

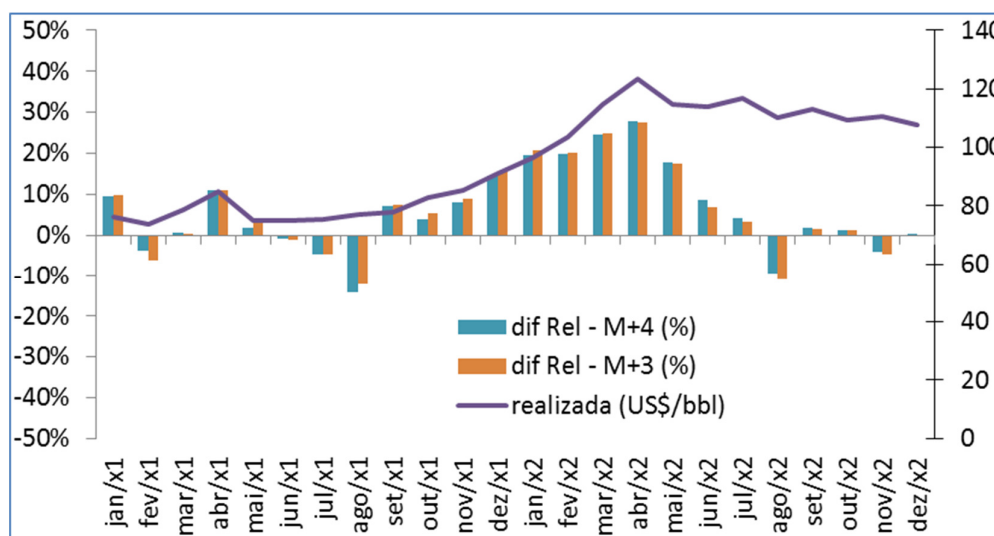
## 5. ANÁLISE DOS DADOS COLETADOS

### 5.1 COTAÇÕES

Para análise das cotações foram monitoradas as seguintes cotações: petróleo (*Brent* e *WTI*), QAV (Jet/Kerosene Grade 54 USG *Waterborne* 0,3%S), diesel (No.2 USG *Waterborne* (2.000 ppm)), nafta (*Naphtha Physical* NWE CIF ARA), gasolina (*Unleaded* 87 0.3 Max MTBE NYH *Barges* (30ppm)), e óleo combustível (No.6 1.0%/LSFO NYH *Cargoes* ). Os gráficos abaixo apresentam os valores realizados das cotações, e as diferenças percentuais entre o realizado e o previsto com antecipação de três e quatro meses, respectivamente, M+3 e M+4.

Em relação às cotações de petróleo, *Brent* é a designação do petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na bolsa de Londres. É referência para os mercados europeu e asiático. *WTI* é a designação do petróleo extraído da região do Texas e negociado na bolsa de Nova York. É referência para o mercado norte-americano.

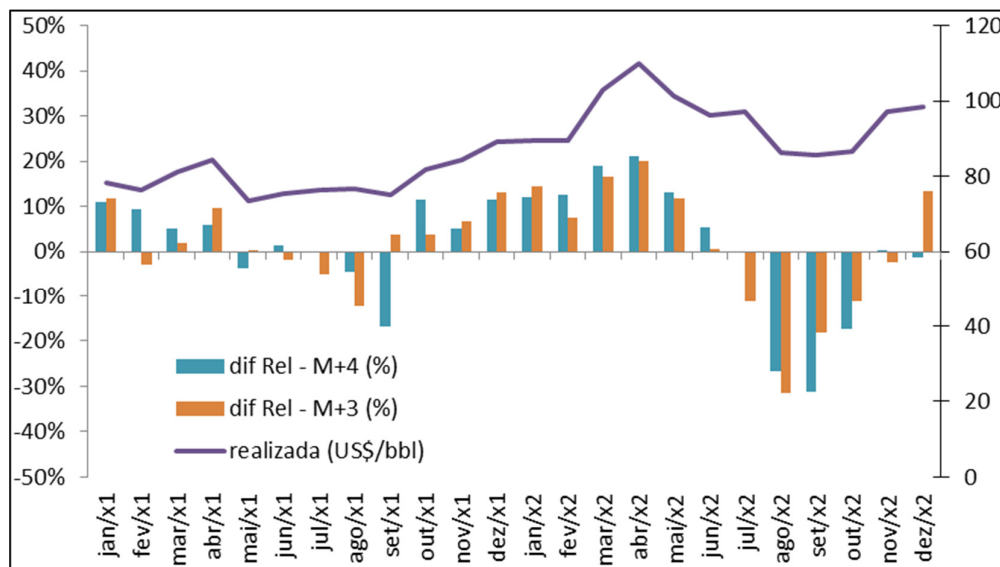
Grande parte dos petróleos nacionais, que em geral são comercializados pelo escritório da empresa, em Londres, é referenciada pela cotação do *Brent*.



**Figura 6 – Cotação Petróleo Brent e erros de previsão.**

Fonte: *Brent* – EIA, Platts

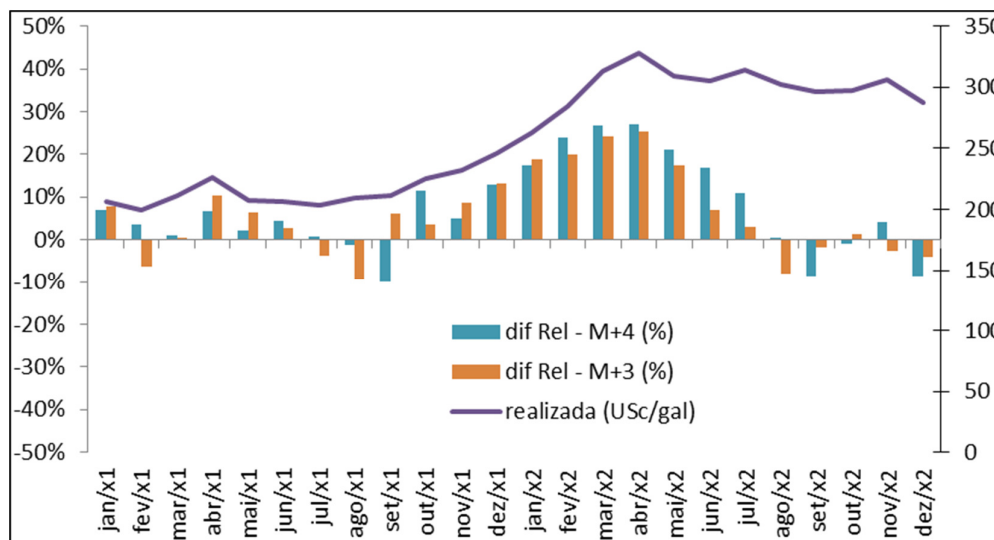
Analisando as cotações do *Brent*, tanto na série de dados M+3 quanto na série M+4, o EPAM (erro percentual absoluto médio) ficou em 7% no primeiro ano analisado e 12% no segundo ano.



**Figura 7 - Cotação petróleo WTI e erros de previsão**

Fonte: WTI – EIA, Platts

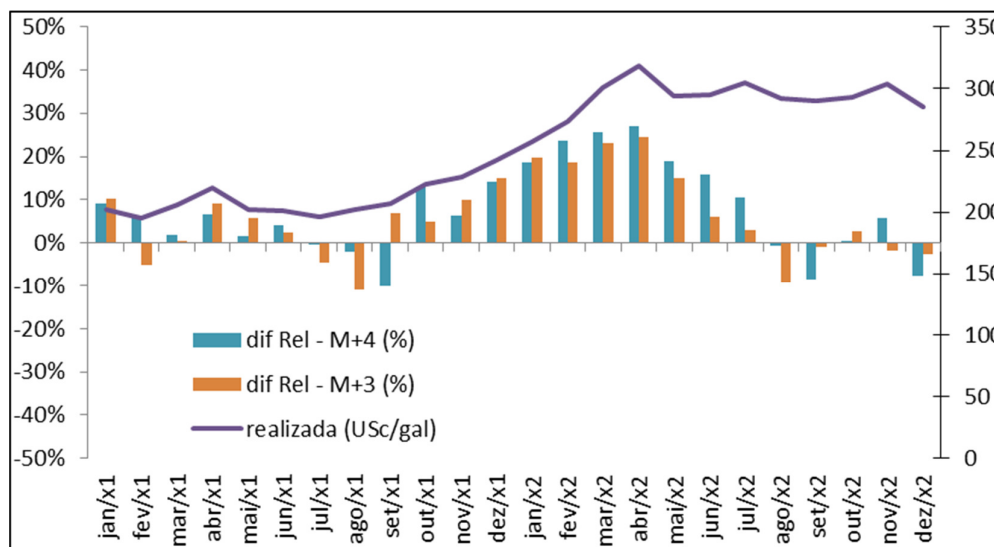
Analisando o comportamento do primeiro ano para a cotação do *WTI*, a série de dados M+3, apresenta um EPAM de 6% e 7% para a série de dados M+4. Para o segundo ano analisado, as duas séries apresentam EPAM de 13%.



**Figura 8 - Cotações QAV e erros de previsão**

Fonte: Jet/Kerosene Grade 54 USG Waterborne 0,3%S – EIA, Platts

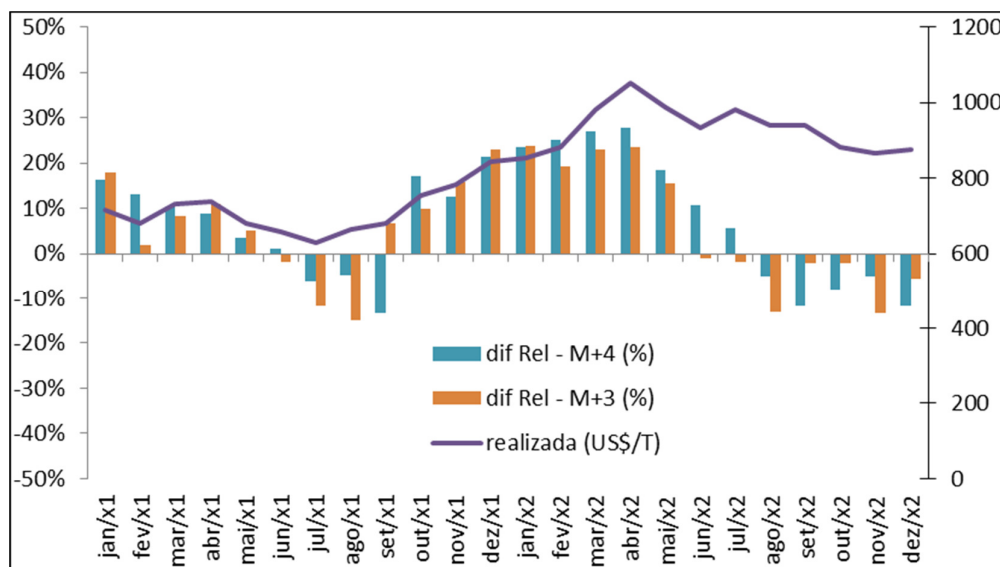
Analisando os dados de cotações de QAV, para a série de dados M+3, o EPAM ficou em 7% no primeiro ano analisado e 11% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do primeiro ano ficou em 6% para o outro período o valor observado foi 14%.



**Figura 9 - Cotações Diesel e erros de previsão**

Fonte: No.2 USG Waterborne (2.000 ppm) – EIA, Platts

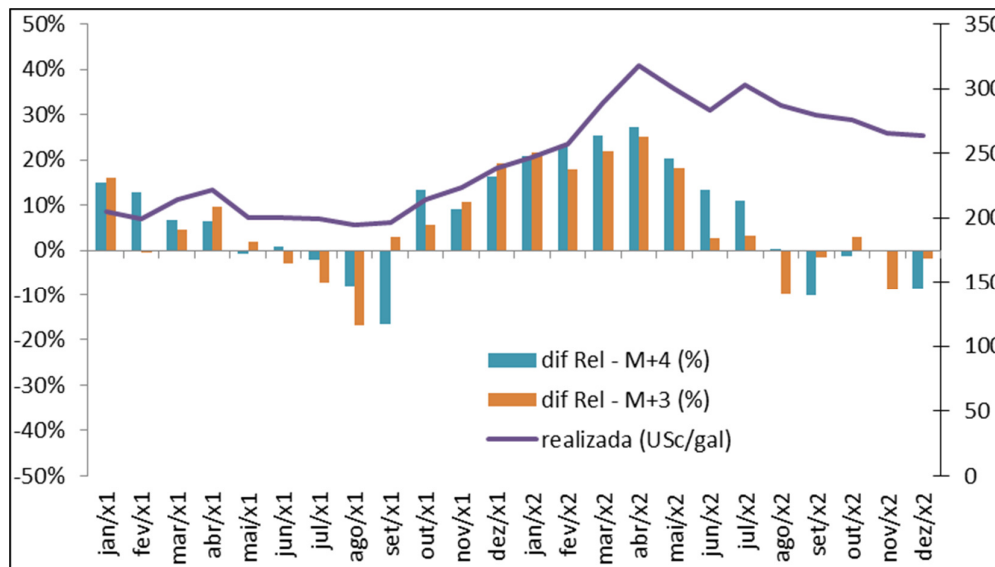
Analisando os dados de cotações de diesel foi observado o mesmo comportamento para os dados de QAV analisado no quadro anterior, para a série de dados M+3, o EPAM ficou em 7% no primeiro ano analisado e 11% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do primeiro ano ficou em 6% para o outro período o valor observado foi 14%.



**Figura 10 - Cotações nafta e erros de previsão**

Fonte: Naphtha Physical NWE CIF ARA - Platts

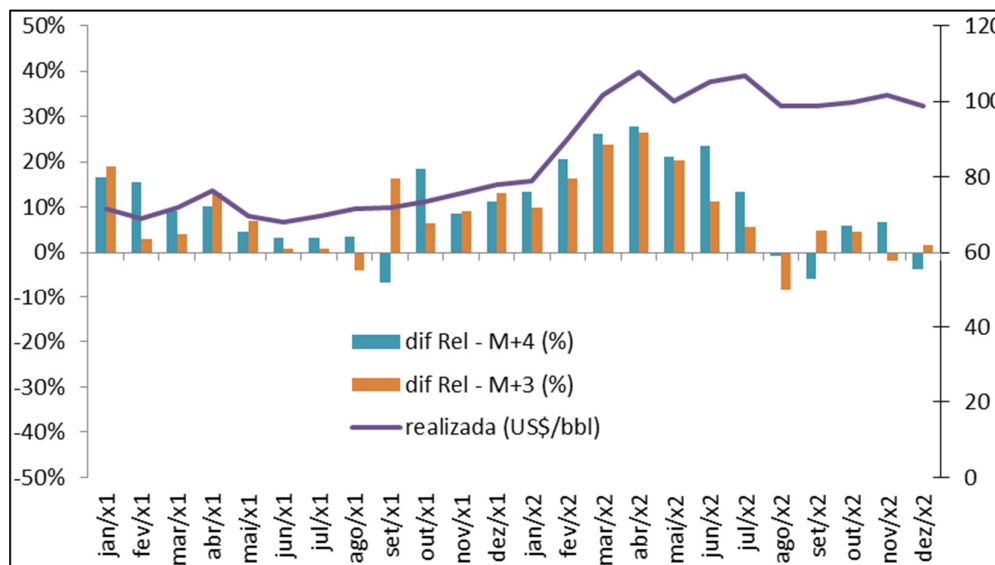
Entre as análises de cotações, os valores para nafta foram as que tiveram o maior EAPM. No primeiro ano, este erro percentual ficou 11% para as duas séries. Para o segundo ano da análise, o EAPM ficou em 12% para a série M+3 e 15% para a série M+4.



**Figura 11- Cotação gasolina e erros de previsão**

Fonte: Unleaded 87 0.3 Max MTBE NYH Barges (30ppm) – EIA, Platts

Analisando o comportamento do primeiro ano para a cotação da gasolina, a série de dados M+3, apresenta um EPAM de 8% e 9% para a série de dados M+4. Para o segundo ano analisado, os valores ficaram em 11% e 13%, respectivamente.



**Figura 12 - cotações óleo combustível e erros de previsão**

Fonte: No.6 1.0%/LSFO NYH Cargoes ) – EIA, Platts

Analisando os dados de cotações de óleo combustível, para a série de dados M+3, o EPAM ficou em 8% no primeiro ano analisado e 11% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do primeiro ano ficou em 9% para o outro período o valor observado foi 14%.

A tabela abaixo apresenta os valores consolidados de erro médio (EM), erro absoluto médio (EAM) e erro percentual absoluto médio (EAPM).

		M+3	M+4		M+3	M+3	M+4	M+4
		EM	EM		EAM	EPAM	EAM	EPAM
Brent dtd	x1	2,5	2,8		5,8	7%	5,5	7%
	x2	10,5	10,1		13,0	12%	13,0	12%
Jet/Kerosene Grade 54 USG Waterborne 0,3%S	x1	8,3	7,8		14,3	7%	12,3	6%
	x2	33,3	25,5		33,6	11%	42,0	14%
No.2 USG Waterborne (2.000 ppm)	x1	9,3	8,5		15,4	7%	13,6	6%
	x2	31,7	23,8		30,8	11%	39,6	14%
Naphtha Physical NWE CIF ARA	x1	52,1	47,4		78,4	11%	79,0	11%
	x2	77,9	53,6		112,5	12%	140,9	15%
Unleaded 870.3 Max MTBE NYH Barges	x1	10,0	8,4		17,5	8%	18,9	9%
	x2	29,0	21,8		31,9	11%	38,2	13%
No.6 1.0%/LSFO NYH Cargoes	x1	5,9	5,4		5,9	8%	6,7	9%
	x2	12,3	9,5		11,1	11%	14,1	14%
WTI	x1	2,6	2,1		4,9	6%	5,7	7%
	x2	1,4	1,5		12,5	13%	12,5	13%

**Tabela 3 - Dados consolidados das cotações**

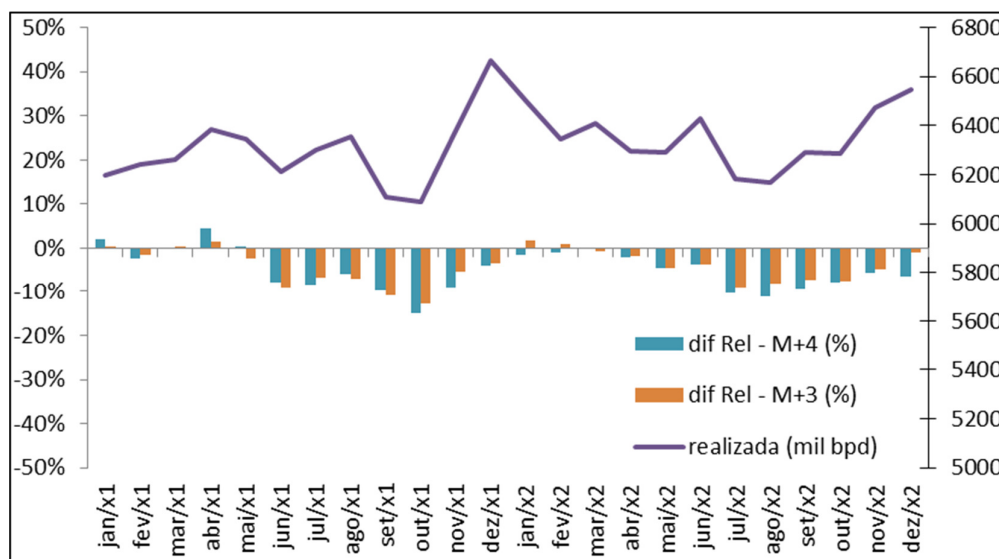
Em todas as avaliações do erro de previsão das cotações de petróleo e derivados, percebe-se, até visualmente, que as projeções são, basicamente, o valor das cotações no momento da avaliação, defasadas no tempo conforme o horizonte da projeção.

## 5.2 PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO

Para análise dos dados de produção nacional, além do volume total de produção de petróleo, analisou-se também o volume produzido por região (as regiões foram divididas por similaridade operacional) e ainda o volume de

produção das correntes exportáveis. Optou-se por considerar as correntes exportáveis de forma separada, pois nem todos os petróleos estão disponíveis para exportação.

Os dados apresentados nesta seção estão multiplicados por um fator, por serem dados reservados da empresa em análise. O fator aplicado altera o valor do número, entretanto não altera a análise feita com os dados. As regiões produtoras de petróleo foram identificadas pelas áreas I até IX. As correntes exportáveis estão compreendidas nas regiões V, VI, VII e VIII.

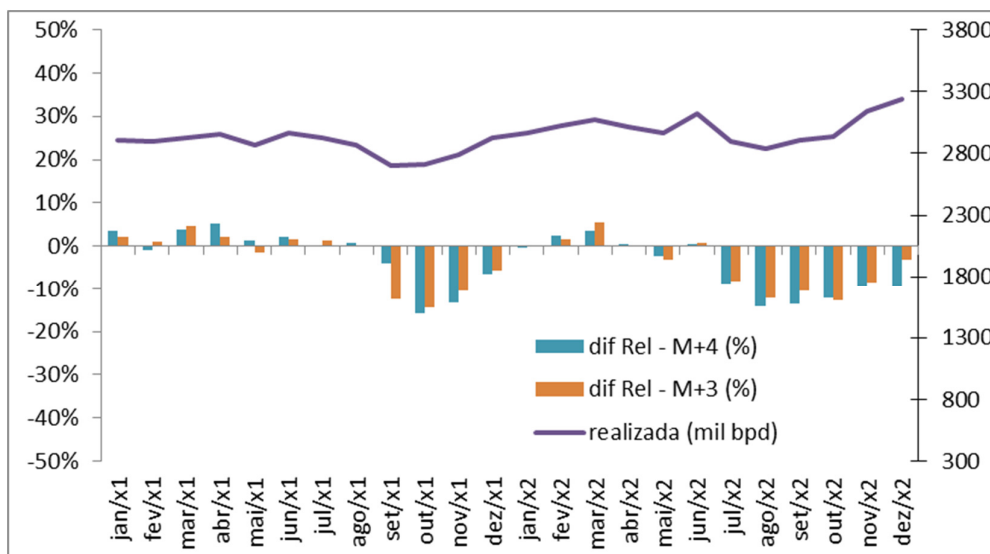


**Figura 13 – Produção de petróleo nacional total**

Analisando os dados históricos de produção de petróleo, para a série de dados M+3, o EPAM ficou em 5% no primeiro ano analisado e 4% no segundo ano. Para a série de dados M+4, o EPAM ficou em 6% e 5%, respectivamente, para os períodos observados.

Pode-se observar que as duas séries apresentam comportamentos bem similares. Além disso, comparando-se os meses de ambos os anos, os desvios tem o mesmo comportamento, isto é, nos meses iniciais de cada ano, os desvios entre realizado e planejado são pequenos. A partir do segundo semestre de cada ano, os

desvios vão aumentando, impactados por previsões otimistas e desafiadoras, que não se confirmaram.



**Figura 14 - Produção de petróleos exportáveis**

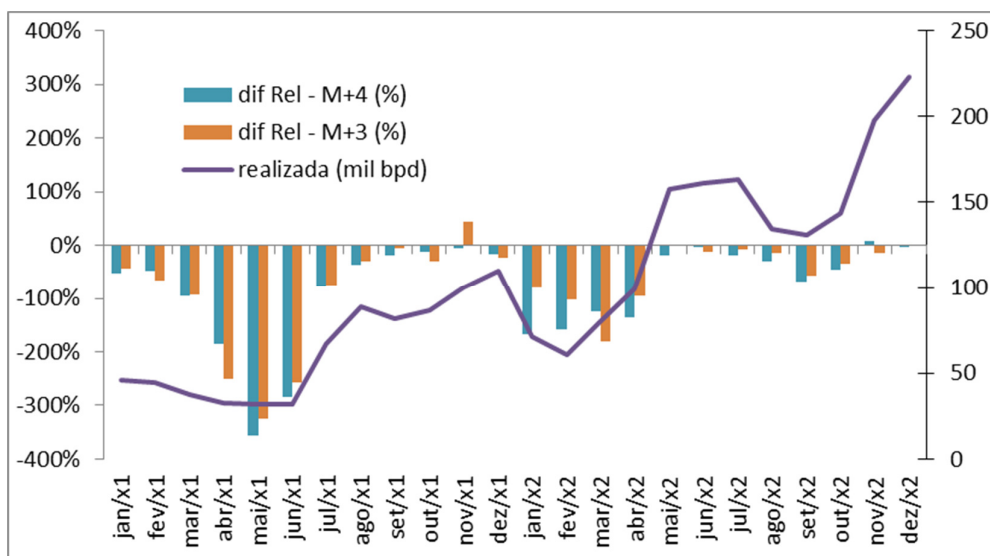
Os dados históricos de desvios de produção de petróleo para correntes exportáveis, apresentados no gráfico para ambas as séries de dados M+3 e M+4, tem um EPAM em 5% no primeiro ano analisado e 6% no segundo ano.

Este gráfico apresenta a mesma tendência que o gráfico anterior, isto é, desvios pequenos entre realizado e planejado nos meses iniciais de cada ano, e a partir do segundo semestre de cada ano, os desvios vão aumentando.

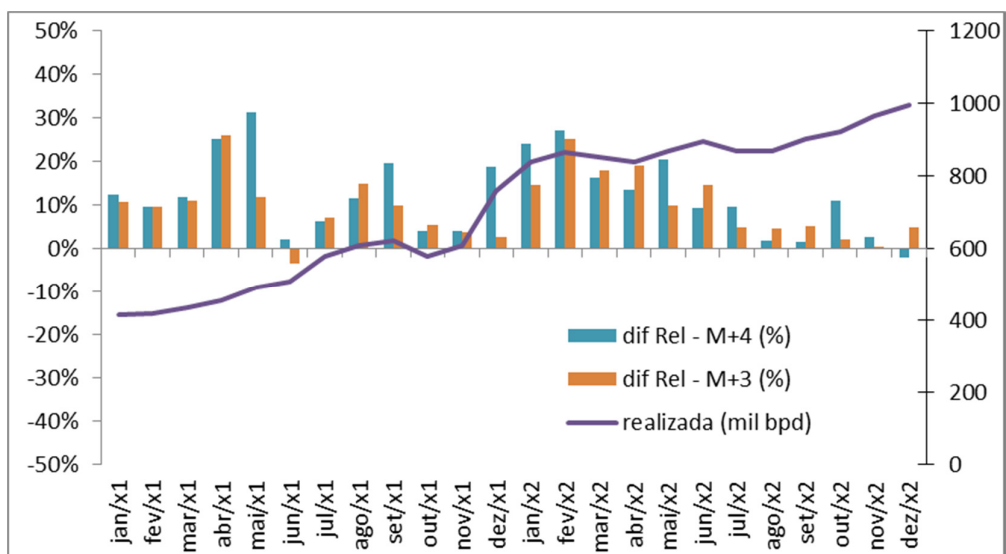
Apesar do desvio médio da produção total do E&P estar em torno de 5%, a análise mais detalhada das previsões por área geográfica apresenta maiores desvios dependendo da região analisada. Áreas com produção de novas correntes, como pode ser visto nas figuras 15 e 16, apresentam desvios muito grandes, fortemente impactados tanto pela postergação da entrada de poços de produção quanto pela interligação com outros poços, assim como pela possibilidade de um desempenho diferente do esperado em cada poço. No caso do gráfico da figura 15, a previsão tem um viés otimista, comportamento este oposto ao mostrado na figura 16, aonde a previsão é pessimista. Esta avaliação é importante caso as



correntes produzidas tenham aplicação distintas nas unidades de refino, impactando o perfil de derivados produzidos. Caso sejam facilmente substituíveis, o erro positivo de uma previsão é anulado pelo negativo de outra. O nível de agregação da previsão deve considerar estas nuances da utilização de cada óleo cru produzido.

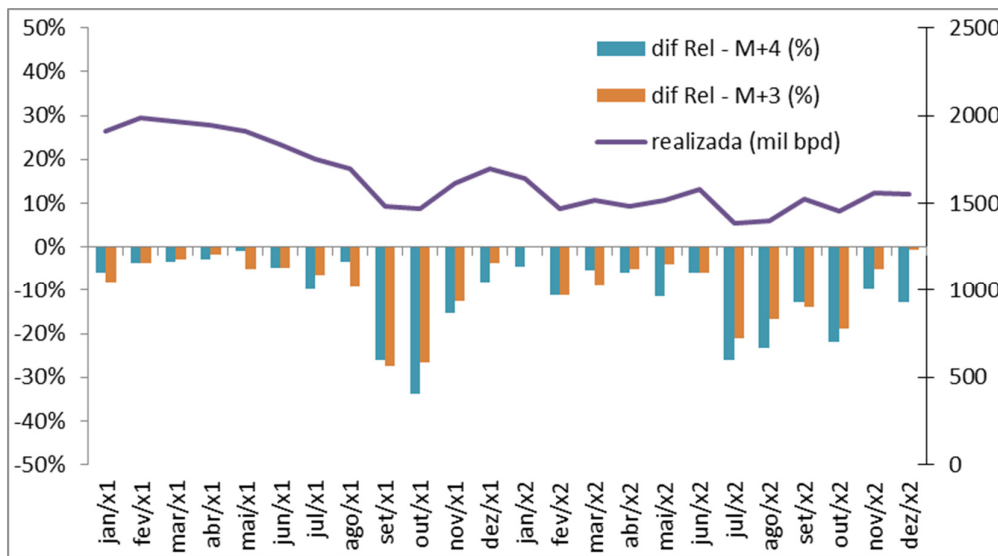


**Figura 15 - Produção de petróleo – área VIII**



**Figura 16 - Produção de petróleo – área V**

No gráfico da figura 17 pode-se observar os dados de uma área com baixa eficiência operacional, e conseqüentemente, com uma produção bem abaixo da planejada.



**Figura 17 - Produção de petróleo – área VI**

A tabela abaixo apresenta os valores consolidados de erro médio (EM), erro absoluto médio (EAM) e erro percentual absoluto médio (EPAM).

		M+3	M+4		M+3	M+3	M+4	M+4
		EM	EM		EAM	EPAM	EAM	EPAM
Total	x1	(14.671,4)	(14.999,6)		16.001,2	5%	18.311,1	6%
	x2	(16.835,7)	(12.027,8)		13.525,6	4%	16.835,7	5%
área I	x1	(262,1)	(419,7)		556,7	7%	581,6	8%
	x2	(741,4)	(804,3)		831,2	10%	741,4	9%
área II	x1	(135,3)	(171,4)		411,6	4%	412,4	4%
	x2	152,3	44,0		335,5	3%	295,8	3%
área III	x1	(1.047,4)	(870,6)		870,6	11%	1.047,4	13%
	x2	(699,5)	(486,0)		492,2	6%	699,5	9%
área IV	x1	(106,6)	(181,0)		195,6	3%	184,9	2%
	x2	(383,7)	(386,4)		399,2	5%	389,0	5%
área V	x1	3.561,0	2.351,9		2.500,3	10%	3.561,0	13%
	x2	4.925,1	4.541,4		4.541,4	10%	5.090,1	12%
área VI	x1	(8.058,4)	(7.735,1)		7.735,1	9%	8.058,4	10%
	x2	(9.374,4)	(6.863,9)		6.880,5	9%	9.374,4	13%
área VII	x1	(7.470,3)	(6.771,3)		9.808,3	6%	12.228,2	8%
	x2	(8.462,2)	(6.283,3)		7.951,5	5%	8.610,9	6%
área VIII	x1	(2.016,3)	(1.858,5)		2.223,2	104%	2.016,3	99%
	x2	(2.939,7)	(2.370,1)		2.415,5	50%	3.055,8	65%
área IX	x1	919,8	713,4		912,1	45%	1.182,6	55%
	x2	734,8	558,8		740,4	21%	969,4	27%
Pet-Exportação	x1	(2.651,7)	(3.599,0)		6.745,2	5%	6.907,4	5%
	x2	(7.838,6)	(6.242,4)		8.359,4	6%	9.568,5	6%

**Tabela 4 – Dados consolidados de produção de petróleo**

O restante dos gráficos de produção, segmentados por área de produção, pode ser encontrado nos apêndices desta dissertação.

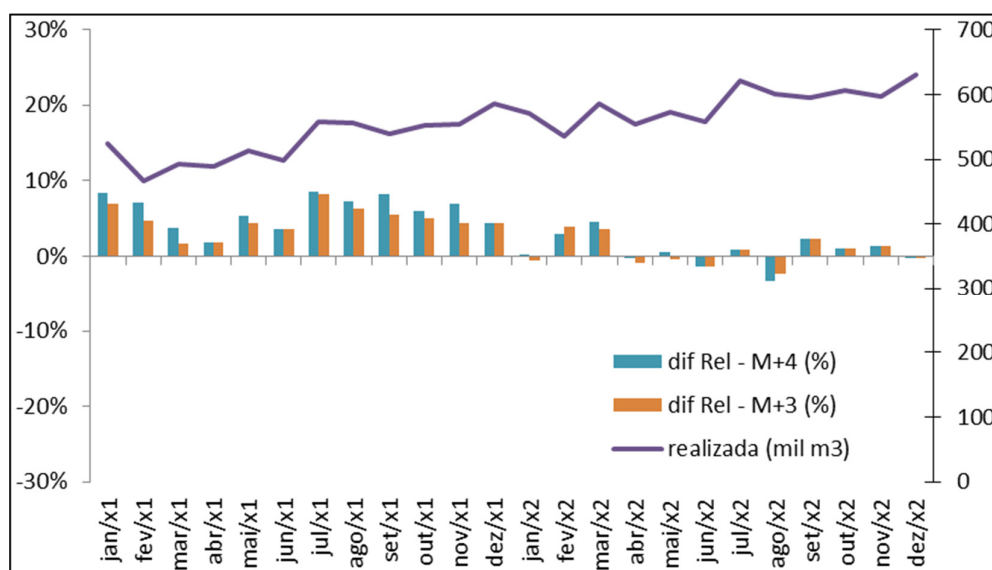
### 5.3 DEMANDA DE DERIVADOS

Para análise dos dados de demanda de derivados, foram monitorados os dados de mercado do querosene de aviação (QAV), do diesel e da gasolina A. Para as análises, além do volume total do mercado, foram analisados os dados segmentados por regiões geográficas.

As regiões geográficas foram divididas em: Nordeste, Norte, RJ-MG-ES, São Paulo, OSBRA e Sul. A região chamada OSBRA, compreende os polos (municípios) atendidos pelo duto de mesmo nome (OSBRA – Oleoduto São Paulo-Brasília).

### 5.3.1 DEMANDA DE QAV

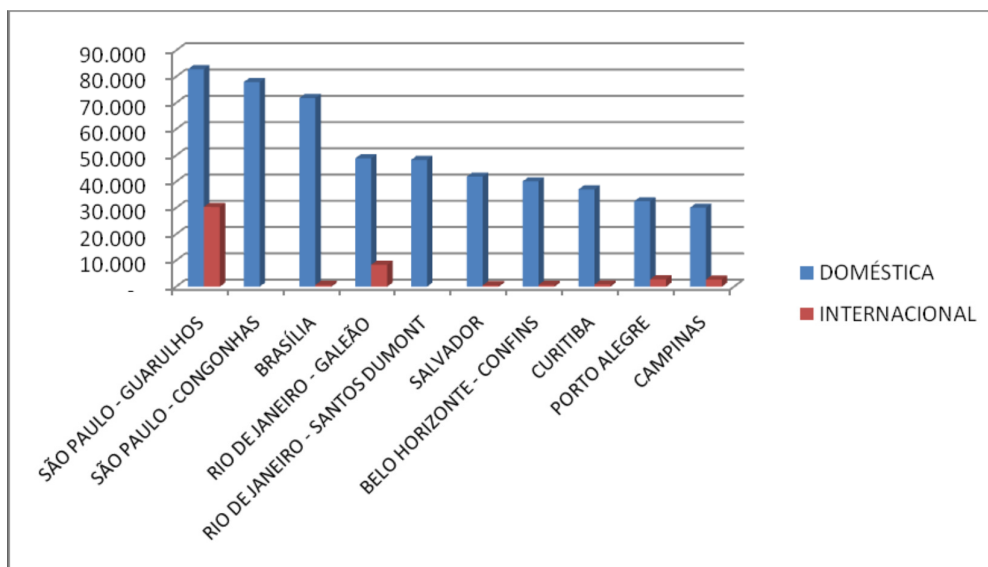
A figura 18 apresenta os dados analisados para o mercado total de QAV.



**Figura 18- Mercado total de QAV**

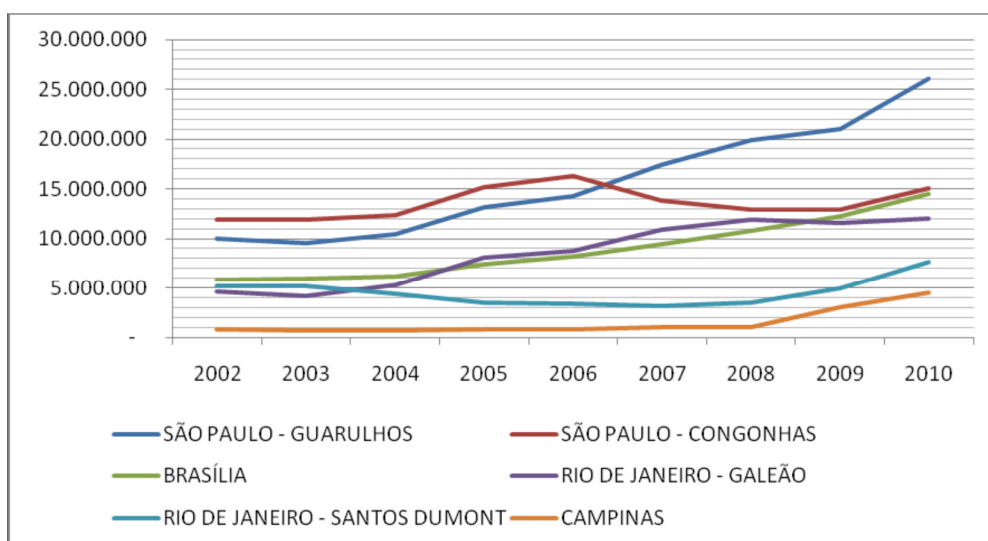
Para o primeiro ano, as séries M+3 e M+4 apresentam EPAM de 5% e 6%, respectivamente. Para o segundo ano, as duas séries apresentaram erros de 2%. Considerando todo o período o erro médio foi de 3%. O descolamento entre os dados realizados e planejados está relacionado a um crescente mercado de QAV, como pode visto nos gráficos abaixo, retirados do Anuário do Transporte Aéreo, publicação da Agencia Nacional de Aviação Civil (ANAC, 2012).

As figuras 19 e 20 a seguir, mostram os 10 aeroportos mais movimentados e o crescimento do número de passageiros, na última década, no eixo RJ-SP-BSB, respectivamente.



**Figura 19 - Número de decolagens por natureza da operação nos 10 aeroportos mais movimentados- 2010**

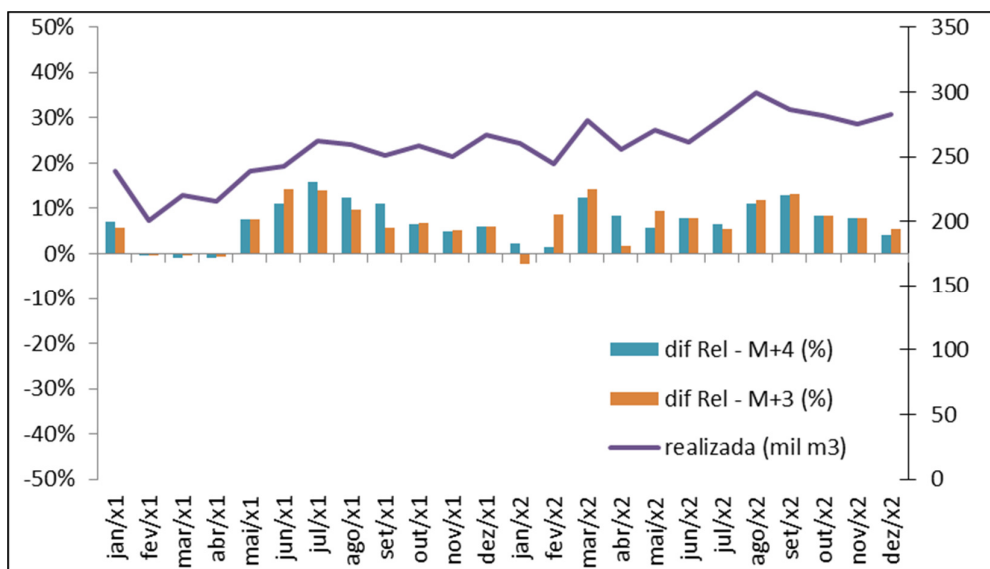
Fonte: ANAC (2010)



**Figura 20 - Total de passageiros pagos transportado por aeroporto – 2002 a 2010**

Fonte: ANAC (2010)

A figura 21 mostra os resultados para a área SP (compreende também o mercado de Brasília). Pode-se observar um crescimento da demanda em torno de 50%, nos 24 meses analisados.



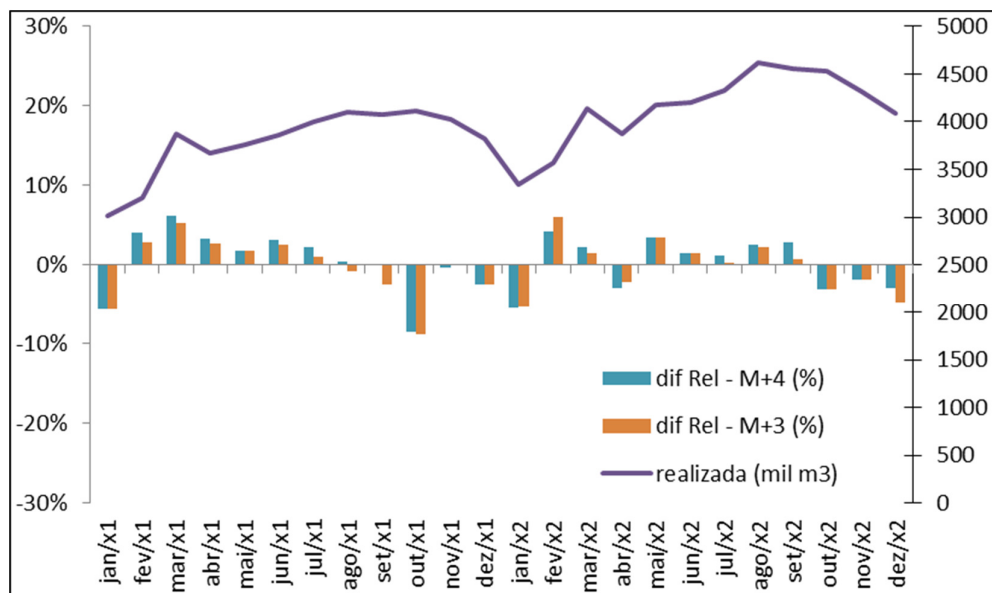
**Figura 21 - Mercado de QAV em SP + Bsb**

A série M+3 apresenta EPAM de 6% para o primeiro ano e 8%, para o segundo ano respectivamente. Para a série M+4 os erros são de 7%, para os dois anos.

O restante dos gráficos de demanda de QAV, segmentados por área geográfica, pode ser encontrado nos apêndices.

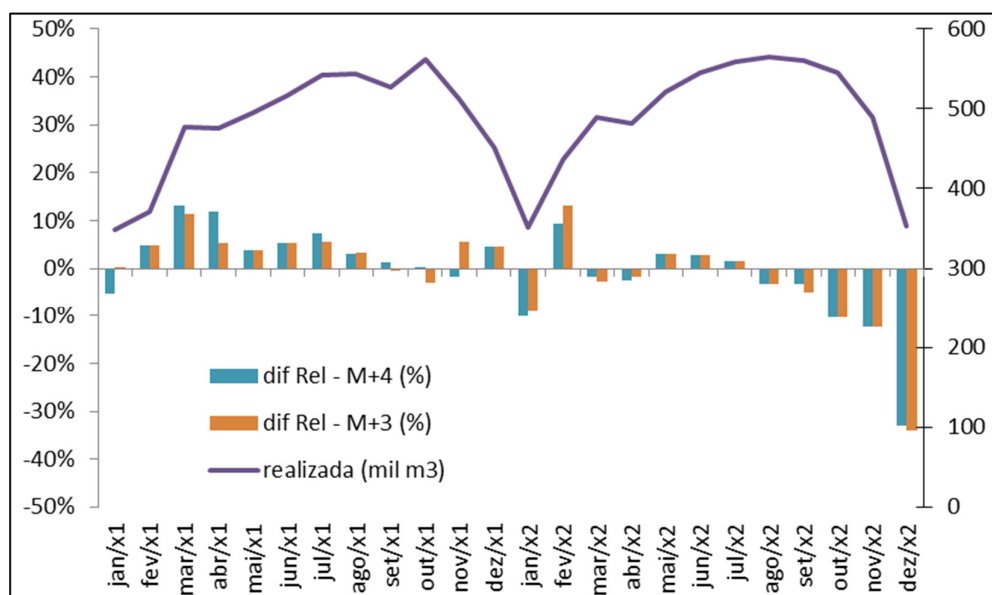
### 5.3.2 DEMANDA DE DIESEL

A comparação entre a demanda total de diesel realizada e as demandas planejadas pode ser vista na figura 22 a seguir.



**Figura 22 - Mercado total de Diesel**

Analisando os desvios em todo o período, a média do desvio ficou em 0%, isto é, as variações positivas e negativas se anularam ao longo do período estudado. Entretanto uma análise mais detalhada por ano apresenta para as duas séries de dados M+3 e M+4 o EPAM (erro percentual absoluto médio) em 3% para todos os períodos analisados.

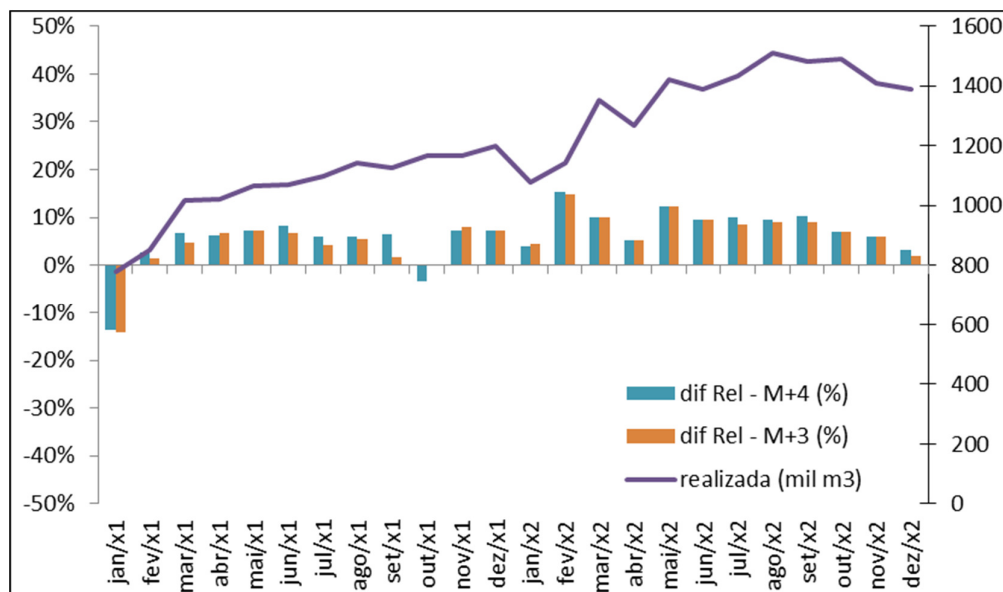


**Figura 23 - Mercado de Diesel - Região do Osbra**

Na figura 23 fica explicitada a sazonalidade do mercado de diesel, influenciada pela safra de grãos. No primeiro ano analisado, EAPM ficou em 4% e 5% para as séries M+3 e M+4, respectivamente. Para o segundo ano, o EAPM foi de 8% para as duas séries.

Para as análises da demanda de diesel, além do agrupamento por região geográfica, foram feitas análises por tipos de diesel (S1800, S500 e S50). Essas denominações de diesel se referem ao teor de enxofre contido nos produtos. Algumas definições: óleo diesel S10: combustível com teor de enxofre, máximo, de 10 mg/kg; óleo diesel S50: combustível com teor de enxofre, máximo, de 50 mg/kg; óleo diesel S500: combustível com teor de enxofre, máximo, de 500 mg/kg; óleo diesel S1800: combustível com teor de enxofre, máximo, de 1800 mg/kg.

Conforme a resolução ANP Nº 65, DE 9.12.2011, da Agencia Nacional de Petróleo, a partir de 2013, o diesel S50 dará lugar ao diesel S10; e a partir de 2014, não existirá mais mercado de diesel S1800 e esse volume será incorporado ao mercado de diesel S500.



**Figura 24 - Mercado total de diesel S500**

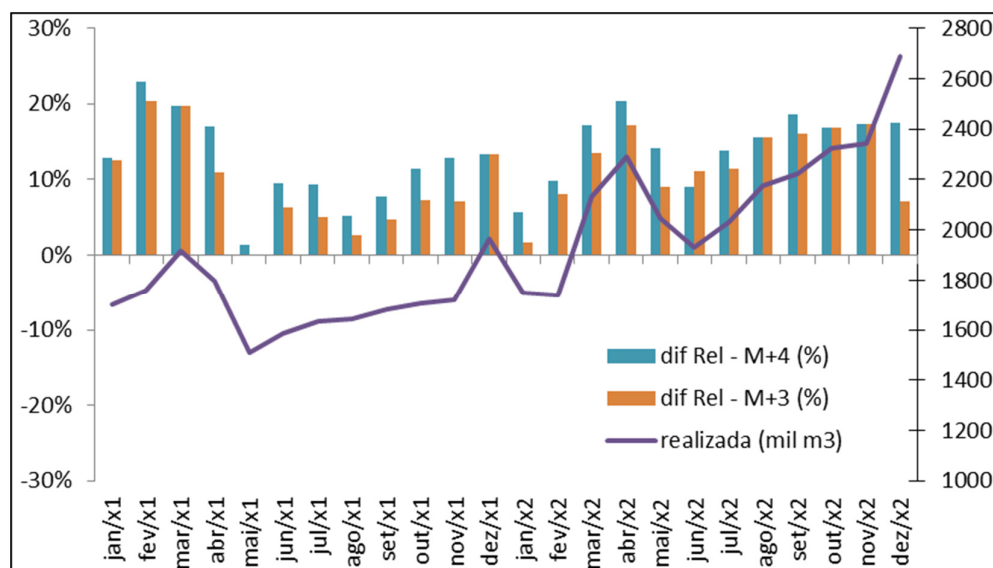


A figura 24 mostra um mercado crescente de diesel S500, e há uma tendência de aumento desse mercado para os próximos anos. Analisando esses dados de S500, para a série de dados M+3, o EPAM (erro percentual absoluto médio) ficou em 6% no primeiro ao analisado e 8% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do primeiro ano ficou em 7% para o outro período o valor observado foi 9%.

Nos apêndices, pode-se encontrar o restante das análises da demanda de diesel, segmentados tantos por área geográfica, quanto por tipo de diesel.

### 5.3.3 DEMANDA DE GASOLINA

Os dados comparativos entre os valores médios realizados e planejados para o mercado total de gasolina podem ser vistos na figura 25 abaixo:



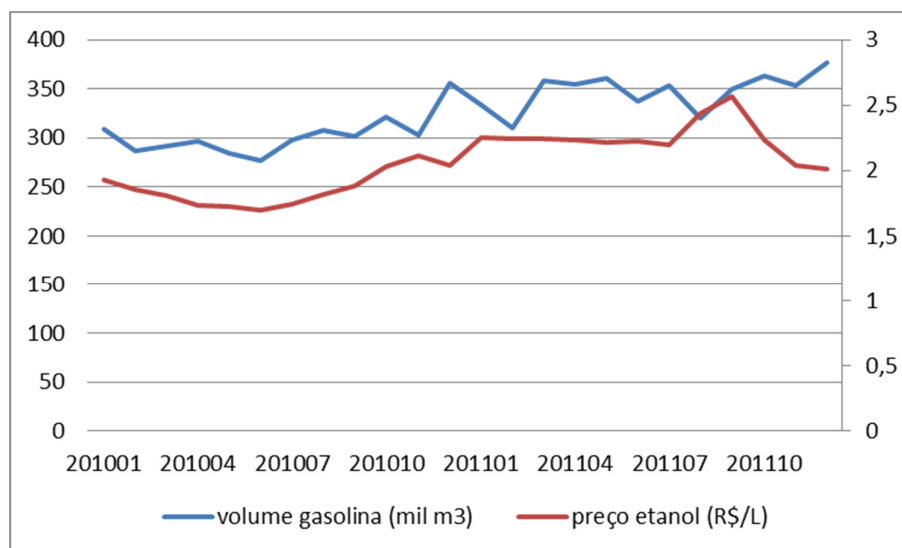
**Figura 25 - Mercado total de gasolina**

Analisando os dados de demanda de gasolina, para a série de dados M+3, o EPAM (erro percentual absoluto médio) ficou em 9% no primeiro ao analisado e 12% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do

primeiro ano ficou em 12% para o outro período o valor observado foi 15%. Em média o desvio ficou em 12%.

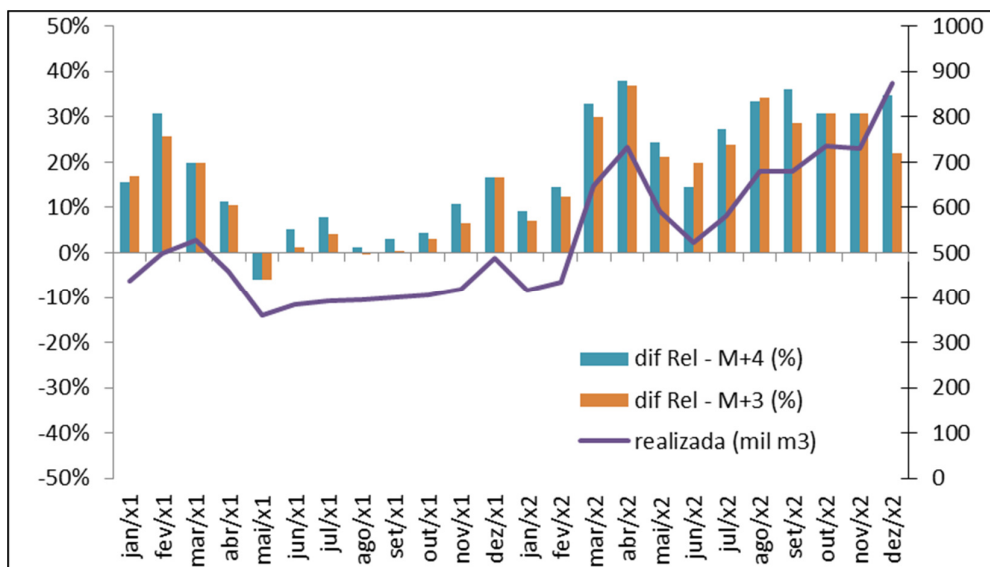
Além do mercado crescente de gasolina no país, o desvio entre o realizado e o planejado também deve levar em consideração o aumento não esperado do mercado em função ora da falta de oferta de álcool no mercado, ora pelo diferencial de preço entre álcool e gasolina no mercado interno.

Dados obtidos no site da UNICA (2012), dos preços ao consumidor de álcool hidratado, no estado do RJ apresentam uma correspondência com os dados de crescimento da demanda de gasolina. Hoje em dia, cada vez mais a opção de compra entre os combustíveis automotivos gasolina e álcool está nas mãos do consumidor final. O crescimento da frota “*flex-fuel*” cada vez mais insere uma enorme variabilidade na demanda de gasolina.



**Figura 26 - Influência do preço de etanol na demanda de gasolina**

Analisando regionalmente, São Paulo foi o local que apresentou os maiores desvios entre os mercados realizado e planejado de gasolina. Historicamente, SP é o maior consumidor de álcool hidratado e quando um dos fatores que definem a escolha do consumidor no mercado (oferta e/ou preço do álcool no posto) sai do equilíbrio, é esperado um crescimento na demanda de gasolina.



**Figura 27 - Mercado de gasolina - área SP**

Analisando os dados de demanda de gasolina, para a série de dados M+3, o EPAM (erro percentual absoluto médio) ficou em 9% no primeiro ano analisado e 25% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do primeiro ano ficou em 11% para o outro período o valor observado foi 27%.

O restante dos dados utilizados nas análises da demanda de gasolina, segmentados por área geográfica, pode ser encontrado na forma de gráficos, nos apêndices desta dissertação.

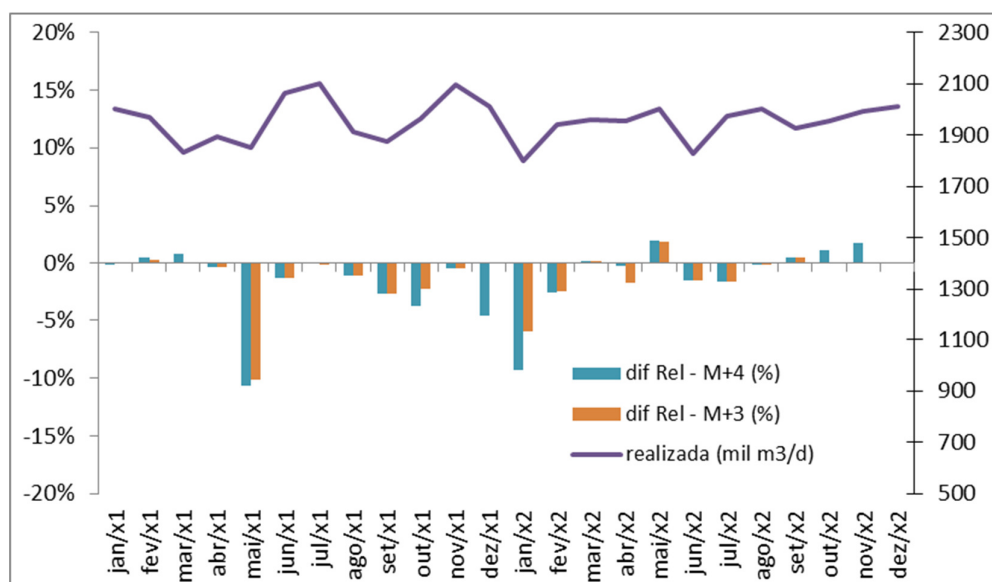
## 5.4 DISPONIBILIDADE DE UNIDADES

Para análise dos dados de disponibilidade de refinarias, foram monitorados os dados das unidades de destilação atmosférica e vácuo, coqueamento retardado, craqueamento catalítico fluido e hidrotratamento. A disponibilidade de unidades está diretamente relacionada à capacidade produtiva. Quanto menor a disponibilidade, menor será a capacidade produtiva.

A destilação é um processo quase que obrigatório nas refinarias, pois é único processo que tem como carga o óleo cru. Os produtos originados na destilação são: gás combustível, GLP, nafta, querosene, diesel, gasóleos e resíduo

de vácuo. Assim, a indisponibilidade de uma unidade de destilação acarreta em um menor processamento de petróleo, e diminuição da produção de derivados. Manutenções emergenciais, não programadas, dessas unidades afetam principalmente nas comercializações externas, de importação de derivados.

Iniciando as análises, a figura 28 apresenta os dados referentes às unidades de destilação. Para a série de dados M+3, o EPAM ficou em 2% no primeiro ano analisado e 1% no segundo ano. Para a série de dados M+4, o EAPM ficou em 2% para os períodos observados.

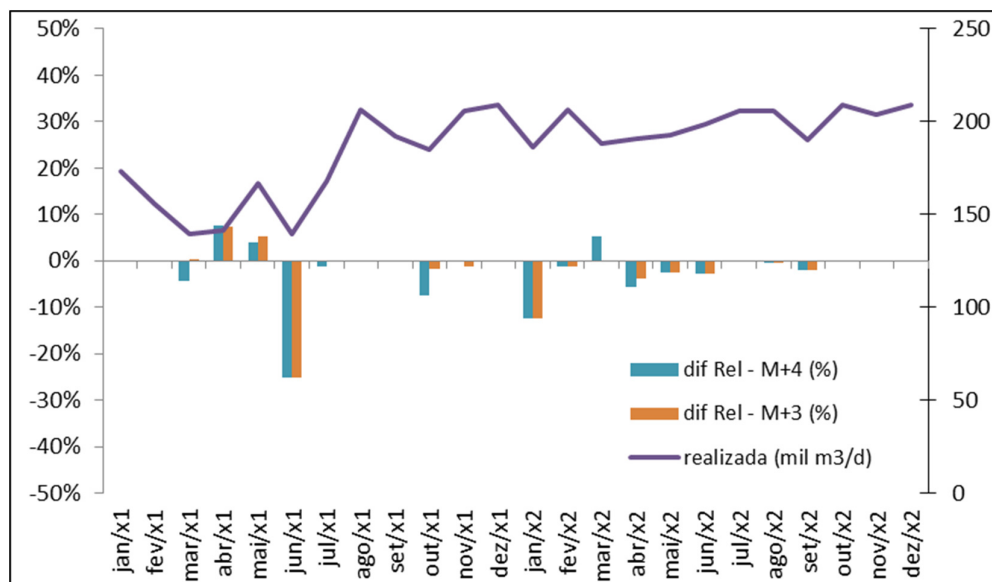


**Figura 28 - Disponibilidade de unidades de destilação**

Os dados de disponibilidade de destilação apresentaram uma pequena variação entre o planejado e o realizado. Os dois registros com média em torno de -10% foram resultados de paradas emergenciais, que não foram planejadas.

O processo de coqueamento retardado transforma as frações pesadas de petróleo, tipicamente o resíduo de vácuo da unidade de destilação, em produtos leves com maior valor agregado. Os produtos originados do coqueamento são: GLP, nafta, gásóleo leve e pesado e coque, onde apenas o GLP e o coque são produtos finais acabados. O restante dos produtos é instável e precisam passar por um tratamento (hidrotratamento) ou ainda poderão compor carga de alguma outra

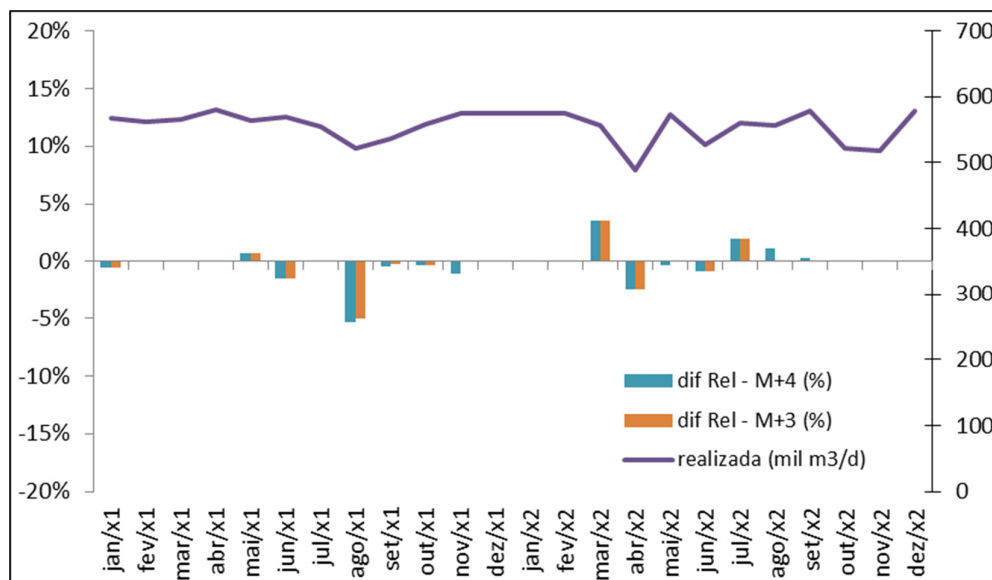
unidade, como o craqueamento catalítico. A indisponibilidade de uma unidade de coqueamento retardado afeta diretamente na produção de diesel da refinaria.



**Figura 29 - Disponibilidade de unidades de coqueamento**

Analisando os dados das unidades de coqueamento, para a série de dados M+3, o EPAM ficou em 3% no primeiro ao analisado e 2% no segundo ano. Para a série de dados M+4, enquanto que o EAPM do primeiro ano ficou em 4% para o outro período o valor observado foi 3%.

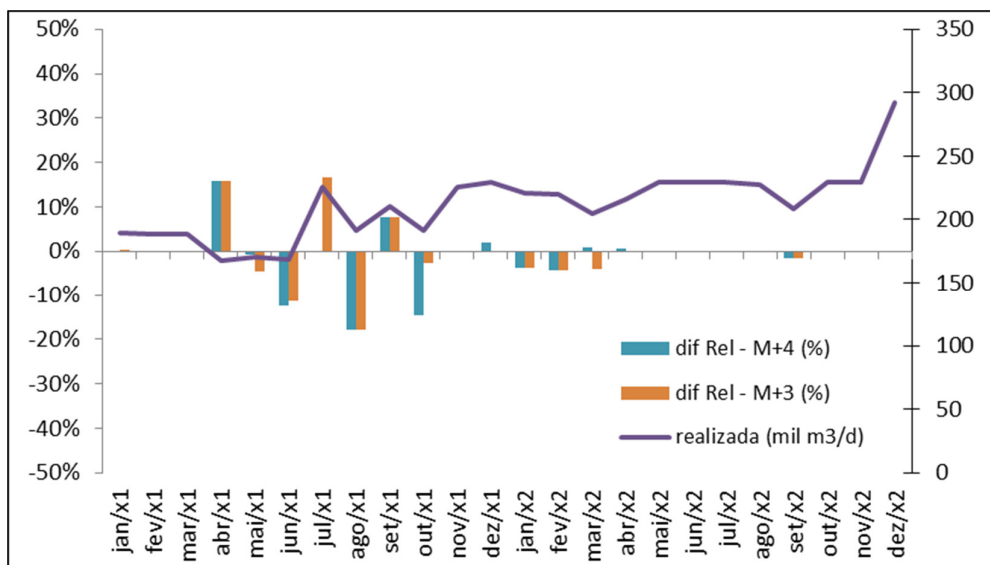
Para os dados de FCC (craqueamento catalítico fluido), o EAPM anual ficou em 1% para as duas séries de dados M+3 e M+4, conforme pode ser visto na figura 30.



**Figura 30 - Disponibilidade de unidades de craqueamento catalítico**

O processo de craqueamento catalítico utiliza como carga frações mais pesadas como o gasóleo de vácuo e o gasóleo pesado de coque. Os produtos desse processo são: gás combustível, GLP, nafta craqueada, óleo leve de reciclo e óleo decantado. A nafta craqueada em conjunto com a nafta oriunda de destilação direta formará a gasolina, o óleo leve de reciclo poderá compor carga para o HDT, gerando uma pequena produção de diesel. A indisponibilidade desse tipo de unidade afeta diretamente na produção de gasolina.

As unidades de hidrotratamento apesar de não gerarem nenhum volume adicional de derivados são extremamente importantes para a especificação das qualidades dos produtos. Nos próximos anos, com as especificações de qualidade de gasolina e diesel cada vez mais restritas, essas unidades serão fundamentais. A indisponibilidade das unidades de hidrotratamentos afeta diretamente na qualidade e conseqüentemente, na quantidade dos derivados produzidos.



**Figura 31 - Disponibilidade de unidades de hidrotreatamento**

Entre as análises de disponibilidade, os valores para as unidades de HDT (hidrotreatamento), no primeiro ano da análise foram as que tiveram o maior EPAM. Este erro percentual ficou 6% para as duas séries. Para o segundo ano da análise, o EPAM ficou em 1%. Grande parte dos desvios foi motivada por atrasos na entrada em operação de novas unidades de hidrotreatamento.

A tabela abaixo apresenta os valores consolidados de erro médio (EM), erro absoluto médio (EAM) e erro percentual absoluto médio (EPAM).

	Destilação		Coque		FCC		HDT	
	x1	x2	x1	x2	x1	x2	x1	x2
EM =	(37,5)	(14,1)	(3,4)	(3,5)	(3,8)	1,7	(3,1)	(1,5)
EM =	(27,9)	(16,2)	(1,8)	(4,0)	(3,0)	1,2	1,3	(2,4)
EAM =	28,9	25,1	5,1	4,0	3,7	4,0	12,3	2,4
EPAM =	2%	1%	3%	2%	1%	1%	6%	1%
EAM =	41,7	32,7	6,3	5,1	4,5	4,8	11,0	2,0
EPAM =	2%	2%	4%	3%	1%	1%	6%	1%

**Tabela 5 - Dados consolidados de disponibilidade de unidade**