também registrou queda, 13,59%, na comparação mensal. Na comparação anual, Itaipu diminui sua geração de energia elétrica em 19,12%, o que não foi acompanhado pelos subsistemas Nordeste e Norte, que tiveram aumento de geração de 22,35% e 17,75% ano contra ano, respectivamente. As comparações podem ser acompanhas na Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Geração Convencional por Fonte (GWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
Hidráulica (>30 MW)	29.435,13	4,92%	-8,06%		28.055,50	32.016,89
Térmica - Outros	315,59	-6,77%	10,06%		338,52	286,74
Térmica a Óleo e bi Combustível - gás/óleo	2.572,54	0,87%	385,52%		2.550,43	529,86
Térmica Nuclear	1.370,94	135,03%	9,59%		583,30	1.251,03
Térmica a Carvão Mineral	1.129,14	-9,45%	3,57%		1.246,94	1.090,23
Térmica a Gás	4.715,92	-18,96%	17,58%		5.819,57	4.010,70
Total Térmica Não Renovável	10.104,14	-4,12%	40,95%		10.538,76	7.168,56
Total Convencional	39.539,27	2,45%	0,90%		38.594,26	39.185,45

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Tabela 4.2: Geração Despachada por Subsistema (GWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
Sudeste/C.Oeste	18.170,33	41,57%	-1,78%		12.835,05	18.499,86
Sul	8.947,58	5,67%	-2,99%		8.467,26	9.223,24
Nordeste	5.964,27	-5,02%	22,35%		6.279,32	4.874,91
Norte	4.798,33	-2,36%	17,75%		4.914,30	4.074,96
Itaipu	5.437,02	-13,59%	-19,12%		6.292,01	6.722,20

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Intercâmbio de Energia Elétrica

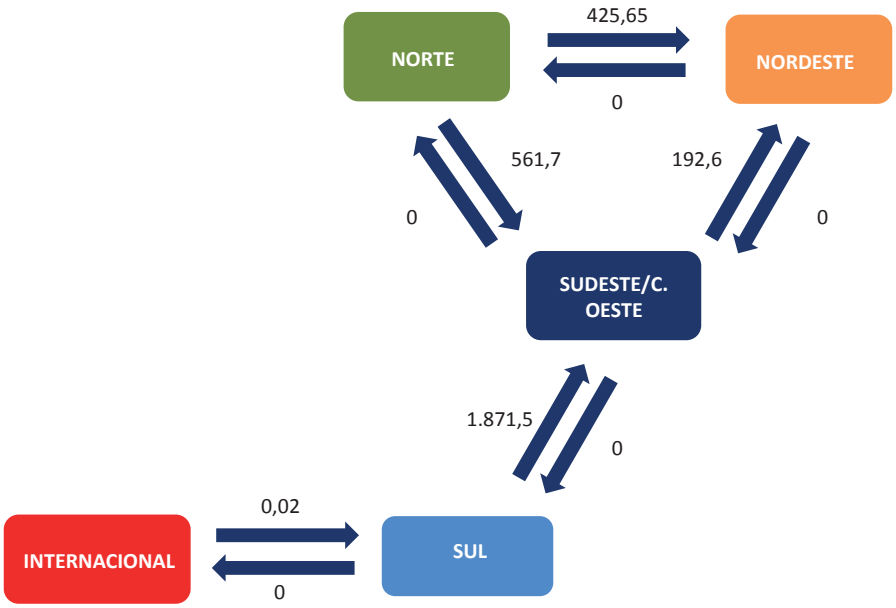
A Tabela 4.3 mostra que, devido às altas afluências nos reservatórios do subsistema Sul e às baixas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por estarmos no período seco das bacias neste subsistema, o intercâmbio de energia do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste aumentou em 61,52% no último mês em relação ao mês anterior. O aporte de eletricidade internacional pelo Sul permaneceu baixo e inexpressivo à carga do sistema, porém, segundo o ONS, nos dias 25 e 26, houve intercâmbio de energia entre Brasil e Argentina por meio da conversora de frequência Uruguaiana, para realização de testes de funcionamento da conversora, registrando-se saldo nulo ao final desse período. Já no dia 27, houve exportação de energia, a título de energia emergencial, do Brasil para Argentina, por meio da conversora de frequência Uruguaiana, com devolução no mesmo dia. A exportação de energia do subsistema Norte cresceu 191,54% em relação a setembro do ano passado, e foi direcionada para os subsistemas Nordeste (incremento de 25,68%) e para o Sudeste/Centro-Oeste (que em setembro do ano passado não apresentou importação de energia do subsistema Norte). A importação de energia pelo subsistema Nordeste apresentou um crescimento significativo no último mês, 173,66%, em relação a agosto deste ano, porém um decréscimo de 64,99% em relação a setembro do ano passado. Uma ilustração esquemática pode ser vista na Figura 4.1.

Tabela 4.3: Intercâmbio entre Regiões (GWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
S - SE/CO	1.871,50	61,52%	-11,73%		1.158,65	2.120,30
Internacional - S	0,02	-60,00%	-		0,05	0,00
Exportação - N	987,35	-10,94%	191,54%		1.108,68	338,67
N - NE	425,65	223,17%	25,68%		131,71	338,67
N - SE/CO	561,70	-42,51%	-		976,97	0,00
SE/CO - NE	192,60	104,44%	-86,51%		94,21	1.427,34
Importação NE	618,25	173,66%	-64,99%		225,92	1.766,02

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Figura 4.1: Esquema do Intercâmbio entre Subsistemas (GWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Disponibilidade & Estoque

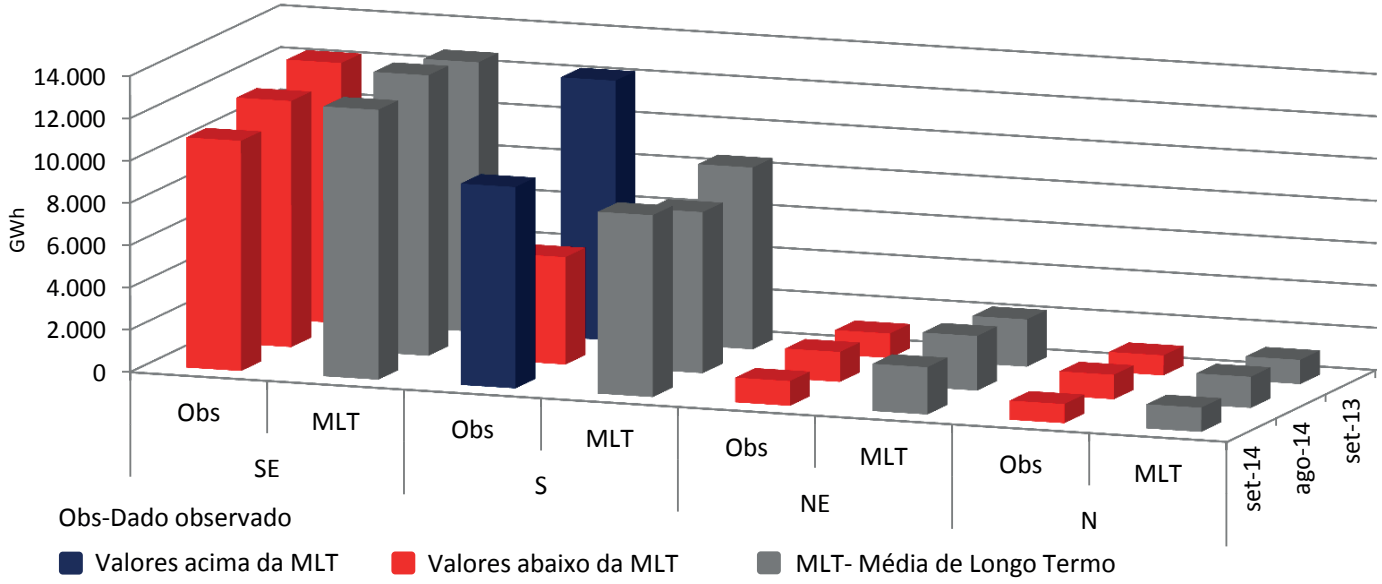
Segundo o Submódulo 20.1 - Glossário de Termos Técnicos, o ONS define a Energia Natural Afluente – ENA (Tabela 4.4), como: Energia elétrica que pode ser gerada a partir da vazão natural em um aproveitamento hidroelétrico. Apenas a região Sul apresentou um crescimento positivo em relação a agosto deste ano, 87,45%. Já as regiões Sudeste, Nordeste e Norte recuaram em 6,51%, 17,37%, e 21,83%, respectivamente. No mês de setembro deste ano, em relação ao do ano passado, somente a região Nordeste apresentou modesto crescimento, 0,82%. As regiões Sudeste, Sul e Norte apresentaram queda de 11,63%, 22,59% e 4,31%, respectivamente. O Gráfico 4.1 representa as ENAs dos meses de interesse, e as Médias de Longo Termo (MLT) para os meses analisados. As barras do gráfico, que apresentaram valor menor que a MLT, foram sinalizadas com cor vermelha, sendo as barras azuis os valores acima da MLT.

Tabela 4.4: Energia Natural Afluente-ENA (GWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
SE	10.886,64	-6,51%	-11,63%		11.645,01	12.319,11
S	9.522,07	87,45%	-22,59%		5.079,70	12.301,08
NE	1.171,78	-17,37%	0,82%		1.418,11	1.162,20
N	908,09	-21,83%	-4,31%		1.161,62	948,94

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.1: Comparação dos dados de ENAs observados com suas respectivas MLTs



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Representando o maior potencial de Energia Armazenada-EAR do Sistema Interligado Nacional (SIN), cerca de 70%, em setembro deste ano, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste atingiu aproximadamente 61% da capacidade de estocagem de energia hidráulica do SIN. No entanto, ainda devido às baixas afluências nas bacias da região, e pelo fato de o subsistema Sudeste/Centro-Oeste continuar atendendo a demanda da carga, no último mês, a EAR no subsistema recuou em 16,37% em relação ao mês anterior, sendo, na comparação anual, o recuo ainda maior, expressivos 45,47%. Comparando setembro com agosto, a única região que apresentou crescimento do valor de EAR foi o Sul, em 2,70%. Quando comparado com o mesmo mês do ano anterior, houve queda de 18,47%. Os subsistemas Norte e Nordeste obtiveram quedas significativas nos dois períodos de comparação, com 34,03% e 19,51%, respectivamente, na comparação mensal e na comparação anual, as quedas foram de 16,50% e 46,84%, respectivamente. As análises podem ser acompanhadas a seguir na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (GWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
SE/CO	38.591,28	-16,37%	-45,47%		46.145,86	70.773,12
S	11.160,00	2,70%	-18,47%		10.866,12	13.687,92
NE	8.463,00	-19,51%	-46,84%		10.514,21	15.918,48
N	4.705,80	-34,03%	-16,50%		7.132,73	5.635,44

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Demanda

O consumo residencial total apresentou uma queda de 0,31% no mês de agosto em relação a julho desse ano, como expõe a Tabela 4.6. Excetuando o subsistema Sul, que apresentou crescimento de 1,90%, todos os outros subsistemas recuaram, com destaque para o Nordeste, que apresentou a maior queda (2,83%). No entanto, em comparação com agosto do ano passado, todos os subsistemas cresceram no consumo residencial, com destaque para o subsistema Norte, com o valor de 16,11%. O aumento total do consumo residencial no país foi de 2,36% na comparação anual.

Já o consumo industrial (Tabela 4.7) obteve crescimento em todos os subsistemas, destacando-se o Sistema Isolado, com 10,91%, e o Sudeste/Centro-Oeste, com 5,09%. O aumento total foi de 4,11% no consumo industrial, e pode ser explicado pelo saldo positivo da produção industrial em agosto desse ano, de aproximadamente 0,7%, segundo o IBGE. Já em relação a agosto de 2013, o consumo industrial total decresceu em 5,12%, influenciado pelos resultados negativos dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte, com quedas percentuais de 1,78, 6,87% e 15,34, respectivamente. Somente o Sistema Isolado e o Nordeste obtiveram crescimento, 14,55% e 7,63%, respectivamente, ao compararmos o mês de agosto deste ano com o do ano passado.

No Mercado Livre (ML) o ramo de atividades que mais consumiu energia elétrica foi o de Metalurgia e Produtos de Metal, com 2.206 GWh, um crescimento de 5,78% em agosto deste ano em relação ao mês anterior. Em seguida, o setor de Químicos, com 1.196 GWh, apresentou um aumento de 2,23%, no mesmo período analisado. No entanto, os segmentos que mais cresceram o seu consumo percentualmente foram o Têxtil, com 13,10%, e o de Veículos e Transportes, com 8,35%, ainda comparando agosto e julho de 2014. Na relação entre os meses de agosto de 2014 e de 2013, somente os segmentos de Minerais Metálicos e Não Metálicos e de Serviços e Outros apresentaram crescimento: 1,74%, 2,22% e 3,42%, respectivamente. Do lado negativo, o destaque ficou para os ramos de Metalurgia e Produtos de Metal e Veículos e Transporte, com recuo no consumo de 11,34% e 9,54%, respectivamente. No entanto, todos os outros segmentos também apresentaram queda no mês de agosto desse ano em relação a agosto do ano passado. As comparações e a participação do consumo no ML dos Ramos de Atividades podem ser vistos, respectivamente, a seguir, na Tabela 4.8 e no Gráfico 4.2.

O consumo no setor comercial aumentou em todos os subsistemas, alcançando um total de 6.697 GWh. Em agosto desse ano em relação ao mês anterior, os subsistemas Sul, Norte e o Sistema Isolado apresentaram incremento de 6,25%, 5,54% e 4,87%, respectivamente, como pode ser acompanhado na Tabela 4.9. Da mesma forma, na comparação dos meses de agosto deste ano e do ano passado, houve crescimento em todos os subsistemas, com destaque para o Sistema Isolado, com 10,43%, o Norte, com 7,78%, e o Nordeste, com 6,15%.

Tabela 4.6: Consumo Residencial por Subsistema (GWh)

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
Sist. Isolado	150,02	-0,23%	7,87%		150,37	139,08
Norte	694,53	-0,38%	16,11%		697,16	598,17
Nordeste	1.775,67	-2,83%	4,36%		1.827,45	1.701,55
Sudeste/C. Oeste	6.178,53	-0,16%	0,87%		6.188,67	6.125,03
Sul	1.722,98	1,90%	0,43%		1.690,88	1.715,61
Total	10.521,73	-0,31%	2,36%		10.554,52	10.279,44

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

Tabela 4.7: Consumo Industrial por Subsistema (GWh)

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
Sist. Isolado	18,58	10,91%	14,55%		16,75	16,22
Norte	1.444,72	1,07%	-15,34%		1.429,39	1.706,50
Nordeste	2.040,74	2,48%	7,63%		1.991,39	1.896,11
Sudeste/C. Oeste	8.781,08	5,09%	-6,87%		8.355,41	9.429,28
Sul	2.781,24	3,82%	-1,78%		2.678,89	2.831,51
Total	15.066,36	4,11%	-5,12%		14.471,84	15.879,63

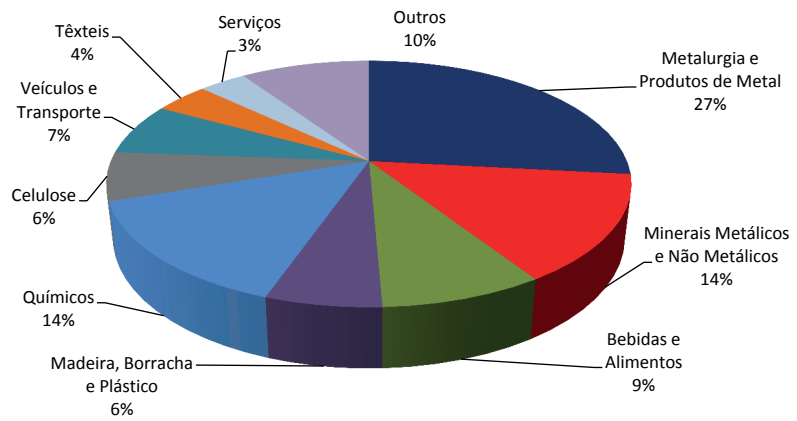
Fonte: Elaboração própria a partir de dados EPE.

Tabela 4.8: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (GWh)

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
Metalurgia e Produtos de Metal	2.206,00	5,78%	-11,34%		2.085,36	2.488,18
Minerais Metálicos e Não Metálicos	1.167,00	2,22%	1,74%		1.141,68	1.147,05
Bebidas e Alimentos	702,00	6,67%	-0,77%		658,13	707,47
Madeira, Borracha e Plástico	499,00	3,41%	-4,99%		482,56	525,23
Químicos	1.196,00	2,23%	-3,41%		1.169,90	1.238,18
Celulose	526,00	5,46%	-0,21%		498,77	527,10
Veículos e Transporte	560,00	8,35%	-9,54%		516,84	619,04
Têxteis	333,00	13,10%	-4,72%		294,44	349,50
Serviços	288,00	2,94%	2,22%		279,78	281,75
Outros	785,00	6,73%	3,42%		735,51	759,03
Total	8.264,00	5,10%	-4,38%		7.862,97	8.642,53

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.2: Participação do Consumo por Ramo de Atividade no ML em Agosto de 2014



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Tabela 4.9: Consumo Comercial por Subsistema (GWh)

	ago-14	ago-14/jul-14	ago-14/ago-13	Tendências 12 meses	jul-14	ago-13
Sist. Isolado	60,74	4,87%	10,43%		57,91	55,00
Norte	382,12	5,54%	7,78%		362,07	354,53
Nordeste	978,79	1,54%	6,15%		963,91	922,08
Sudeste/C. Oeste	4.385,31	1,98%	6,18%		4.300,24	4.130,16
Sul	1.190,14	6,25%	4,49%		1.120,13	1.139,01
Total	6.997,09	2,83%	6,00%		6.804,27	6.600,77

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

A média mensal do PLD (Tabela 4.10) de todos os submercados foi igual no mês de setembro, de 2,15% em relação ao mês anterior. No entanto, em relação a setembro do ano passado, os submercados Nordeste e Norte apresentaram um crescimento expressivo de 153,76%, e o submercado Sudeste/Centro-Oeste de 156,57%, sendo superados pelo subsistema Sul, que teve aumento de 174,96%. No Gráfico 4.3, observamos a clara variação que os submercados tiveram em relação ao ano passado e que, ainda, há certa proximidade entre o PLD e o preço teto (PLDmax). Visto que está havendo despacho de hidrelétricas para o atendimento da carga, e que a EAR vem diminuindo, como citado anteriormente (Tabela 4.5), se não houver o reabastecimento dos reservatórios pelas ENAs, é de se esperar que a média mensal do PLD suba, com risco potencial de alcançar novamente o limite máximo.

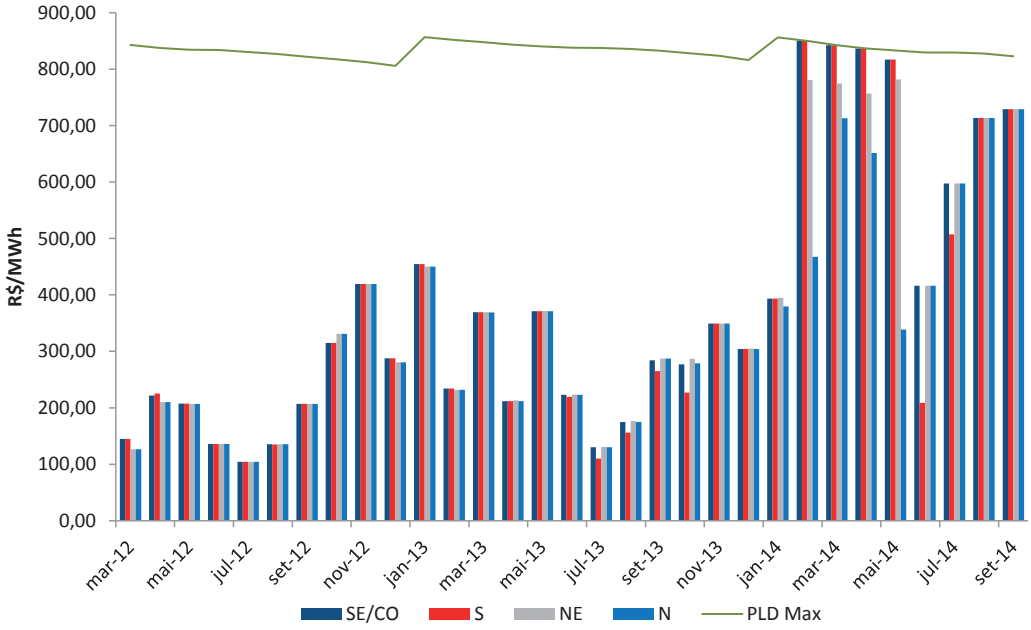
A partir da consulta pública lançada em setembro, a ANEEL abriu uma audiência pública para a discussão sobre a definição dos valores limite do PLD de 388,04 R$/MWh, para o máximo, e 30,26 R$/MWh, para o mínimo. De fato, a definição mais impactante é em relação ao PLDmax, que foi estabelecido de acordo com o CVU da UTE a gás natural, Mário Lago. Com a redução do valor teto, a decisão acarretaria numa tendência dos geradores procurarem ofertar sua energia no leilão de energia existente A-1, marcado para o dia 5 de dezembro desse ano, ao invés de deixarem um volume disponível para negociação no mercado de curto prazo. Isso garantiria a demanda das distribuidoras que terão alguns contratos vencidos em breve a um preço, provavelmente, mais acessível. Por outro lado, a diminuição do preço *spot* pode provocar aumento do encargo de serviços de sistemas (EES), cobrado de todos os consumidores, já que, se houver o despacho de energia maior que o preço teto, o excedente é alocado no EES.

Tabela 4.10: PLD Médio Mensal-Preços Reais (R$/MWh)

	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendências 12 meses	ago-14	set-13
SE/CO	728,95	2,15%	156,57%		713,57	284,12
S	728,95	2,15%	174,96%		713,57	265,12
NE	728,95	2,15%	153,76%		713,57	287,25
N	728,95	2,15%	153,76%		713,57	287,25

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Histórico do PLD



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.
Deflator: IPCA.

Tarifas de Energia Elétrica

Dentre as concessionárias de distribuição de eletricidade relacionadas no último boletim, que estavam chegando ao fim da vigência da tarifa de energia, quatro distribuidoras, CELG-D, CHESP, Bandeirante e CPFL-Piratininga, tiveram seus reajustes tarifários homologados pela ANEEL, com 24,27%, 24,78%, 22,34% e 19,73% respectivamente, e podem ser vistos na Tabela 4.11. Estes valores acompanham a tendência de reajustes tarifários altos, muito impulsionados pela exposição de algumas distribuidoras ao alto preço do MWh no mercado *spot*.

Tabela 4.11: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	B1 - Residencial (R$/kWh)	Tarifa Reajustada (R$/kWh)	Reajuste	Vigência
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	0,29350	0,35031	24,27%	12/09/2014 até 11/09/2015
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	0,37709	0,46674	24,78%	12/09/2014 até 11/09/2015
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A.	0,30494	0,36778	22,34%	23/10/2014 a 22/10/2015
CPFL- Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	0,27824	0,33665	19,73%	23/10/2014 a 22/10/2015
CEEE-D	Cia. Estadual de Distrib. de Energia Elétrica	0,31257	-	-	25/10/2013 até 24/10/2014
DMED	DME Distribuição S.A	0,30169	-	-	28/10/2013 até 27/10/2014
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	0,27685	-	-	01/11/2013 até 31/10/2014
Boa Vista	Boa Vista Energia S/A	0,24758	-	-	01/11/2013 até 31/10/2014
CERR	Companhia Energética de Roraima	0,22890	-	-	01/11/2013 até 31/10/2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL e do IBGE.

Fontes Renováveis

Mônica Varejão

Geração e Participação na Matriz Elétrica

A geração de eletricidade em setembro[1] de 2014, pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e PCHs), foi de 5.263 GWh. Este valor representa um decréscimo de 6,44%, se comparado com o mês imediatamente anterior, e um crescimento de 18,33% ano contra ano (setembro de 2014/setembro de 2013). Tal cenário mostra aumento da inserção das renováveis na matriz elétrica.

A geração de eletricidade por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) apresentou discreto crescimento de 0,62%, entre agosto de 2014 e setembro do mesmo ano, enquanto que na comparação anual a redução foi de 7,47%. Paralelamente, a geração de eletricidade por térmicas a biomassa apresentou diminuição mensal de 12,13%, e crescimento anual de 11,52%. Segundo o boletim "Ativos da Cana-de-açúcar"[2], o setor sucroenergético, na safra de 2014/2015, será marcado por queda na produtividade em razão das desfavoráveis condições pluviométricas na região Centro-Sul, o que pode vir a resultar em maior diminuição de participação das térmicas a biomassa na matriz energética.

Já para as eólicas, em setembro, o aumento foi de 100,19% ano a ano e, em comparação a agosto, houve redução de participação da fonte em 2,56%. Há expectativa de aumento da participação das eólicas na produção de energia, devido à Medida Provisória 656 de outubro de 2014. Esta medida atuará na forma de incentivo ao desenvolvimento da cadeia de produção de equipamentos de geração eólica, ao reduzir a zero o PIS/COFINS para peças e componentes de aerogeradores fabricados no Brasil, ou seja, tem o objetivo de fomentar o desenvolvimento da cadeia local de produção, e com isso a redução de custos de produção. Um contraponto à política de conteúdo local é a sua atuação como uma possível barreira à velocidade da expansão da fonte eólica na matriz energética, uma vez que haverá restrição de compra dos produtos, o que pode tornar a dinâmica menos eficiente.

Dentre as fontes renováveis, as térmicas a biomassa são as que apresentam maior participação (49,15% em setembro de 2014), seguidas da PCH, com 25,95%, e pela eólica, com 24,90% de participação. Comparando os meses de setembro entre os anos 2010 e 2014, verificamos que a fonte eólica apresentou considerável crescimento de participação na matriz elétrica, enquanto que as fontes térmica a biomassa e PCH apresentaram diminuição de participação na matriz elétrica nacional, com maior destaque de redução para PCHs, haja vista o cenário de condições pluviométricas desfavoráveis em diversas regiões do país, com destaque para o Nordeste e também Sudeste e Centro-Oeste.

Tabela 5.1: Geração de Eletricidade (GWh)

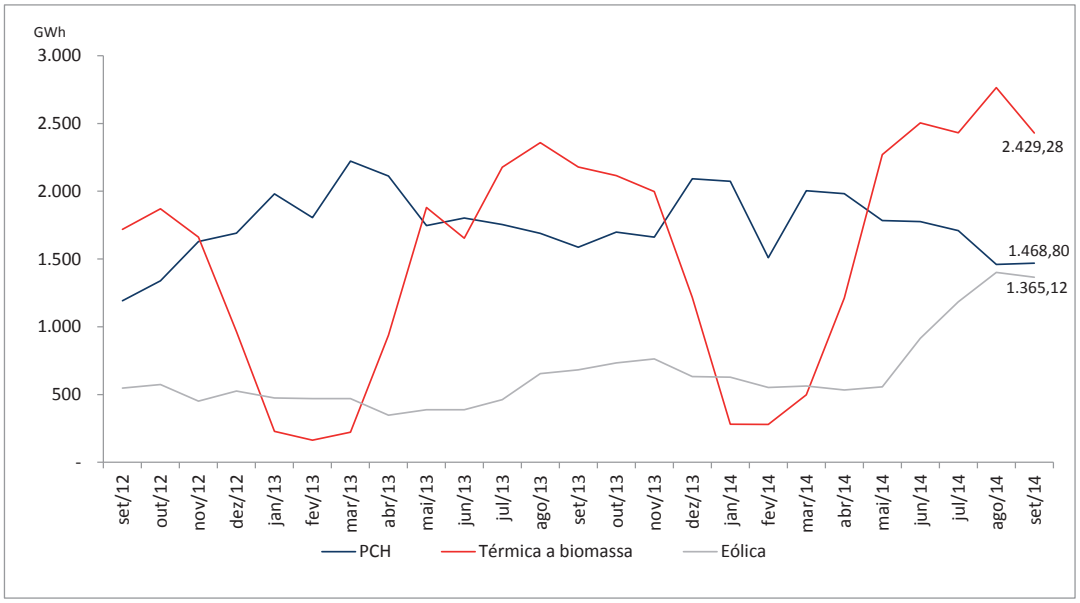
Fonte	set-14	set-14/ago-14	set-14/set-13	Tendência 12 meses	ago-14	set-13
PCH	1.469	0,62%	-7,47%		1.460	1.587
Térmica a biomassa	2.429	-12,13%	11,52%		2.765	2.178
Eólica	1.365	-2,56%	100,19%		1.401	682
Total	**5.263**	-6,44%	18,33%		**5.625**	**4.448**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

[1] Os dados de setembro de 2014 são dados preliminares, apresentados no relatório Infomercado de outubro de 2014, e sujeitos a alterações até o início do processo de contabilização para o relatório de novembro de 2014. O Infomercado é produzido e divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

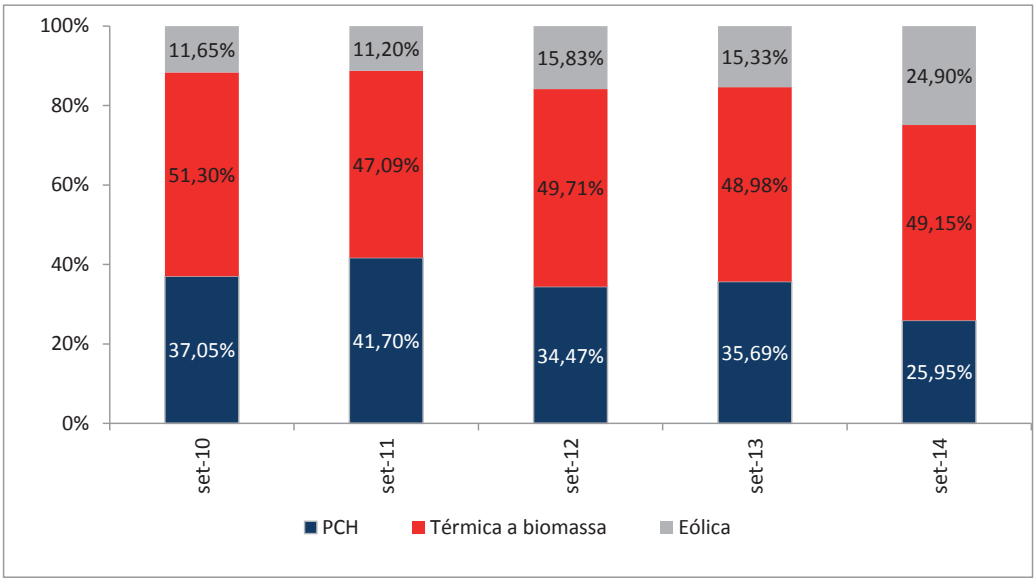
[2] Elaborado pelo Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresa (Pecege), da Esalq/USP, em parceria com a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA).

Gráfico 5.1: Perfil de Geração de Eletricidade por Fontes Renováveis



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 5.2: Evolução Percentual da Participação das Fontes na Matriz Elétrica Nacional Renovável



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.



FGV ENERGIA

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