

DESAFIOS E OPORTUNIDADES TECNOLÓGICAS PARA O REFINO DE PETRÓLEO: O CASO DE UMA REFINARIA NO BRASIL

Alexandre S.Szklo¹ (PPE/COPPE/UFRJ), David A. Castelo Branco (PPE/COPPE/UFRJ), Gabriel L.Gomes (PPE/COPPE/UFRJ)

¹Universidade Federal do Rio de Janeiro, Ilha do Fundão, Cidade Universitária, Centro de Tecnologia, Bloco C, Sala C-211, Caixa Postal 68565, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, szklo@ppe.ufrj.br

A indústria mundial de refino de petróleo enfrenta atualmente diferentes desafios que surgem diante do futuro incerto em termos da qualidade e da quantidade dos insumos e produtos das refinarias. Tais desafios levam, basicamente, a dois campos de estratégia diversos: o primeiro, associado à integração do refino com a petroquímica, por meio dos recentes avanços do FCC, de forma a agregar valor ao cru e garantir mercado para parte dos produtos *premium* do refinador; o segundo, associado à tendência mundial de aumento da complexidade das refinarias em busca de versatilidade tanto nos processos de refinação para produção de diferentes derivados, quanto no processamento de cargas de petróleo de pior qualidade ou mesmo de cargas derivadas de outras fontes primárias, como a biomassa e/ou carvão. Em ambos os casos, porém, verifica-se a necessidade de produzir derivados de melhor qualidade, especialmente diesel e gasolina com teores de contaminantes extremamente baixos, e de reduzir simultaneamente os impactos ambientais da atividade de refinação. Trata-se de um desafio adicional, que se traduz na busca por reduzir a produção de resíduos pesados, o consumo de combustíveis e as emissões de CO₂, além de ajustar o balanço de H₂ das refinarias.

A título de exemplificação destes desafios, que engendram também oportunidades de mercado ao refinador, o presente estudo propõe alternativas de modificação em uma refinaria brasileira. Todas as hipóteses foram testadas em modelo de simulação de processos de refino e em termos de rentabilidade econômico-financeira. Foram selecionadas 4 hipóteses de modificação da REGAP - Refinaria Gabriel Passos até 2015: 1) plano de expansão da Petrobras, que considera basicamente os investimentos previstos pela própria Petrobras para adequar os combustíveis produzidos a especificações mais restritas; 2) expansão adicional de 50 % da capacidade de destilação atmosférica e inclusão de HCC, que visa aumentar a produção para atender à demanda, além de agregar mais valor ao petróleo nacional; 3) expansão adicional de 50% da capacidade de destilação atmosférica e integração com petroquímica (propeno), visando à maximização do fornecimento de matéria-prima para a produção de polipropileno; 4) expansão adicional de 50% da capacidade de destilação atmosférica e implementação de unidades de alta complexidade (gaseificador) para tornar a refinaria auto-suficiente em energia e H₂, com aumento da sua flexibilidade operacional.

Finalmente, a escolha da Regap para esta exemplificação deriva do fato de ela ter atualmente outros projetos de inovação tecnológica. A refinaria já incorpora projetos como o HBIO e sistemas avançados de reuso de água. A sua localização, seu mercado, e as possibilidades de logística de transporte também influenciaram a escolha.

Regap-1, Petroquímica -2, Gaseificador -3, Refino-4

1. INTRODUÇÃO

A indústria mundial do refino se depara atualmente com um futuro incerto em termos de qualidade e quantidade de insumos e produtos (Perisse, 2006). Nesse contexto, duas alternativas estratégicas principais podem ser identificadas. A primeira é a integração do refino com a petroquímica. A oportunidade de negócio gerada por essa integração está na valorização das correntes de refino, como petroquímicos básicos para a produção de derivados petroquímicos (Mainenti et al., 2006). Esta estratégia, que agrega valor ao petróleo bruto e garante mercado para parte dos produtos *premium* do refinador, vem se desenvolvendo por meio de recentes avanços nas unidades de FCC (Pinho, 2005). A segunda alternativa é o aumento de complexidade, em busca de maior versatilidade das refinarias, tanto no que concerne à produção de diferentes derivados, quanto no processamento de insumos alternativos, como petróleos mais pesados, ou mesmo de cargas derivadas de outras fontes primárias, como a biomassa e o carvão. Para uma discussão mais detalhada veja, por exemplo, Yamashita K, Barreto L (2005) e Szklo e Schaeffer (2006).

Paralelamente à tendência de utilização de cargas mais pesadas e de pior qualidade (Lanier,1998), as especificações para os derivados, especialmente diesel e gasolina, estão cada vez mais rígidas (Faiz et al.(1996), Gürü et al.(2002), Junior et.al (2004), Carvalho et al. (2004), Tavares (2005)). Esses dois fatores aumentam ainda mais o consumo de energia de uma refinaria, que já tem como característica um alto consumo de combustíveis fósseis e conseqüentemente uma alta emissão de CO₂. Entre 7% e 15% da carga da refinaria é utilizada como insumo energético para os seus processos, que requerem quantidades consideráveis de calor direto ou indireto (Szklo e Shaeffer, 2007).

O aumento da complexidade e da versatilidade das refinarias, por meio da adição de processos de fundo de barril, especialmente o processo de coqueamento retardado, gera resíduos pesados, que atualmente precisam ser aproveitados com um baixo valor de mercado ou descartados. Mas, o interesse na melhor utilização de mercado desses resíduos pesados é crescente (Szklo e Schaffer, 2006). Outra consequência importante do aumento de complexidade é o aumento da demanda por H_2 por carga de petróleo (Simbeck, 2004), devido à necessidade de adição de processos de conversão profunda e hidrotratamento (Williams, 2003). O resultado é a necessidade de um ajuste no balanço de H_2 .

Assim, a atual preocupação mundial com as questões ambientais e com a emissão de gases causadores do efeito estufa (GHG) resulta em um grande desafio, que se traduz na busca por reduzir a produção de resíduos pesados, por reduzir o consumo de combustíveis e consequentemente as emissões de CO_2 , além de ajustar o balanço de H_2 das refinarias.

Com o objetivo de avaliar os desafios e oportunidades enfrentados atualmente pelo refino mundial e, em particular, o brasileiro, este artigo avaliou quatro esquemas alternativos de refino para uma refinaria nacional, a REGAP, apenas a título de exemplificação. Optou-se por testar apenas um portfólio de quatro opções, que segue uma lógica compatível com expansões em curso no exterior. Portanto, as alternativas propostas, testadas em um modelo de simulação de refinarias brasileiras, não esgotam as alternativas de expansão possíveis. Nem sequer pretendem ser aquelas mais adequadas ou mais rentáveis. São apenas opções selecionadas que visam atender a objetivos pré-determinados e tendências do refino mundial.

2. METODOLOGIA

2.1. Motivação para a escolha da REGAP

O presente estudo, a título de exemplificação, explora os desafios e as conseqüentes oportunidades que surgem para o refinador, propondo alternativas de modificação em uma refinaria brasileira. A refinaria Gabriel Passos – REGAP – foi escolhida por abrigar atualmente alguns projetos tecnológicos da Petrobras como o HBIO, os sistemas avançados de reuso de água e outros associados à produção e uso de H_2 , além do complexo acrílico. A sua localização, seu mercado, e as possibilidades de logística de transporte também influenciaram a escolha. O aumento da produção nacional de petróleo, concentrado na Região Sudeste, e a demanda crescente por derivados de petróleo no Estado de Minas Gerais também justificam as expansões propostas para a REGAP. Finalmente, a análise da REGAP converge com os objetivos do estudo do sistema energético de Minas Gerais, executado atualmente pela COPPE e a UNIFEI para o governo do estado.

2.2. Hipóteses estudadas

O estudo propõe e avalia quatro opções de expansão e modificação da REGAP, que apresentam graus de complexidade crescentes e representam mudanças na capacidade e/ou no perfil de produção da refinaria. Cada uma das hipóteses propostas incorpora a anterior e acrescenta outras unidades de processo.

As opções de expansão possíveis para a REGAP são inúmeras, o que resultaria numa infinidade de hipóteses para representá-las. Optou-se por quatro configurações que seguem as tendências atuais do mercado e da indústria do petróleo. Estas configurações seriam incorporadas à refinaria até 2015 e explicitam perspectivas tecnológicas do refino mundial, que visam produzir derivados de elevada especificação, utilizando petróleos de menor qualidade em processos de alta conversão, e/ou integrar refino e petroquímica, e/ou reduzir o consumo de energia e as emissões atmosféricas da refinaria.

Todas as hipóteses foram construídas e testadas no Modelo Simplificado de Simulação de Perfil de Refinaria – Brasil¹ e também testadas em termos de rentabilidade econômico-financeira. Foram consideradas todas as unidades de processo da REGAP e ainda, de acordo com a hipótese analisada, foram incorporadas as novas unidades. A utilização do modelo possibilitou a verificação da consistência dos resultados obtidos após a conclusão das expansões propostas.

Dentre as principais premissas do modelo destacam-se o fator de utilização da capacidade da refinaria, de 83,4%, e as características do petróleo utilizado, baseado em um *mix* teórico formado por 90% de Cabiúnas e outros dois petróleos de ajuste, o Nordeste e uma carga leve parafínica (API 35). Estes três compõem um grau API de 25,575 e um teor de enxofre de 0,757%, próximos ao efetivamente consumido pela REGAP. A carga processada utilizada no modelo foi mantida para todas as hipóteses, dada a expectativa de manutenção de um petróleo tipo Cabiúnas, como o principal petróleo processado na REGAP. A diferença entre os resultados gerados pelo modelo para o ano de 2004, conforme as unidades de processo existentes na REGAP, a sua carga processada e os dados referentes ao ano de 2004 e os dados da REGAP (CEMIG, 2005) é bastante pequena (a

¹ O modelo foi desenvolvido para a elaboração da Projeção da Matriz Energética Brasileira para os anos de 2005, 2010 e 2020, descrita no livro, Tolmasquim e Szklo, 2001. A EPE utilizou a versão aprimorada (versão 03) do modelo para a sua projeção do PDE 2030, elaborada em 2006 (EPE, 2006). Em Szklo, 2005 há uma descrição básica da modelagem.

maior diferença encontrada foi de 5,4% para a gasolina). Essa comparação foi realizada com o objetivo de verificar se os resultados do modelo eram satisfatórios para as hipóteses de expansão sugeridas neste estudo.

2.2.1. Hipótese 1 – Plano de expansão da Petrobras até 2012

A primeira hipótese considera a configuração atual da REGAP acrescida das expansões divulgadas pela Petrobras (EPE, 2006), com o objetivo de adaptar-se à tendência atual da indústria do petróleo. Este foi definido cenário base, a partir do qual serão construídas as demais hipóteses. Os principais projetos previstos pela Petrobras para as expansões e implantações de capacidade de conversão e tratamento da Refinaria Gabriel Passos, até o ano de 2012, estão resumidos na Tabela 1.

Tabela 1. Principais projetos previstos pela Petrobras para REGAP até o ano de 2012

Unidade	Capacidade (m³/d)	Partida
Revamp FCC	1.000	2011
Coqueamento	3.200	2012
HDT (instáveis)	1.000	2011
Reforma Catalítica	1.000	2011
HDS (gasolina)	4.000	2008

A Tabela 2 resume as unidades (EPE, 2006) que entrarão em funcionamento até 2008, as expansões que serão realizadas nos anos seguintes, e as respectivas capacidades, que a REGAP apresentará no ano de 2012.

Tabela 2. Capacidades de produção por unidade de processo (conversão e destilação) para o ano de 2008 e para o ano de 2012, após a expansão.

Unidades (m³/dia)	2008	Expansão	2012
DA	24.000	0	24.000
DV	12.274	0	12.274
Reforma Catalítica	0	1.000	1.000
FCC	6.400	1.000	7.400
RV-coque	3.500	3.200	6.700

Além das unidades de processo, estão previstos investimentos estimados em cerca de US\$ 50 milhões na separação de 100 mil t/ano de propeno na refinaria e US\$ 540 milhões na implantação de um complexo acrílico integrado, com capacidade de produção de 150 mil t/ano de ácido acrílico, sendo 80 mil t/ano para o mercado e o restante utilizado na produção de 40 mil t/ano de polímero superabsorvente (SAP) e 30 mil t/ano de acrilatos de butila e 2-etil-hexila (Costa, 2006). Esse investimento vem sendo feito em unidades de separação de propeno e a Refinaria Gabriel Passos (REGAP) será uma das quatro refinarias brasileiras que produzirão o propeno em grau polímero. Assim, os investimentos propostos pela Petrobras melhorarão a qualidade do óleo diesel produzido na REGAP. Finalmente, a produção de petroquímicos no pólo de ácido acrílico/SAP também pode trazer benefícios para o Estado de Minas Gerais, por meio do efeito multiplicador que essa atividade gera, não só pela da produção de produtos de 2ª geração, mas também com a implantação de indústrias de transformação plástica na região. Por outro lado, os investimentos propostos pela Petrobras não acarretam em aumento substancial da produção e serão insuficientes para atender a demanda do Estado de Minas Gerais. As modificações previstas mantêm o Estado de Minas Gerais como deficitário em derivados de petróleo importantes como diesel, gasolina e GLP (Tabela 3). Atualmente, este déficit é suprido pela REDUC e REPLAN.

Tabela 3 - Previsão de consumo e produção da REGAP para a Hipótese 1

Hipótese 1	Consumo 2012 ²	Produção 2012	diferença
Gasolina	8.003	4.960	- 3.043
GLP s/ propeno	3.715	1.752	- 1.963
Óleo Combustível	0	702	702
Óleo Diesel	17.016	9.551	- 7.465

Considerando-se que o parque de refino brasileiro como um todo é superavitário em gasolina, especialmente o parque do Sudeste, e deficitário em diesel³; e visando testar uma alternativa que balanceasse o atendimento ao mercado, foi elaborada a proposta a seguir.

² Esta projeção de consumo não é a projeção da matriz de Minas Gerais que vem sendo realizada pela COPPE e a UNIFEI, mas sim uma extrapolação da tendência histórica apenas para avaliar os efeitos possíveis das modificações na REGAP.

2.2.2. Hipótese 2 – Expansão adicional para 2015 de 50% da capacidade e otimização do perfil – HCC

A segunda hipótese tem como proposta uma expansão adicional àquela prevista e em implementação pela Petrobras, para o ano de 2015 (Tabela 4). Note-se que as hipóteses consideradas não são as únicas opções possíveis para a alteração do esquema de refino da REGAP. Esta hipótese aumenta o volume de produção e a complexidade da REGAP. O aumento da destilação atmosférica aumenta a capacidade de produção de derivados em cerca de 50%, visando atender ao crescimento de mercado previsto. Já a expansão das unidades de destilação a vácuo e Reforma Catalítica foram calculadas de forma a aumentar a eficiência de conversão da refinaria.

Tabela 4 - Capacidades de produção por unidade de processo da REGAP

Unidades (m ³ /dia)	Expansão adicional até 2015	Total 2015
DA	12.000	36.000
DV	5.726	18.000
Reforma Catalítica	1.000	2.000
HCC - 100%	5.000	5.000
FCC	0	7.400
RV-coque	0	6.700

O hidrocrackeamento catalítico (HCC) é a principal unidade inserida nesta hipótese e aumenta a capacidade de conversão em médios e leves e a versatilidade da refinaria em termos de carga processada. Finalmente, foi otimizada a capacidade de Coqueamento Retardado com o objetivo de aumentar a conversão do petróleo. Com isso o percentual de óleo combustível produzido na refinaria é reduzido. No caso da REGAP, propõe-se o HCC em paralelo com o FCC. O resíduo atmosférico (RAT) e o resíduo de vácuo do óleo nacional têm relativamente alto teor de metais, nitrogenados, inclusive dentro dos asfaltenos, o que dificulta muito o processo catalítico da hidroconversão. Por esse motivo foram destinados no modelo ao coqueamento retardado. O gasóleo de coque pelo mesmo motivo foi destinado ao HDT para ser especificado para o diesel.

O resultado obtido com a inclusão das unidades propostas seria um aumento da capacidade de produção da REGAP em cerca de 50%, de 20.500 m³/dia, para 31.000 m³/dia de derivados de petróleo. Além disso, o mix seria alterado com o aumento do percentual de produção de diesel e QAV, queda no percentual produzido de gasolina, Nafta, GLP e óleo combustível e manutenção do percentual de produção de coque. A implantação das unidades propostas na hipótese aumenta em 63% e 34%, respectivamente, o volume de produção de óleo diesel e de gasolina, contribuindo para a redução do déficit regional desses produtos. Porém, a hipótese 2 não permitirá a exportação de derivados de MG, mesmo após as modificações previstas para 2015. O que ocorre é uma diminuição da dependência de MG em relação ao diesel (a dependência cai de 44% em 2012, para 15% em 2015). Em 2015, a produção de diesel foi calculada em 15.583 m³/dia para atender um consumo de 18.364 m³/dia. No entanto, existem desafios na implantação dessa hipótese que devem ser avaliados com maior detalhe no futuro. Dentre eles, destacam-se:

- Pela avaliação preliminar existe na refinaria área suficiente para expansão das unidades propostas. No entanto, será necessária uma análise criteriosa a partir de informações da Petrobras para confirmar essa avaliação.
- O fornecimento de gás natural deverá ser analisado, devido ao enorme aumento do consumo de H₂ produzido a partir de unidades de reforma a vapor. Para atender a demanda de H₂ do HCC e do HDT são necessários 1.150.000 m³ de gás natural por dia. A capacidade máxima de entrega no município de Betim, onde está localizada a REGAP, é de aproximadamente 1.500.000 m³/dia (Transpetro, 2006). Consequentemente, esse aumento no consumo da REGAP impactaria diretamente o fornecimento de gás para Minas Gerais.
- A questão do fornecimento de água é crítica na região e, possivelmente, a solução de utilizar água de reuso deverá ser analisada. Quanto ao impacto ambiental do projeto, estudos aprofundados deverão ser realizados para avaliar principalmente os impactos sobre a bacia aérea e sobre o descarte de efluentes do processo.
- A logística de fornecimento de matéria-prima e de escoamento da produção de coque deverá ser considerada. A infra-estrutura logística deverá ser adaptada para o aumento de vazão de petróleo destinado a REGAP, pois o ORBEL II opera quase em sua capacidade máxima para atender a demanda atual. O GASBEL deverá ter a sua capacidade redimensionada. Além disso, haverá um grande incremento da produção de coque.

³ Note-se aqui a importância do consumo de diesel em Minas Gerais, onde é relevante o transporte de carga não apenas do estado, mas também do Centro-Oeste, para os portos do Sudeste.

2.2.3. Hipótese 3 – Oportunidade em petroquímica – Polipropileno

A terceira hipótese considera as expansões propostas na hipótese 2 com alterações no *hardware* do FCC e nas suas condições de operação para a produção de produtos petroquímicos, utilizando uma temperatura mais elevada e catalisadores ZSM-5. As premissas de rendimento do modelo para essa hipótese foram extraídas de Pinho (2005).

A utilização de um FCC petroquímico para aumentar a produção de propeno é coerente com a estratégia da Petrobras. A oportunidade de negócio da integração entre refino e a indústria petroquímica está na valoração das correntes de refino como petroquímicos básicos para a produção de derivados petroquímicos (Mainenti et al., 2006). A Petrobras está investindo para produzir propeno em grau polímero a partir de GLP. A mudança na carteira de propeno visa fornecer matéria-prima petroquímica para plantas de polipropileno, por meio da separação do propeno contido na corrente de GLP, agregando valor aos produtos da Companhia (Magalhães, 2006). A previsão do valor total do investimento é de US\$ 480 milhões (Petrobras, 2007).

O principal resultado obtido é a redução da produção de gasolina e o aumento da produção de propeno, contido na corrente de GLP. Adicionalmente, enquanto em um FCC convencional, cerca de 25% do volume da corrente de GLP pode ser separado como propeno, no FCC petroquímico esse percentual aumenta para 45% (Pinho, 2005). Portanto, enquanto no FCC convencional poderiam ser produzidas apenas 136 mil t/ano de propeno, em um FCC petroquímico poderiam ser produzidas até 367 mil t/ano de propeno.

Essa quantidade excedente de propeno poderia viabilizar a implantação de uma planta anexa à REGAP, com capacidade de produção de 250 mil t/ano de polipropileno. Os investimentos⁴ necessários para a implantação de uma unidade desse porte são da ordem de US\$ 160 milhões para a separação de propeno e da ordem de US\$ 200 milhões para a unidade de produção de polipropileno (Duque, 2004).

Contudo, quando as refinarias redirecionam os seus produtos para a indústria petroquímica, os seus derivados combustíveis são diretamente afetados, principalmente o GLP, a gasolina e o gás de refinaria. A grande vantagem é econômica, mas é necessário analisar os custos envolvidos e as demandas de mercado existentes para que a qualidade dos produtos combustíveis remanescentes não seja prejudicada (Mainenti, 2006).

Caso essa hipótese fosse implantada e considerando esta projeção preliminar de consumo de derivados, haveria aumento do déficit de GLP, diesel (redução da produção do LCO no FCC) e gasolina no estado, se comparado à hipótese 2.

Além disso, existem outros desafios para a implantação dessa hipótese. A logística de distribuição do polipropileno para os transformadores plásticos, localizados em sua maioria em São Paulo e na região Sul do país, é um deles, que diminuirá a competitividade dessa unidade em relação a outras. Outra questão a ser analisada é o custo de adaptação da refinaria para o aumento do volume de gases, que não pôde ser estimado com precisão (foi utilizado no modelo o custo de US\$ 50 milhões equivalente à diferença entre os preços de equipamentos de alta e baixa severidades). Os desafios da hipótese 2 também se aplicam a esse caso.

Apesar das dificuldades encontradas nessa hipótese, a instalação de uma unidade de polipropileno, com capacidade produção de 250 mil t/ano, pode gerar benefícios que não foram captados pelo modelo, restrito apenas aos produtos da refinaria. Essa unidade deverá ter receitas líquidas da ordem de US\$ 400 milhões e rentabilidade, em geral, acima daquela obtida no refino. Além disso, deve estimular a implantação de indústrias de transformação plástica que agregam valor e geram empregos. Estima-se a criação de quatro empregos na cadeia de plásticos para cada tonelada de resina petroquímica produzida. Portanto, essa unidade poderia gerar cerca de 1.000 novos postos de trabalho.

A venda de propeno para a produção de petroquímicos também representa uma segurança maior de colocação dos produtos da refinaria. Isso porque esse mercado tem um crescimento maior do que o de combustíveis, facilitando a absorção de aumentos de capacidade.

2.2.4. Hipótese 4 – Expansão adicional para 2015 com auto-suficiência em energia e produção de H₂ Gaseificador

A quarta hipótese foi baseada na experiência que a Shell vem acumulando desde 1998, ano em que entrou em operação, na Holanda, a refinaria Pernis. Considera a implantação de uma unidade de gaseificação de coque verde para a produção de hidrogênio e energia, permitindo o suprimento de toda a demanda de hidrogênio que a REGAP terá após as expansões sugeridas nas hipóteses anteriores.

O processo de gaseificação explora alguns desafios que as refinarias enfrentam, à medida que se tornam mais complexas: atender à alta demanda de H₂ de determinados processos, reduzir a produção de resíduos sólidos (coque) e reduzir o seu consumo de energia. De fato, crescentemente, as refinarias no mundo vêm demandando mais hidrogênio por carga de petróleo (Simbeck, 2004). A REGAP para a hipótese 1 demandará cerca de 265 scf de H₂ por barril de petróleo, o que é compatível com refinarias não produzindo derivados ultra-especificados e

⁴ Os investimentos foram calculados com base nos dados divulgados pela Petrobras para uma unidade semelhante com capacidade de 200 mil/ano, que está sendo implantada em Paulínia em parceria com a Braskem.

de média complexidade. A adição de uma unidade HCC, para a hipótese 2, porém, leva a uma demanda de cerca de 500 scf de H_2 por barril de carga na REGAP, o que é considerável e torna a refinaria equivalente a refinarias de elevada complexidade nos EUA. Assim, dimensionou-se um gaseificador visando atender prioritariamente a demanda de H_2 da refinaria. Este sistema também produz eletricidade para a refinaria e excedente para o sistema elétrico (queima do CO, principalmente, na turbina a gás). Um sistema deste tipo, porém, no futuro poderá representar uma ainda maior versatilidade à refinaria, se for considerada a possibilidade de integrá-lo a síntese de Fisher-Tropsch, visando à produção de combustíveis sintéticos, petroquímicos ou lubrificantes do tipo IV.

A demanda estimada pelo modelo de hidrogênio na REGAP, após a implantação das novas unidades de processo propostas na hipótese 2, pode ser vista na Tabela . Após a incorporação das unidades de hidrocrackeamento catalítico (HCC) e de hidrotratamento (HDT), grandes consumidoras de hidrogênio, o balanço de hidrogênio da refinaria é alterado. Embora exista uma produção de hidrogênio na reforma catalítica (RC), este não é produzido em quantidade e qualidade suficientes para atender aos processos hidrogênio-intensivos. (Szklo, 2005).

A capacidade de produção de H_2 da unidade de reforma catalítica (RC) prevista para a REGAP foi estimada em 53 t H_2 /dia. O cálculo utilizou como base a unidade de reforma catalítica da refinaria REPLAN, que tem capacidade de 3.000 m³/dia e produz 33.440 Nm³/dia de H_2 (CBH-PCJ, 2007), que deve logicamente seguir para uma PSA. Meyers (2003) indica uma produção entre 1.100 e 1.700 ft³/b de carga que equivale a 196 e 303 Nm³ de H_2 /m³ de carga, respectivamente. Foi adotado um valor intermediário de 290 Nm³ de H_2 /m³ de carga.

Tabela 5 – Previsão da demanda de hidrogênio na REGAP em 2015

Unidade	Demanda de H_2 (t H_2 /dia)
HDT médios/ nafta e gasolina	154
HCC	165
Demanda Total	318
Demanda Total - RC (- 53 t H_2 /dia)	265

Nota: a estimativa da demanda de H_2 seguiu Szklo e Schaeffer (2007)

O fornecimento de 265 t H_2 /dia viria convencionalmente do processo de reforma a vapor do gás natural, que é a rota mais econômica para a sua produção. As atuais plantas de reforma a vapor precisam ser eficientes porque o custo de operação, que é basicamente o custo do gás natural, representa 2/3 do custo de produção do H_2 (Rostrup-Nielsen, 2005). A eficiência atual para o processo de reforma a vapor é de aproximadamente 3,50 Gcal GN/1000 Nm³ de H_2 (Rostrup-Nielsen, 2005). No entanto, a data considerada para a esta hipótese é o ano de 2015, o que permite um avanço tecnológico dos processos até a sua implementação. Considerou-se na análise a eficiência de 3,15 Gcal de GN/1000 Nm³ de H_2 para processos avançados de reforma a vapor (Dybkjaer, I. et al., 2004 apud Rostrup-Nielsen, 2005). Considerando o preço do gás natural de US\$ 3,50 / MMBtu, o fornecimento do H_2 produzido pela reforma a vapor tem um custo, associado apenas ao insumo gás natural, de aproximadamente US\$ 129.000/dia ou US\$ 49 milhões/ano. O uso do gaseificador eliminará esse custo uma vez que não utiliza o gás natural como insumo para a produção de H_2 .

O gaseificador utilizado no modelo é o SGP - Shell Gasification Process (Dry Entrained Bed), com capacidade total de 1650 t/d (aprox. 1587 m³/dia) de resíduos, que podem ser compostos por resíduos de vácuo, RAT, gasóleo pesado e ODES (óleo decantado) (Zuideveld, 1998). A planta de geração de energia proposta deverá utilizar turbinas a gás com dois regeneradores de vapor (HRSG) e turbinas a vapor. As turbinas a gás podem operar com o *syngas*, com uma mistura de *syngas* mais gás de refinaria e/ou gás natural ou somente com gás natural. Nesta unidade seriam produzidos energia elétrica e vapor para os processos da refinaria. Seriam gerados na unidade cerca de 100 MW de energia elétrica excedentes, que poderão ser destinados à rede, permitindo um acréscimo de receita US\$ 168.000/dia ou US\$ 61 milhões/ano. As Tabela e

Tabela resumem os balanços de coque e H_2 após o uso do gaseificador.

Tabela 6 – Balanço de coque na REGAP em 2015

Resultados	(m ³ /dia)
Capacidade do Gaseificador	1.587
Produção de Coque da Regap	1.816
Coque residual	229

O gaseificador tem capacidade de produção de 285 t H_2 /dia, sendo que a demanda da refinaria (Tabela) é de 265 t H_2 /dia. Portanto, haverá um excedente de 20 t H_2 /dia (

Tabela). Trata-se de uma margem para incertezas associadas à estimativa prévia aqui realizada.

Tabela 7 – Balanço de H₂ na REGAP em 2015

Capacidade	(tH ₂ /dia)
Produção de H ₂ no gaseificador	285
Demanda residual (sem H ₂ produzido na RC)	33
Produção de H ₂ na Reforma Catalítica	53
Demanda residual (com H ₂ da Reforma Catalítica)	- 20

Mesmo com as vantagens apresentadas, o custo do gaseificador ainda é alto. Para gaseificadores operando entre 70 e 120 bar e gerando 1000 MWth de H₂ o custo está entre 800 e 1.100 milhões de dólares americanos (Szklo e Schaeffer, 2007). Apesar do alto custo, o uso de um gaseificador pode ser viabilizado porque o custo de obtenção do H₂ pelo processo de reforma a vapor é muito influenciado pelo preço do gás natural. Além disso, o custo de logística para o fornecimento de gás natural e exportação do coque será substancialmente reduzido.

A instalação do gaseificador gera uma flexibilidade maior no perfil de produção da refinaria. A partir da síntese de Fischer-Tropsch, que não está sendo considerada na análise, podem ser produzidos combustíveis sintéticos, como diesel de alta qualidade e QAV, ou petroquímicos. Adicionalmente o processo permite que no futuro seja facilitada a captação e seqüestro de CO₂ gerado na refinaria.

Finalmente, a Tabela 8 mostra os perfis de produção para cada hipótese sugerida no estudo.

Tabela 8 – Volume e perfil (v/v) de produção esperado – 2015 (média anual)

Produtos	Hipótese 1		Hipótese 2		Hipótese 3		Hipótese 4	
	m ³ /dia	Perfil	m ³ /dia	Perfil	m ³ /dia	Perfil	m ³ /dia	Perfil
GLP s/propeno	1.752	8%	1.885	6%	2.012	7%	1.885	6%
Gasolina	4.960	24%	6.636	21%	4.901	16%	6.636	22%
Nafta	1.010	5%	1.099	4%	1.099	4%	1.099	4%
Querosene	799	4%	2.787	9%	2.787	9%	2.787	9%
Diesel	9.551	47%	15.583	50%	15.217	51%	15.583	53%
Escuros	702	3%	785	3%	527	2%	785	3%
Coque	1.211	6%	1.816	6%	1.816	6%	229	1%
Propeno	526	3%	566	2%	1.657	5%	566	2%

2.3. Avaliação preliminar econômico-financeira das hipóteses

2.3.1. Estimativa de investimentos

O custo estimado das expansões propostas foi calculado tendo como premissa o Índice de Nelson e o investimento⁵ típico de uma unidade de destilação atmosférica. Com esses valores foi possível estimar o investimento total necessário para a implantação de cada uma das hipóteses propostas, exceto para a hipótese 1, cujo custo utilizado foi aquele divulgado pela Petrobras, para as alterações previstas na REGAP.

Foi considerado um custo de US\$ 600 milhões para a instalação e modificações nas unidades de reforma, FCC, coque e HDT previstas na hipótese 1. Além disso, foi considerado um custo de US\$ 50 milhões para a instalação de “splitter” de propeno, com capacidade de 50 mil t/ano. Essa última unidade separa a matéria-prima necessária para implantação do Complexo Ácido Acrílico, a ser implantado pela Petrobras, cujo investimento previsto é da ordem de US\$ 540 milhões. O Complexo Ácido Acrílico não foi considerado na análise aqui proposta, por localizar-se fora da refinaria e possuir características específicas de processo e de mercado, não analisadas neste trabalho.

O resultado obtido para a hipótese 2 foi um custo de US\$ 2.250 milhões, relativo ao aumento de capacidade das unidades de destilação atmosférica e destilação a vácuo, do coqueamento retardado e à instalação do HCC. Foi estimado o investimento ISBL de cerca de US\$ 1.350 milhões e de investimento OSBL de US\$ 900.

A estimativa de investimentos da hipótese 3 considera os custos da hipótese 2 mais a necessidade de investimentos no FCC para operar como maximizador de petroquímicos em US\$ 50 milhões e mais US\$ 160 milhões em separadores de propeno. Nessa hipótese também não foi considerado o investimento necessário para implantação de uma unidade de polipropileno, estimado em cerca de US\$ 200 milhões, por ser este um investimento fora da refinaria, com características próprias de processo e de mercado.

⁵ Valores de investimento divulgados na Hydrocarbon Processing de dezembro de 2005.

O custo da hipótese 4 foi considerado incluindo o custo de instalação de um gaseificador sobre as unidades de processo propostas na hipótese 2. Essa unidade tem um custo ainda bastante elevado, de cerca de US\$ 3,65 bilhões (incluindo o sistema de cogeração associado ao gaseificador e a unidade de purificação de hidrogênio – PSA). Com a inclusão do gaseificador, o investimento na REGAP chega a ser da ordem de US\$ 5,9 bilhões.

2.3.2. Resultados encontrados para as hipóteses propostas

Foi elaborado um modelo contábil visando avaliar o resultado financeiro para a REGAP. Trata-se apenas de uma avaliação preliminar dos resultados obtidos em cada uma das hipóteses propostas para a refinaria de forma isolada, visando avaliar a pertinência das hipóteses propostas. O modelo⁶ utiliza as quantidades produzidas previstas no modelo de simulação de produção da REGAP.

Os custos e receitas da projeção foram calculados a partir dos preços projetados pelo DOE (EIA/DOE, 2007) para o petróleo e derivados e de índices médios de custo de refino no período até 2030. No caso da REGAP foi considerado um fator de desconto de 0,84 do preço do petróleo Cabiúnas em relação ao preço do petróleo leve projetado pelo DOE (Petróleo IRAC).

Foi utilizado um custo de refino de US\$ 3/barril para a REGAP atual. Foram adicionados para cada uma das hipóteses, custos de operação das novas unidades. Foi acrescido um custo de US\$ 6,5 sobre a capacidade de coqueamento retardado e de US\$ 8,8/barril sobre a capacidade de hidrocrackeamento (Rana et al., 2007). No caso da hipótese 4 foi considerada a economia de gás natural pela substituição da reforma a vapor pelo gaseificador. Para tanto, utilizou-se a premissa de preço⁷ de US\$ 3,5/MMBtu, para o gás natural consumido pela REGAP.

Os resultados encontrados para a REGAP atual apresentam um resultado operacional médio, entre 2015 e 2030, da ordem de US\$ 214 milhões ao ano e margem operacional média de 8,0%.

Os investimentos propostos pela Petrobras, relacionados na hipótese 1, deverão elevar a margem operacional média para 8,2%, e o resultado operacional médio para cerca de US\$ 223 milhões. A principal justificativa para esses investimentos não parece ser a rentabilidade, mas a obrigação de atingir as metas de especificação de combustíveis previstas para os próximos anos. Trata-se, portanto, de uma necessidade, na medida em que o refinador somente poderá colocar o seu produto no mercado, se dentro das especificações. A REGAP atual, por exemplo, não atenderia as especificações mais rigorosas para o diesel S-50, em média. Ressalte-se que não está sendo considerado o resultado e agregação de valor do Complexo Acrílico, proposto pela Petrobras, viabilizado pelos investimentos propostos, mas que está fora do escopo da refinaria.

A hipótese 2, que considera o aumento de 50% da capacidade e inclusão de um HCC na REGAP, apresenta um substancial aumento de receitas, da ordem de 54%, entre 2015 e 2030, e de melhoria de resultado operacional, da ordem de 71%, no mesmo período. A receita líquida e o resultado operacional médio atingem, respectivamente, US\$ 4,2 bilhões e US\$ 380 milhões, ao ano. Os resultados obtidos nesta hipótese aumentam a receita e melhoram substancialmente a rentabilidade da refinaria, que passa de 8,2%, no caso base, para 9,1%.

A hipótese 3, que considera a alteração da unidade para a maximização da produção de propeno, gera como resultado um aumento de receitas, da ordem de 50%, entre 2015 e 2030, e de melhoria de resultado operacional, da ordem de 12%, no mesmo período. A receita líquida e o resultado operacional médio atingem, respectivamente, US\$ 4,1 bilhões e US\$ 263 milhões, ao ano. Os resultados encontrados nesta hipótese são menos favorecidos do que os encontrados na hipótese 2 e até mesmo que os encontrados no caso base. A rentabilidade da refinaria é de apenas 6,5%. Esse resultado está, no entanto, relativamente sub-avaliado, pois não considera o valor agregado e os efeitos sobre a economia da implantação de uma unidade de produção de polipropileno, não considerada na modelagem por estar fora do escopo do estudo.

A hipótese 4 prevê a auto-suficiência da refinaria em termos de energia elétrica e hidrogênio. Os resultados encontrados apontam para um aumento de receita da ordem de 55%. O aumento maior do que na hipótese 2 ocorre pela venda de energia elétrica excedente para a rede. Há também um aumento substancial do resultado operacional, influenciado pela redução do consumo de gás natural. O resultado médio elevou-se 93% em relação ao caso base, atingindo US\$ 453 milhões. No entanto, o investimento extremamente elevado, da ordem de US\$ 5,9 bilhões deixa a taxa interna de retorno dessa hipótese em 0% a.a. Há que se ressaltar, no entanto, que não foram considerados benefícios acessórios dessa hipótese sobre a economia do Estado de Minas Gerais, como: a

⁶ Os preços considerados foram obtidos a partir das projeções departamento de energia norte americano (EIA/DOE, 2007), para os principais derivados de petróleo até 2030. Os preços do coque e do gás natural foram considerados fixos. No caso do coque foi considerado um preço de venda de US\$ 30,00/t e no caso do gás natural consumido pela REGAP, um preço de US\$ 3,00/MMBtu, próximo ao custo de extração e transporte do gás natural desde a Bacia de Campos. Para o propeno, foi utilizada a premissa de preço igual a duas vezes o preço do propano. A energia elétrica excedente produzida na hipótese 4 foi precificada a partir do preço do 2º leilão de energia nova, para energia térmica, em torno de US\$ 70/MWh.

⁷ Esse preço é uma estimativa do custo de produção e transporte até a REGAP (Petrobras, 2007). Essa premissa foi considerada mais conservadora do que utilizar o preço atual de mercado, em torno de US\$ 4,5/MMBtu para o gás nacional, ou US\$ 5,5/MMBtu para o gás importado da Bolívia.

redução do consumo de gás natural; a redução dos investimentos em logística de fornecimento de gás natural e de exportação de coque; a economia do investimento necessário para geração dos 100 MW excedentes que serão fornecidos pela REGAP à rede.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As alterações propostas apresentaram taxas de retorno relativamente baixas. Os investimentos na hipótese 2, de inclusão de um HCC, no entanto, justificam-se pela maior rentabilidade da refinaria e, principalmente, pela maior qualidade dos derivados, não captada no modelo financeiro, mas essencial ao atendimento de especificações futuras de combustíveis. É importante ressaltar que o aumento de capacidade pretende atender à demanda crescente no Estado de Minas Gerais, reduzindo futuros déficits de derivados. As principais dificuldades dessa hipótese são o fornecimento e o preço do gás natural, necessário para a produção de H₂. A hipótese 3 de integração com petroquímica teve a rentabilidade mais baixa, provavelmente devido a não captação do valor agregado pelo polímero que seria produzido a jusante da refinaria. O investimento na hipótese 4, de gaseificação, é o de maior custo e a sua rentabilidade é baixa. No entanto, ele confere o maior nível de flexibilidade e autosuficiência para a REGAP, além de gerar excedente de energia elétrica. Possivelmente, o investimento nessa tecnologia irá reduzir-se nos próximos anos, melhorando o seu retorno. A sinergia existente entre a gaseificação e a utilização de biomassa pode ser outro fator que favoreça a implantação dessa hipótese especialmente em Minas Gerais. A partir dos investimentos propostos, a REGAP passaria a ter maior flexibilidade operacional. Especialmente para hipótese 4, uma refinaria com semelhante esquema poderia, no futuro, não apenas gerar excedente elétrico, produzir H₂ de coque de petróleo e otimizar sua produção para diesel ultra-especificado, mas também introduzir a síntese de Fisher-Tropsch para produção de derivados *premium* (especialmente, diesel, lubrificantes especiais e petroquímicos). Finalmente, poder-se-ia justificar a maior complexidade do refino pela sua versatilidade e não apenas pela capacidade de agregar valor ao petróleo, aumentando a margem operacional da refinaria. A complexidade pode não agregar valor esperado sobre a margem durante, principalmente, os períodos em que o preço do petróleo está baixo. Contudo, deverá certamente reduzir o risco de inadaptação da refinaria a um futuro incerto em termos de quantidade e qualidade de derivados e insumos.

4. AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Governo do Estado de Minas Gerais, a equipe de pesquisadores da UNIFEI e da COPPE.

5. REFERÊNCIAS

- CARVALHO P.A. Especificações futuras da gasolina e do óleo diesel.. In: Seminário IBP. **Futuro do Refino de Petróleo no Brasil**. Superintendência de Qualidade de Produtos - ANP, Novembro, 2004.
- CEMIG, **20º Balanço Energético do Estado de Minas Gerais - Ano Base 2004** – Minas Gerais, 2005.
- CBH-PCJ, Comitês das Bacias Hidrográficas dos Rios Piracicaba, Capivari e Jundiá, EIA-RIMA/REPLAN Fase II. Disponível em: <<http://www.comitepcj.sp.gov.br>>. Acesso em 15 de fevereiro de 2007.
- COSTA, P. R., Investimentos no Abastecimento, In: Rio Oil & Gas, 2006, Rio de Janeiro.
- DUQUE R.S., **Plano Estratégico Petrobras 2015**, Apresentação Petrobras, São Paulo, 31 de agosto de 2004.
- DYBKJAER, I., WINTER MADSEN, S., J. **Hydrocarb. Eng.**, Novembro, 2004 (citado por Rostrup-Nielsen T., **Manufacture of Hydrogen**, Gas-Fuel 2005, Haldor Topsøe A/S Lyngby, Denmark, 2005).
- EIA/DOE - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Annual energy outlook 2007, U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2007.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, **Plano 2030 - versão preliminar**, 2006.
- FAIZ A. WEAVER C., WALSH M. Air pollution from motor vehicles. Washington: World Bank; 1996.
- GÜRÜ M, KARAKAYA U, ALTIPARMAK D, ALICILAR A. Improvement of diesel fuel properties by using additives. **Energy conversion and Management**, 2002; 43:1021–5.
- JUNIOR H.J. Especificação de Derivados Tendências. In: Seminário IBP. **Futuro do Refino de Petróleo no Brasil**. Comissão de Energia e Meio Ambiente, Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, novembro, 2004.
- LANIER D. Heavy Oil – A Major Energy Source for the 21st Century. UNITAR: Centre for Heavy Crude and Tar Sands, 1998. No.1998.039.
- MAGALHÃES, G., Investimentos no Abastecimento Abastecimento In: EXPOMONEY, outubro, 2006.
- MAINENTI, M.R.M., PINHO, A.R., KARAM, J.E.C., RAMOS, J.G.F., DUBOIS, A.M., Panorama de Integração Refino-petroquímica na Petrobras. In: RIO OIL AND GAS EXPO CONFERENCE, 2006, Rio de Janeiro.
- MEYERS R. A., **Handbook of Petroleum Refining Processes**, 3rd Edition, PennWell Publishing, 2003.
- PERISSE J.B., ODDONE M.R.R. O impacto das unidades de coqueamento retardado no futuro esquema de refino da Petrobras In: RIO OIL AND GAS EXPO CONFERENCE, 2006, Rio de Janeiro IBP1453.

- PETROBRAS, **Relatório Anual 2005**, Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/RelatorioAnual_2005.pdf>. Acesso em 12 de fevereiro de 2007.
- PINHO, A.R. Avanços do FCC Petroquímico. In: **6º Encontro Sul-Americano de Craqueamento Catalítico**. Gramado, 2005.
- RANA, M. S., SÁMANO V., ANCHEYTA J., Diaz J.A.I. **A Review of Recent Advances on Process Technologies for Upgrading of Heavy Oils and Residua**. Fuel 86 1216 – 1231, 2007.
- ROSTRUP-NIELSEN, T., Manufacture of Hydrogen, **Gas Fuel 2005**, Haldor Topsøe A/S, Denmark, 2005.
- SIMBECK D., Key Roll of Gasification in the “Green Refinery” – Apresentação, In: Congresso de Tecnologias de Gaseificação 2004, Washington. **SFA Pacific** – 04 de outubro de 2004.
- SZKLO, A. S. **Fundamentos do Refino de Petróleo**. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.
- SZKLO, A. S.; SCHAFFER, R. **Alternative energy sources or integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for the energy transition**, Energy 31, p. 2177–2186, 2006.
- SZKLO, A. S.; SCHAFFER, R. **Fuel Specification, Energy Consumption and CO₂ Emission in Oil Refineries**, Energy – The International Journal - EGY1871, Energy 32, p.1075–1092, 2007.
- TAVARES M. **Análise do Refino no Brasil: estado e perspectivas—uma análise cross-section**. 2005. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético e Ambiental). Programa de Planejamento Energético e Ambiental, UFRJ, Rio de Janeiro, 2005
- TOLMASQUIM, M. T. Szklo, A. S. **Projeção da Matriz Energética Brasileira para os anos de 2005, 2010 e 2020**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001
- TRANSPETRO, Petrobras Transporte SA <<http://www.transpetro.com.br/>>. Acesso em janeiro de 2007.
- WILLIAMS, B., Refiners’ future survival hinges on adapting to changing feedstocks, product specs. **Oil & Gas Journal**, 20–34, Agosto, 2003.
- YAMASHITA K, BARRETO L. **Energyplexes for the 21st century: coal gasification for co-producing hydrogen, electricity and liquid fuels**, Energy 30, p.2453–73, 2005.
- ZUIDEVELD, P.L., de GRAAF, J.D., POSTHUMA, S.A, VAN DONGEN, F.G., Initial Operation of the Shell Pernis Residue Gasification Project. In: Gasification Technologies Conference, October 4-6, 1998.

CHALLENGES AND TECHNOLOGICAL OPPORTUNITIES FOR THE OIL REFINING INDUSTRY: A BRAZILIAN REFINERY CASE

The worldwide oil refining industry currently faces strong challenges related to the uncertain scenarios for feedstocks and oil products (quality and quantity). Such challenges promote, basically, two different strategies: the first one considers the integration of the refining industry with the petrochemical one, through the recent advances of the FCC, aiming to add value to the crude oil and to guarantee market share to refiners’ premium products; the second one is associated to the worldwide trend of increasing refineries complexity maximizing versatility. Yet, both strategies should supply the increasing production of highly-specified oil products, especially diesel and gasoline, and simultaneously reduce the environmental impacts of the refining industry. This means an additional challenge, the search for reducing the production of residues, the fuel consumption and the CO₂ emissions, beyond adjusting the H₂ balance of the refineries.

As an exemplification of these challenges, which also opens up market opportunities to the refiner, this paper analyses a specific Brazilian refinery, REGAP, aiming at proposing additional investments to its process scheme. Four options have been assessed until 2015: 1) the additional expansion of Petrobras, which considers the investments foreseen by this oil company in order to adjust the produced fuels to more stringent specifications; 2) additional expansion of 50% of the atmospheric distillation capacity and inclusion of HCC; 3) additional expansion of 50% of the atmospheric distillation capacity and integration with petrochemical (propene), aiming to maximize the raw material supply for polypropylene production; 4) additional expansion of 50% of the atmospheric distillation capacity and implementation of deep-conversion units (especially a petcoke gasifier), in order to transform REGAP into a self-sufficient refinery in terms of energy and H₂, increasing also its operational flexibility.

Finally, the choice of REGAP for this study might be justified by the fact that it possesses others technological innovation projects. The refinery already incorporates projects as the H-BIO, and water reuse innovative systems. Its localization, its market, and the logistics for input and output also influenced the choice.

REGAP-1, Petrochemical -2, Gasifier -3, Refining -4

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.