



As refinarias de pequeno porte e uma análise
segundo localização, logística e mercado de
seus projetos no Brasil

Victor Fiorini Sarmiento Cordeiro

Monografia em Engenharia Química

Orientadores

Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D. Sc.

Agosto de 2022

**As refinarias de pequeno porte e uma análise segundo
localização, logística e mercado de seus projetos no Brasil**

Victor Fiorini Sarmiento Cordeiro

Monografia em engenharia química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química,
como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Prof. Ana Mehl, D. Sc.

Prof. Luiz Antônio d'Avila, D.Sc.

Prof. José Eduardo Pessoa de Andrade, M.Sc.

Orientado por:

Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Agosto de 2022

“Todos fazemos escolhas; mas, no fim, nossas escolhas nos fazem.”

-Andrew Ryan, Bioshock

Agradecimentos

Como todos sabemos, o prêmio não está no final da jornada, mas sim nos conhecimentos e amigos adquiridos durante o seu percurso. É com isto em mente que termino, em uma amálgama de felicidade e tristeza, mais uma etapa de minha vida. Contudo, como tanto as vitórias quanto os conhecimentos adquiridos tornam-se vãos se não forem compartilhados, tenho muito a agradecer:

Aos meus pais, Marcio e Vilmara, que, desde meu primeiro dia de vida, buscaram me apoiar de todas as maneiras possíveis e impossíveis;

À minha irmã, Gabriella, que, apesar de todas as brigas, cada vez mais, mostra ser a melhor amiga pela qual poderia pedir;

Às minhas avós, Marília e Vilma, e meus avôs, Marcio e Sarmento, que tiveram papéis protagonistas em todos os capítulos da minha história;

Aos meus primos, Carlos Felipe, Caio e Conrado, que foram meus primeiros parceiros de vida e com quem, até hoje, mantenho as conexões mais estreitas e verdadeiras;

Aos meus tios e tias, que completam essa divertida e maravilhosa família da qual faço parte;

Aos meus amigos da Engenharia Química: Arthur (ambos), Bernardo, Bruno, Henrique, Matheus, Pamella, Pedro e Rafael. Sem vocês, esse caminho jamais teria sido tão leve e prazeroso;

A todos os meus amigos dos demais momentos da vida, que se mantêm presentes e estão sempre dispostos a somar;

Aos professores da UFRJ (em especial ao meu orientador, Professor Dutra), que tentaram me passar o máximo de seus conhecimentos sobre cada tema;

À minha namorada Letícia, que, apesar de ter chegado há pouco tempo, contribuiu com mais do que pode imaginar nesta reta final.

A todos, mais uma vez, **obrigado!**

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

As refinarias de pequeno porte e uma análise segundo localização, logística e mercado de seus projetos no Brasil

Victor Fiorini Sarmiento Cordeiro

Agosto, 2022

Orientador: Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D. Sc.

Resumo

O processo de refino de petróleo é descrito em detalhe de forma a entender as diferentes unidades que compõem uma refinaria, as frações e os tratamentos necessários para adequar os derivados produzidos às exigências de qualidade e especificações para uso comercial. A tecnologia de refino, hoje, está padronizada e pode ser comercializada sem dificuldade, não sendo a construção das plantas uma exclusividade de países mais ricos e industrializados. Os projetos de unidades, recenseados nas mais diferentes nações, demonstram o quanto avançou o acesso à tecnologia de refino do petróleo. Refinarias de pequeno porte são unidades com capacidade de processar até 30 mil barris por dia, ou 50 mil barris, dependendo da fonte. Observa-se que o porte não tem relação causal com complexidade, apesar das menores refinarias serem, em média, mais simples. O termo engloba micro refinarias, mini refinarias e a maior parte das refinarias modulares. No Brasil, foram construídas sete refinarias desse porte. Dessas, quatro fazem parte da história do refino nacional. Entre as três posteriores à quebra do monopólio da Petrobras, uma faliu e, das outras duas, uma foi construída pela própria estatal. O resultado está longe de ser relevante. Neste estudo, foram analisadas as localizações, a logística e os mercados potenciais para novas refinarias de pequeno porte em território nacional. O déficit da balança comercial de derivados, a alienação dos ativos da Petrobras, com novos produtores de petróleo bruto e controladores de refinarias, proporcionam um ambiente favorável à instalação de pequenas unidades. A falta de interesse nesse tipo de ativo no Brasil é sintomático e não se deve a um fator único, mas à instabilidade política, dúvidas

sobre o rumo da macroeconomia nacional e, na opinião do autor, de questões relacionadas à herança do período de monopólio do setor.

Sumário

Lista de Tabelas	ix
Lista de Figuras	x
1 Introdução	1
2 Processos de Refino e Qualidade dos Produtos	7
2.1 Aspectos Gerais	7
2.2 Dessalgação	8
2.3 Destilação Atmosférica	9
2.4 Destilação a Vácuo	11
2.5 Coqueamento Retardado	12
2.6 Viscorredução	14
2.7 Craqueamento Catalítico Fluido (FCC)	15
2.8 Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)	17
2.9 Desasfaltação	19
2.10 Hidrotratamento (HDT)	20
2.11 Isomerização	23
2.12 Reforma Catalítica	23
2.13 Qualidade e Especificações dos Produtos como Diferencial	26

3	Refinarias de Pequeno Porte e a Experiência do Setor no Brasil	28
3.1	Definição	28
3.2	Histórico do Refino no Brasil	29
3.2.1	Década de 1930	30
3.2.2	Década de 1940	30
3.2.3	Década de 1950	31
3.2.4	Décadas de 1960 e 1970	32
3.2.5	Década de 1990	33
3.2.6	Século XXI	34
3.3	Cenário Brasileiro de Refinarias de Pequeno Porte	35
3.3.1	Dax Oil	35
3.3.2	Univen	35
3.3.3	Manguinhos	36
3.3.4	Lubnor	37
3.3.5	Riograndense	37
3.3.6	Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	38
3.3.7	Refinaria Isaac Sabbá (REMAN)	38
3.3.8	Refinarias em construção	39
3.3.9	Refinarias em Projeto	40
3.4	Cenário Internacional de Refinarias de Pequeno Porte	41
3.5	Vantagens e Desvantagens das Refinarias de Pequeno Porte	44
3.5.1	Desvantagens	44
3.5.2	Vantagens	46
3.6	Fatores de escolha locacional para uma refinaria	48
4	Avaliação de Três Projetos de Refinarias de Pequeno Porte	53

4.1	Avaliação de um projeto existente: Refinaria Riograndense (RS)	53
4.2	Avaliação de um projeto em construção: Coroados (SP)	55
4.3	Avaliação de um projeto em estudo: Aracruz (ES)	58
5	Conclusão	62
	Bibliografia	65

Lista de Tabelas

2.1	Condições Operacionais dos Tipos de Viscorredução	14
2.2	Principais reações do FCC	17
2.3	Principais cargas e produtos do HCC	17
3.1	Capacidade de processos, em percentual de capacidade de destilação atmosférica, das refinarias americanas	29
3.2	Refinarias de Pequeno Porte no Brasil, ANP - 2021	35
3.3	Refinarias de Pequeno Porte da Nigéria	42
3.4	Refinarias de Pequeno Porte do Iraque	43
4.1	Entrada de produtos pelos portos do ES (2020)	59
5.1	Projeção de Oferta e Demanda Nacionais 2031	62

Lista de Figuras

1.1	Gráfico das Importações Líquidas (m^3) dos principais derivados, 2006 a 2021 (ANP, 2022)	1
1.2	Matriz Energética Brasileira, 2020 (EPE, 2020)	2
1.3	Matriz Energética Brasileira e Global, 2020 (IEA, 2022)	3
1.4	Utilização Anual Média das Refinarias no Brasil (ANP, 2022)	4
1.5	Produção Nacional e seu Percentual Exportado de Óleo Combustível - (ANP, 2022)	5
2.1	REDUC - Refinaria de Duque de Caxias (RJ)	8
2.2	Esquema de cortes de uma destilação atmosférica	10
2.3	Esquema de Unidade de Coqueamento	13
2.4	Esquema de Coil Visbreaker	15
2.5	Esquema de um FCC	16
2.6	Duas Configurações de um HCC	19
2.7	Hidrodessulfurização do Tiofeno (TÉTÉNYI; SZARVAS; OLLÁR, 2021) . .	21
2.8	Exemplo de uma unidade de HDS (HydroTech)	22
2.9	Exemplo de uma unidade de Reforma Catalítica Semi-Regenerativa (Axens)	25
2.10	Exemplo de uma unidade de Reforma Catalítica Contínua (UOP)	25
3.1	Consumo Energético (em 10^3 tep) do setor de Transportes - EPE, 2021 . .	33
3.2	Refinarias em Construção, 2022	39

3.3	Refinarias em fase de Projeto, 2022	40
4.1	Infraestrutura no entorno da Refinaria Riograndense	54
4.2	Infraestrutura no entorno da Refinaria SSOil (Coroados, SP)	56
4.3	Visão aérea da região de Coroados - SP	57
4.4	Infraestrutura no entorno de Aracruz (ES)	58
4.5	Bases e Dutos entre a Refinaria de Mataripe e seu Porto	61

Capítulo 1

Introdução

Com o aumento da demanda por combustíveis, gerada pelo aumento populacional e crescimento econômico previsto (por instituições financeiras, como Banco Mundial, FMI, BCB, dentre outras), o parque de refino brasileiro existente pode não apresentar mais a capacidade necessária, mesmo operando em seu limite, para abastecer toda a demanda nacional caso não sejam feitos novos investimentos.

Esse cenário faria o Brasil aumentar, ainda mais, sua importação líquida de derivados (notoriamente de diesel, GLP e gasolina), que já tem sido bastante expressiva nos últimos anos. Como consequência, ocorreria um impacto crescente sobre a Balança Comercial e uma maior dificuldade logística de abastecimento de municípios afastados do litoral, onde estão localizados a maior parte das grandes refinarias e, logicamente, portos.

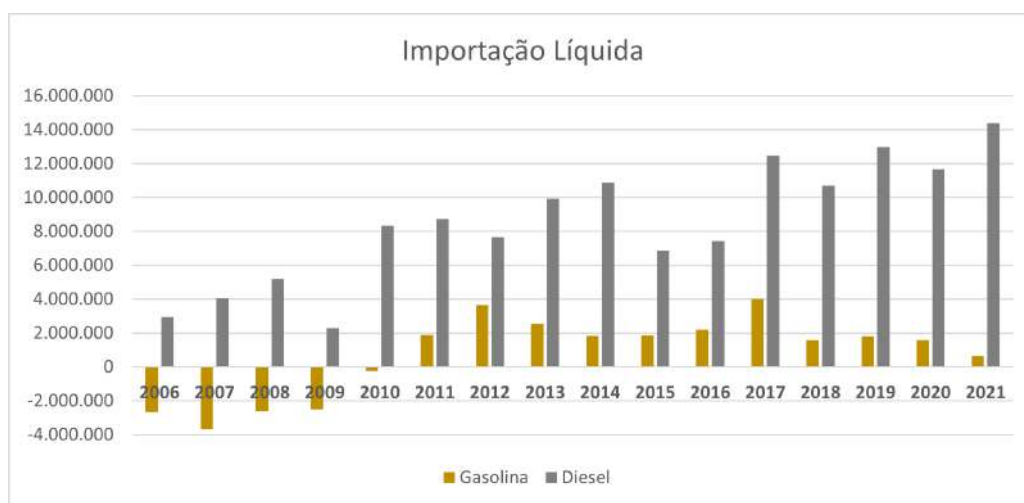


Figura 1.1: Gráfico das Importações Líquidas (m³) dos principais derivados, 2006 a 2021 (ANP, 2022)

Ao olhar o gráfico da matriz energética brasileira abaixo (EPE, 2020), na qual a indústria do petróleo e gás é responsável por cerca de 47% de seu total, percebe-se a relevância do tema. Sem políticas de substituição por fontes renováveis adequada, a atual forte dependência de importações poderá gerar uma série de consequências negativas, no médio prazo.

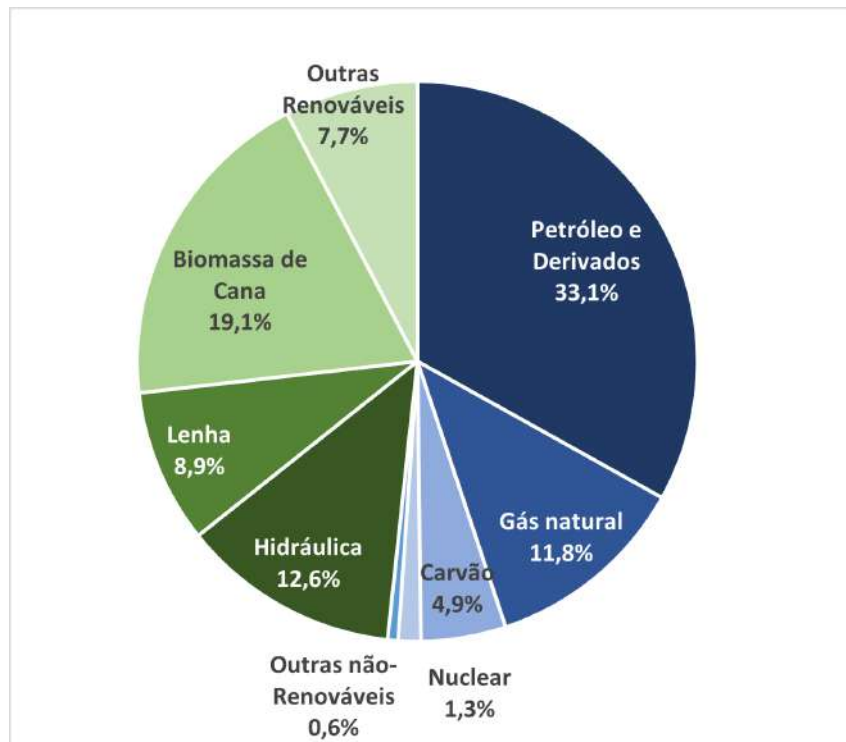


Figura 1.2: Matriz Energética Brasileira, 2020 (EPE, 2020)

Verificando-se o cenário global, contudo, o Brasil possui uma matriz de alta participação das fontes renováveis, em comparação com a média mundial. Tal fato se deve, principalmente, às hidrelétricas e aos biocombustíveis. Esses últimos são misturados aos derivados na formulação do combustível acabado (atualmente, em 2022: 27% de etanol anidro na gasolina C e 13% de biodiesel no Diesel B) ou usados diretamente (como o etanol hidratado).

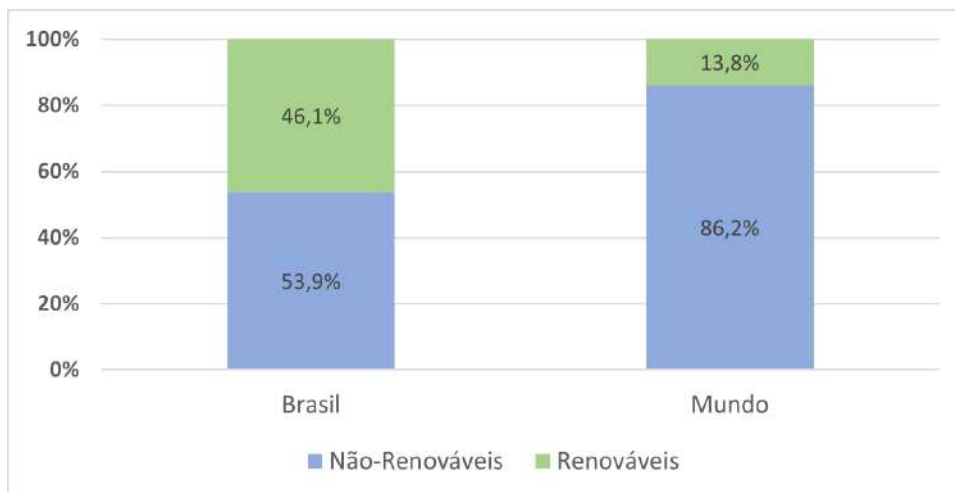


Figura 1.3: Matriz Energética Brasileira e Global, 2020 (IEA, 2022)

O aumento na porcentagem de licenciamentos de veículos elétricos e híbridos está entre as principais preocupações ao se realizar previsões de consumo de derivados de petróleo, notoriamente na Europa e China. Contudo, olhando para matriz energética brasileira, a questão parece ter menos urgência. Devido à alta capacidade de produção de biocombustíveis, o setor de transporte não é o maior emissor líquido de gases de efeito estufa, posição ocupada pelo uso do solo e pelas queimadas. Soma-se a isso o fato do país estar na periferia da indústria automobilística e, assim, espera-se que o avanço desses novos veículos se dê de forma mais lenta no país. O cenário pouco favorável à eletrificação da frota de veículos deverá ser mantido caso não aconteçam avanços significativos na eficiência de baterias e redução de seus preços.

Do ponto de vista dos derivados de petróleo, em razão do menor crescimento da economia brasileira, de 2016 a 2021, as refinarias brasileiras vinham operando a uma utilização bem abaixo de seus 80% (figura 1.4) - observe que isso ocorreu apesar das importações de derivados terem aumentado no mesmo período - fato que mudou nos últimos meses (por conta da alta do dólar e da explosão dos preços internacionais de combustíveis) e deve seguir pelos próximos anos por uma série de motivos, dentre os quais pode-se destacar:

1. **Desinvestimento da Petrobrás:** com a venda de certas refinarias (REMAN, RLAM, RPCC, REPAR, REGAP, REFAP, RNEST e LUBNOR), espera-se que os compradores aumentem a utilização, operando bem próximo ao limite máximo, dependendo das condições de manutenção e conservação dos equipamentos, visando

maximizar o lucro do ativo;

2. **Política nacional:** dentre outros fatores, supondo uma mudança da diretoria da Petrobras, espera-se uma mudança de prioridade em favor do abastecimento do mercado nacional pelas refinarias brasileiras, em detrimento de importações;
3. **Crescimento natural da demanda:** seguindo o crescimento econômico projetado (FMI, Banco Mundial, IBGE, etc.), aumento populacional e supondo uma elasticidade-renda da procura ainda superior a unidade, haverá, organicamente, um aumento na demanda de derivados.

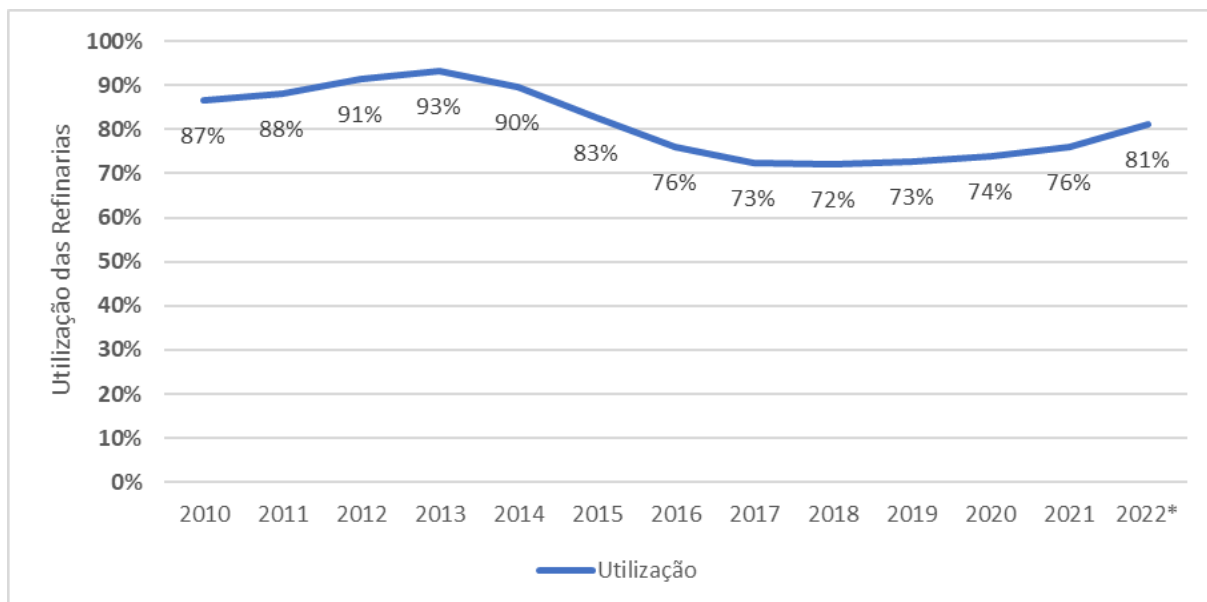


Figura 1.4: Utilização Anual Média das Refinarias no Brasil (ANP, 2022)

*2022 até junho

Um outro fator positivo para a venda de derivados brasileiros é a nova regulamentação da *International Maritime Organization* (IMO), órgão das Nações Unidas que regulamenta o transporte marítimo, que, em 2020, baixou o limite de enxofre permitido no óleo tipo *bunker* utilizado pelos navios de 3,5% para 0,5%. Pelos baixos níveis de enxofre nos petróleos nacionais, as instalações de refino do Brasil poderiam aspirar satisfazer parte desta demanda. Como se pode ver no gráfico abaixo, a exportação da produção brasileira de óleo combustível sempre foi uma característica do refino nacional, aliás, sendo este o único derivado de petróleo cuja balança comercial é, significativamente e constantemente, superavitária.

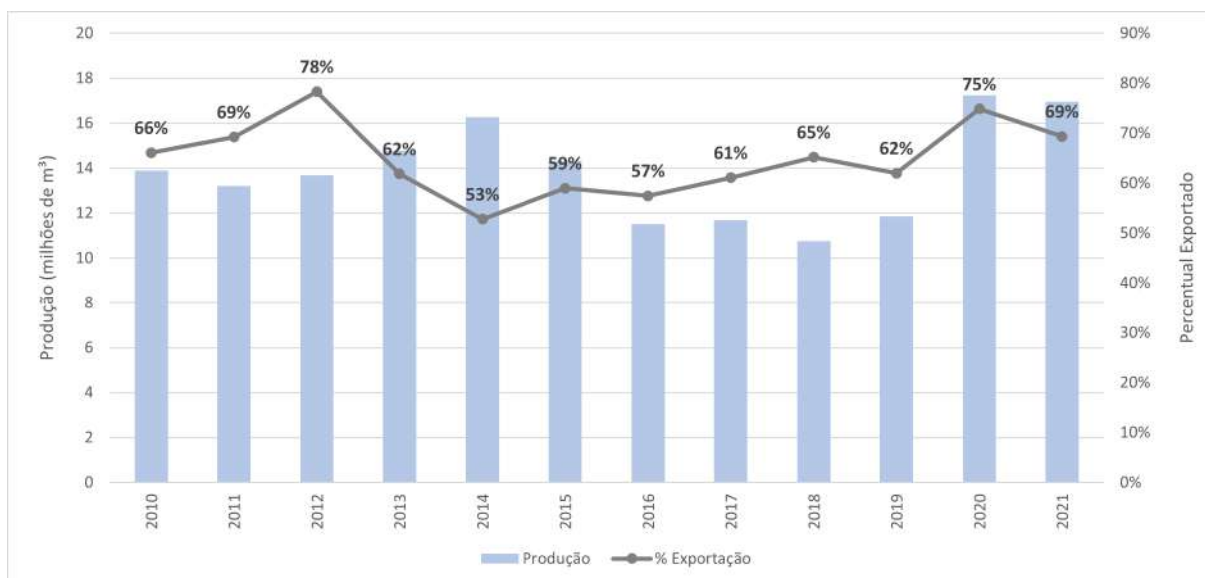


Figura 1.5: Produção Nacional e seu Percentual Exportado de Óleo Combustível - (ANP, 2022)

Por tudo que foi exposto acima, não faltam, nos últimos anos, fortes especulações sobre a construção de novas refinarias e/ou mini refinarias em território nacional. A última refinaria construída no Brasil foi a RNEST, no ano de 2014, em Pernambuco, mas a construção de seu segundo trem de refino, está suspensa.

Como será visto, em matéria de refinarias de pequeno porte, com investimentos que poderiam ser privados, também não houve quase crescimento na capacidade de refino: de fato, ele foi píffio.

Sem pretender solucionar as sérias dificuldades do abastecimento doméstico, ou imaginar a multiplicação de plantas desse tipo no Brasil, é evidente que a instalação de pequenas refinarias aumentaria a competição ao aumentar o número de compradores da matéria-prima e o número de ofertantes de derivados, mesmo que a nível local. Esta é uma prioridade da política de cunho liberal, que está em curso atualmente. Também é evidente que essas plantas adensariam um parque industrial brasileiro que perde continuamente expressão nas últimas duas décadas, o que pode ser prioridade em um governo que priorize políticas industriais.

Este trabalho busca entender a razão das refinarias de pequeno porte não terem se estabelecido de forma mais contundente no Brasil pós-abertura do refino. Diferentemente da Dissertação de Carlos Augusto Noronha Silvério (SILVÉRIO, 2018) e da Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), que tiveram olhares mais voltados para

os valores quantitativos da criação de novos empreendimentos, este estudo olha de forma qualitativa as plantas já em operação, em construção ou em projeto (principalmente em seus aspectos voltados à localização, logística e perfil de mercado).

Para isso, a tese foi dividida em três partes. Na primeira, é feita a revisão da engenharia química dos processos de refino; na segunda, procurou-se resumir a experiência brasileira na matéria, detalhar as vantagens e desvantagens das menores plantas e sublinhar a questão da localização. Na terceira parte, foi feita uma avaliação pormenorizada de três dos projetos (um já em operação, um em construção e um em fase de estudos), de forma a exercitar e exemplificar os conceitos e noções anteriores e chegar a uma crítica da atual situação, seja do ponto de vista do Estado, seja do ponto de vista do investidor privado.

Capítulo 2

Processos de Refino e Qualidade dos Produtos

2.1 Aspectos Gerais

Uma refinaria tem como objetivo principal separar o petróleo, a matéria-prima, nas suas frações comerciais: gasolina, óleo diesel, querosenes, GLP, asfaltos, dentre outros.

O processo de destilação em si é bastante simples, sendo conduzido, geralmente, por duas colunas de destilação: uma à pressão atmosférica e, outra, à vácuo. São, contudo, necessários processos antes e após essas colunas. Os realizados antes servem como pré-tratamento, objetivando prolongar a vida útil dos equipamentos de destilação; os realizados após servem para a conversão de um dos destilados em outro (como os craqueamentos) ou para a obtenção de uma melhor qualidade dos produtos finais (como os tratamentos e reforma catalítica).

Um dos principais fatores que definirá quais os equipamentos que deverão ser utilizados é o tipo de petróleo processado. A partir dele, pode-se estipular o projeto das colunas de destilação e quais as frações de corte que serão priorizadas. Define-se, também, a maior (ou menor) necessidade de tratamentos a serem executados a fim de se adequar à legislação local e/ou obter a qualidade do produto final desejada. Por exemplo, um petróleo de alto teor de enxofre precisará de uma melhor dessulfurização do que um de baixo teor.



Figura 2.1: REDUC - Refinaria de Duque de Caxias (RJ)

2.2 Dessalgação

Ao chegar na refinaria, o primeiro processo pelo qual o petróleo deverá passar é o pré-tratamento de dessalgação, no qual serão retiradas impurezas (como argilas, areia e água salgada remanescentes de sua extração) que poderiam gerar problemas de entupimentos nos dutos e reduzir a vida útil dos equipamentos por erosão.

Antigamente feito por uma decantação, hoje é mais comum o uso do processo de separação eletrostática. Para realizá-lo de forma correta, temos dois fatores, que dependem do tipo de petróleo utilizado: temperatura de pré-aquecimento e porcentagem de água adicionada.

Dessa forma, o óleo que chega na refinaria é misturado com água destilada (que é adicionada na forma de gotículas minúsculas por uma válvula especial, facilitando a ocorrência da solubilização das impurezas) e aquecido nas medidas ideais; seguindo, assim, para o separador eletrostático. Neste, pela presença de eletrodos com uma alta diferença de voltagem, é gerado um campo elétrico alternado, fazendo com que as gotículas de água se polarizem (pelos sais presentes nas mesmas) e ocorra a sua coalescência em gotas maiores (LUCHESE, 2010). Estas, por sua vez, são separadas do óleo pela força da gravidade, dada a diferença de densidade entre essas gotas de água com impurezas e o óleo.

Deve-se ressaltar que, se necessário, pode ser adicionado um demulssificante, que ajudará a reduzir a quantidade de óleo que fica aprisionado dentro das gotas no momento da coalescência e, portanto, reduzir a perda dessa matéria-prima e evitar a necessidade de um tratamento de efluentes mais elaborado.

2.3 Destilação Atmosférica

Alimentada pelo óleo dessalgado do separador eletrostático, essa primeira etapa de destilação ocorre à pressão atmosférica. Pode ser considerado como o principal processo de uma refinaria, já que todo o petróleo, independente de qual derivado e de qual qualidade deseja-se obter, passará por esta unidade. Pode, também por isso, ser o gargalo da refinaria.

A destilação é uma operação de separação que tem, como base, a diferença entre os pontos de ebulição dos componentes da mistura. Nas refinarias, o petróleo é a mistura e os derivados são seus componentes. Assim, após a análise química do petróleo que se deseja utilizar, para saber quais frações estão nele presentes e em quais proporções, será projetada uma coluna de destilação atmosférica que conseguirá extrair, do petróleo alimentado, uma primeira parcela dos cortes desejados, através de cálculos de Operações Unitárias.

O projeto indicará a altura total da coluna e em que alturas deverão ser realizadas a alimentação e as retiradas. No fundo do equipamento, será retirado o produto com maior ponto de ebulição (em geral, mais denso) e, conforme se sobe a estrutura, vão sendo feitas as retiradas dos produtos com menores pontos de ebulição (menos densos). A figura abaixo mostra a ordem da retirada de derivados (quando há presença de todos os seus tipos no petróleo utilizado):

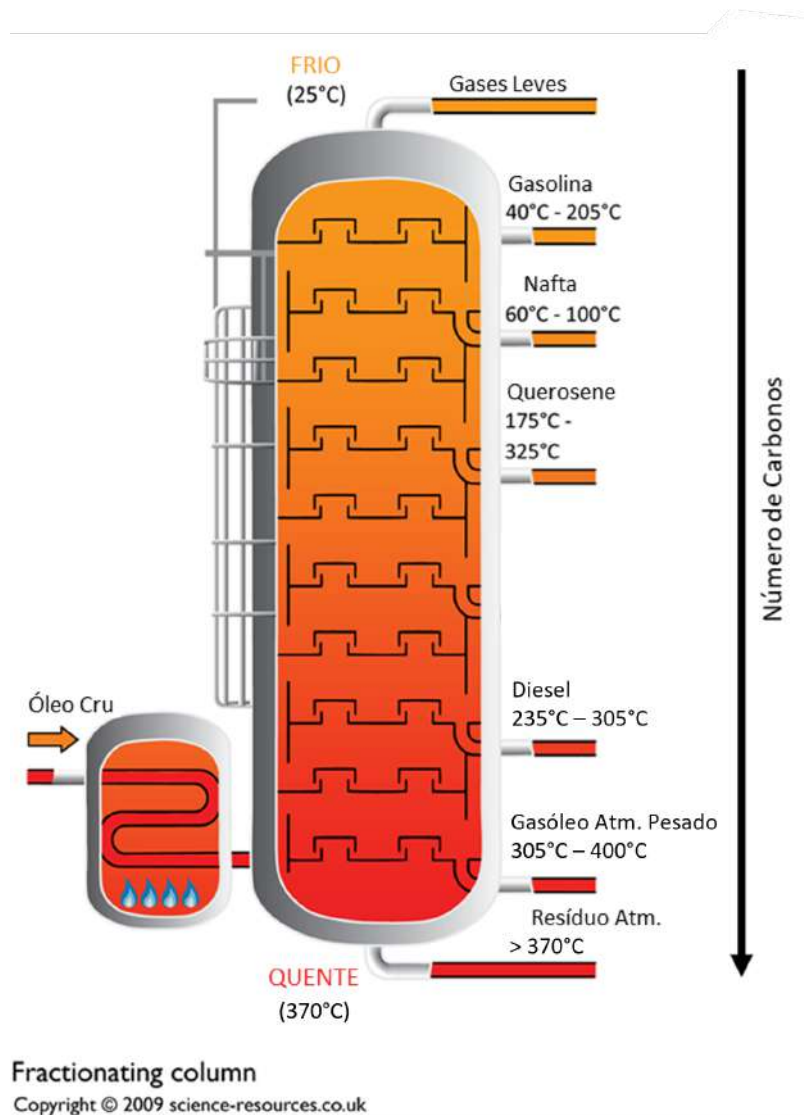


Figura 2.2: Esquema de cortes de uma destilação atmosférica

Fonte (adaptado e traduzido): science-resources.co.uk

Vale observar que, normalmente, a retirada da coluna, seja na saída superior, laterais ou inferior, não é feita de forma imediata:

- a corrente de topo passa por um condensador. Se for um condensador total, todo o gás se tornará líquido e, então, parte será realimentado à coluna e parte seguirá adiante; se for um parcial, a fração gasosa remanescente seguirá, enquanto a condensada retornará;
- a corrente de fundo passa por um evaporador e tem comportamento oposto à de topo: sendo um evaporador total, parte do vaporizado segue e parte volta à coluna; se for parcial, o vaporizado retorna e o líquido segue adiante;

- as correntes laterais podem apresentar condensador ou vaporizador e seguirão o processo do equipamento escolhido.

Fazendo esse procedimento, chamado de refluxo, é possível alcançar maiores níveis de pureza mesmo sem alterar nenhum outro parâmetro da destilação. Esta prática tem, todavia, um custo, que se dá na forma de uma menor produção total do derivado obtido na corrente de alto refluxo. Isso porque quanto maior for a reinjeção, menor será a vazão de saída desta corrente (e maior será a das outras, por um simples balanço de massa). Assim, é necessário que as vazões de refluxo sejam calculadas para otimizar um balanço entre a pureza necessária e a produção desejada.

Visando um melhor aproveitamento energético, deve-se, também, usar trocadores de calor entre as correntes quentes (como a de saída de topo) e as correntes frias (como a de alimentação de petróleo), o que reduz certos gastos da planta como, por exemplo, o de energia para pré-aquecimento do petróleo e o de água para resfriamento.

A saída de fundo da coluna, contudo, ainda pode conter muitos produtos de alto interesse (como diesel) misturados a produtos de menor interesse (como asfaltos) e, por isso, ela deve continuar o processamento, passando por uma segunda coluna. Nesta próxima etapa, porém, a pressão será de vácuo, e não mais atmosférica, facilitando estas separações mais difíceis.

Aqui, obtem-se: Gases leves (metano, etano, propano e butano), Nafta, Gasolina, Querosene, Diesel (Gasóleo Atmosférico Leve), Gasóleo Atmosférico Pesado e Resíduo Atmosférico.

2.4 Destilação a Vácuo

Alimentada pela saída de fundo da destilação atmosférica (Resíduo Atmosférico), essa segunda coluna de destilação tem operação à pressão de vácuo (0 atm). Seu processo se dá igual ao de destilação atmosférica; porém, agora à menores pressões, os pontos de ebulição de seus componentes são reduzidos, permitindo separações a temperaturas mais baixas.

A razão pela qual esse resíduo atmosférico não é fracionado na coluna anterior é o

fato de que, para separar seus componentes, seria necessária uma temperatura bastante elevada, que poderia levar a degradação das moléculas que passassem pela região. Com os pontos de ebulição diminuídos pela menor pressão, contudo, a temperatura necessária para separação torna-se viável e, dessa forma, a operação que não era possível de ser feita na coluna atmosférica se faz exequível na de destilação a vácuo.

Aqui, obtém-se: gasóleos de vácuo e resíduo de vácuo.

2.5 Coqueamento Retardado

Este é um dos processos que tem como objetivo processar o resíduo de vácuo, gerado na destilação a vácuo. Sua unidade é formada por uma fracionadora (similar a uma coluna de destilação), forno de coqueamento e, ao menos, dois tambores de coque.

Não mais uma operação exclusivamente de destilação, o coqueamento retardado é uma unidade de tratamento puramente térmica, sem o uso de catalisadores. Nele, o resíduo de vácuo é alimentado à fracionadora, onde são removidos seus componentes mais leves: um pouco de gás combustível, GLP, nafta de coqueamento e gasóleos de coqueamento. Em seguida, o produto de fundo deste equipamento é enviado ao forno, onde, a altas temperaturas, acima de 400°C, ele sofrerá uma decomposição, ou craqueamento, térmica. Finalmente, a saída do forno é ligada a, pelo menos, dois tambores de coque, nos quais, com um alto tempo de residência, as moléculas simples, resultadas do craqueamento térmico da etapa anterior, irão polimerizar por um processo via radicais livres (ROSAL, 2013), formando o coque, e, nesses equipamentos, se acumular. A razão da existência de mais de um tambor se dá pelo fato que, terminado o período de acúmulo de coque, este deverá ser limpo (processo de remoção) e, enquanto isso é feito, a carga do forno será enviada ao outro tambor, a fim de manter um processo semi-contínuo.

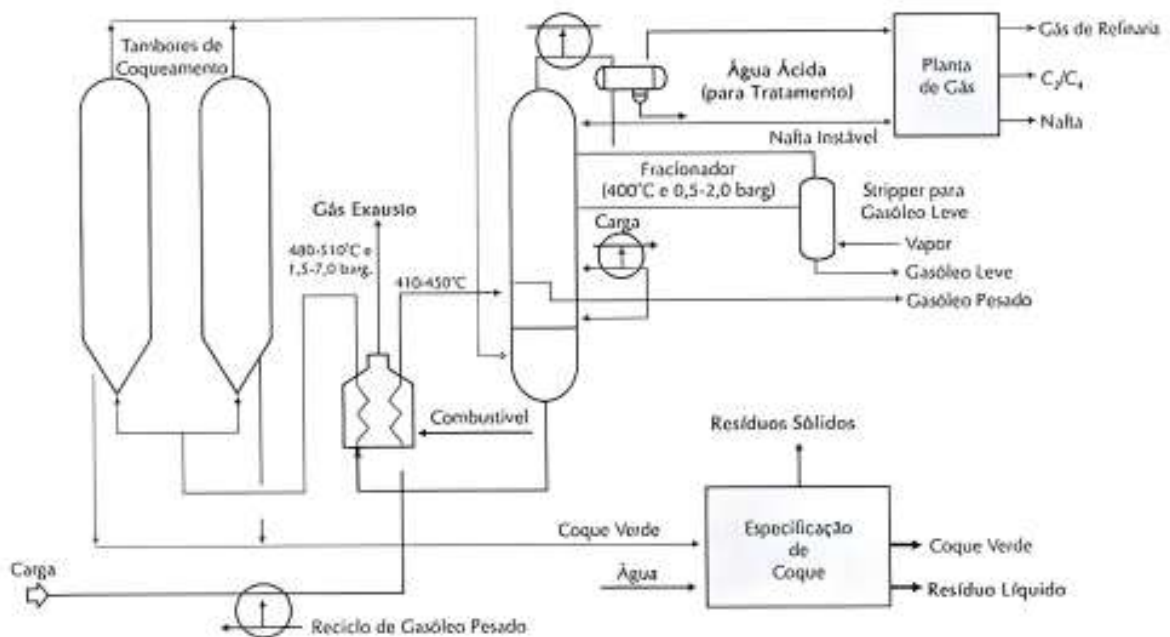


Figura 2.3: Esquema de Unidade de Coqueamento

Fonte: (SZKLO; ULLER; BONFÁ, 2008)

O processo de remoção de coque é feito em etapas. Primeiro, há a injeção de uma corrente de purga de vapor; em seguida, com uma ferramenta hidráulica de corte e vapor d'água a alta pressão, é feito um corte central no leito; finalmente, a ferramenta de corte é substituída por uma de quebra, que realiza a remoção do coque, em forma de pedras, pelo fundo do tambor.

Sobre o processo, devem ser feitas duas observações:

- Para que a polimerização não ocorra diretamente no forno (antes dos tambores), onde seus substratos são gerados, há a injeção de vapor d'água, aumentando a vazão do fluxo e gerando, ali, um baixo tempo de residência, que retarda a formação do coque (ROSAL, 2013) (daí vindo o nome do processo).
- Tanto no forno quanto nos tambores de coque existe uma saída de topo, formada por gases leves, que não contém as moléculas que se polimerizam, e são reenviadas, portanto, à fracionadora, visando a melhor integração energética e geração de produtos.

2.6 Viscorredução

Diferentemente do processo anterior, que era um de alta severidade, a Viscorredução é um processo de severidade mais suave que também se utiliza do Resíduo de Vácuo. Tem, como objetivo, a redução de viscosidade deste resíduo através da quebra de suas maiores moléculas, a fim de enquadrá-lo nas especificações de óleos combustíveis sem a adição de frações intermediárias. Possui condições operacionais mais brandas, mas não apresenta conversão de destiláveis significativa como o coqueamento retardado e outros craqueamentos térmicos.

Existem dois métodos para a viscorredução: o Coil Visbreaker e o Soaker Visbreaker. Em ambos, a carga passa por uma fornalha e, depois, por uma coluna fracionadora; a diferença está na presença de um tambor entre ambos equipamentos no processo do Soaker Visbreaker. Neste, as reações de craqueamento ocorrem no tambor adicionado, naquele ocorrem diretamente no forno. As condições operacionais são expostas na tabela abaixo:

Método	Temperatura no Forno (°C)	Tempo no Forno (min)	Temperatura no Tambor (°C)	Tempo no Tambor (min)
Coil Visbreaker	455 - 510	2 - 5	-	-
Soaker Visbreaker	450	2 - 3	controlada	15 - 20

Tabela 2.1: Condições Operacionais dos Tipos de Viscorredução

Fonte: (ROSAL, 2013) - elaboração própria

Como no Soaker Visbreaker não é necessário que as reações aconteçam no forno, mas sim no tambor, é possível realizá-las a temperaturas um pouco mais baixas e, assim, permitir um maior tempo de residência.

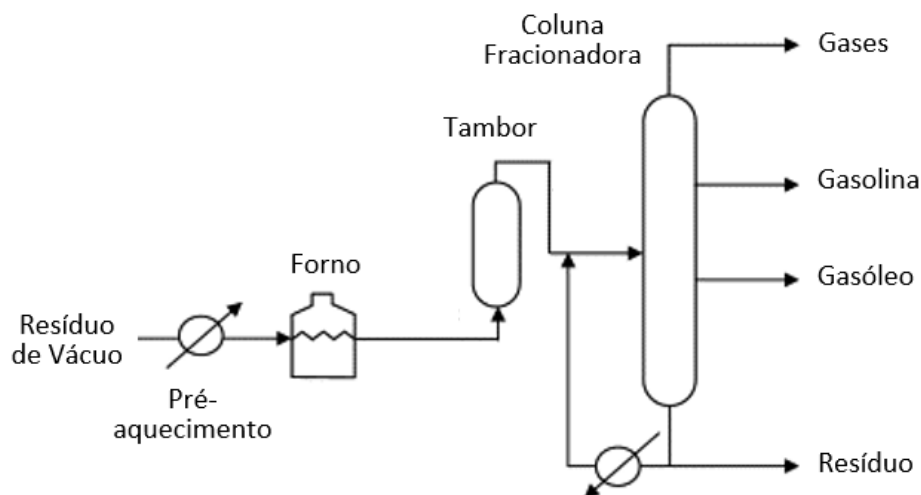


Figura 2.4: Esquema de Coil Visbreaker

Fonte (adaptado e traduzido): (FAHIM; ALSAHHAF; ELKILANI, 2010)

2.7 Craqueamento Catalítico Fluido (FCC)

O FCC ¹ é, hoje, uma das mais importantes operações das refinarias; segundo dados de 2013, era o processo mais presente nas maiores plantas ao redor do mundo. Seu principal objetivo é a conversão de frações mais pesadas, como o gasóleo de vácuo, em frações mais leves, como GLP e gasolina, que possuem maior valor agregado. Assim como os processos anteriores, trata-se de um craqueamento, ou seja, uma quebra das moléculas pesadas. Contudo, diferentemente deles, que eram puramente térmicos (quebra por altas temperaturas), o FCC utiliza catalisadores (de zeólitas, caulim, alumina ou sílica) (NÓBREGA, 2014), os quais reduzem essa carga térmica necessária e permitem, de acordo com as condições operacionais, uma maior escolha dos produtos gerados. Essa flexibilidade pode ser bastante útil, de forma a permitir que se produza mais do produto que tenha uma maior demanda na área de influência.

O processo funciona de forma cíclica, que começa com a corrente de alimentação (gasóleo de vácuo ou atmosférico) entrando em contato com o catalisador aquecido e vapor d'água no *riser* (uma coluna com fluxo ascendente). Nele, as altas temperaturas do cata-

¹A primeira unidade de FCC foi construída pela Standard Oil na refinaria de *Baton Rouge* (EUA) durante a 2^a Guerra Mundial, com o objetivo de produzir gasolina de alta octanagem (que abastecia os aviões militares) e matéria-prima para a produção de borracha sintética

lisador causam a evaporação de certos produtos e deposição do coque sobre essa superfície catalítica, gerando sua gradual desativação. No fim do *riser*, chega-se a um segundo equipamento: o separador (formado por uma série de ciclones e um vaso separador). Nele, a fase gasosa, com os produtos leves, é retirada e segue para o processo de separação mais conveniente, como uma destilação; a fase sólida, por outro lado, segue para um terceiro equipamento. Este, que tem como objetivo regenerar o catalisador, o faz na forma de uma queima: com a injeção de uma alta carga de oxigênio, o coque depositado entra em combustão, sendo transformado em gás carbônico, limpando a superfície catalítica e permitindo o seu reuso. O catalisador, novamente aquecido, volta para a etapa 1, fechando seu ciclo.

Observa-se que essa queima, além de reativar o catalisador, já o aquece para que chegue quente na primeira etapa, evitando que seja necessário um maior gasto energético, barateando o processo.

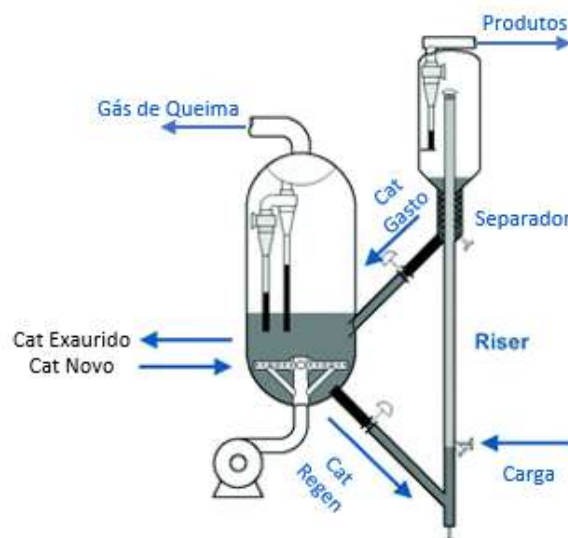


Figura 2.5: Esquema de um FCC

Fonte (adaptado e traduzido): ([VOGT; WECKHUYSEN, 2015](#))

Como produtos principais, temos: a gasolina, o GLP e o LCO (Light Cycle Oil, produto que pode ser incorporado ao *pool* de diesel), além de, em menor quantidade, óleo clarificado e gases leves combustíveis (H_2 , CH_4 e C_2H_6).

Na tabela abaixo ([NÓBREGA, 2014](#)) vemos as principais reações do FCC:

Tipo de Reação	Exemplo	
Craqueamento	Parafinas em olefinas e parafinas menores	$C_{10}H_{22} \rightarrow C_4H_{10} + C_6H_{12}$
	Olefinas para olefinas menores	$C_9H_{18} \rightarrow C_4H_8 + C_5H_{10}$
	Cisão de aromáticos ramificados	$ArC_{10}H_{21} \rightarrow ArC_5H_9 + C_5H_{12}$
Isomerização	Troca de ligação de olefinas	$1-C_4H_8 \rightarrow trans-2-C_4H_8$
	Olefinas normais para iso-olefinas	$n-C_5H_{10} \rightarrow iso-C_5H_{10}$
	Ciclo-hexano para ciclo-pentano	$C_6H_{12} \rightarrow C_5H_9CH_3$
Transferência de H	Ciclo aromatização: (Nafteno + Olefina \rightarrow Aromático + Parafina)	$C_6H_{12} + 3C_5H_{10} \rightarrow C_6H_6 + 3C_5H_{12}$
Trans-alkilação	$C_6H_4(CH_3)_2 + C_6H_6 \rightarrow 2C_6H_5CH_3$	
Ciclização de olefinas em naftenos	$C_7H_{14} \rightarrow CH_3-ciclo-C_6H_{11}$	
Desidrogenação	$n-C_8H_{18} \rightarrow C_8H_{16} + H_2$	
Dealquilação	$Iso-C_3H_7-C_6H_5 \rightarrow C_6H_6 + C_3H_6$	
Condensação	$Ar-CH=CH_2 + R_1CH=CHR_2 \rightarrow Ar-Ar- + 2H$	

Tabela 2.2: Principais reações do FCC

2.8 Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)

O Hidrocraqueamento Catalítico é um processo que, assim como os anteriores, quebra moléculas orgânicas pesadas em outras menores. Seu diferencial está em realizar a reação de hidrogenação simultaneamente à quebra. Assim, diferentemente do FCC, não há a obtenção de olefinas, apenas parafinas, uma vez que as ligações duplas são hidrogenadas.

Esse processo pode operar com uma alta diversidade de cargas, como mostrado na tabela abaixo (ROCHA; PINHEIRO, 2014):

Matéria-prima	Produtos
Querosene	Nafta
Diesel de destilação direta	Nafta e/ou QAV
Gasóleo atmosférico	Nafta, QAV, e/ou diesel
Gasóleo de vácuo	Nafta, QAV, diesel, óleo de lubrificação
LCO FCC	Nafta
HCO FCC	Nafta e/ou destilados
LCO Unidade de coqueamento	Nafta e/ou destilados
HCO Unidade de coqueamento	Nafta e/ou destilados
Óleo desasfaltado	Matérias-primas da planta de olefinas

Fonte: FAHIM et al (2012, p. 206).

QAV: querosene de aviação; LCO: Light Cycle Oil; HCO: Heavy Cycle Oil; FCC: Unidade de Craqueamento Catalítico.

Tabela 2.3: Principais cargas e produtos do HCC

A carga mais utilizada nesse processo, hoje, é o gasóleo de vácuo (FAHIM; ALSAHHAF; ELKILANI, 2010). A escolha por essa alimentação é coerente com as necessidades brasileiras: um altíssimo deficit de diesel e de óleos lubrificantes.

As condições operacionais desse processo são bastante severas, sendo esta sua maior desvantagem, com temperaturas que variam de 256^oC a 427^oC e pressões de 6,5 a 13,5 MPa. Uma das grandes vantagens, por outro lado, está na melhora da qualidade do combustível, pois, graças a essas condições, compostos orgânicos de enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais são eliminados ou bastante reduzidos (ROCHA; PINHEIRO, 2014).

Assim, a produção do diesel pelo HCC, apesar de mais cara, gera um produto com baixa presença de enxofre, que é utilizado para formular o diesel S10. Tal fato é especialmente relevante no Brasil, dado que o consumo desse tipo de combustível de baixo teor de enxofre deve aumentar consideravelmente nos próximos anos (por legislações ambientais e modernização da frota de caminhões) e a capacidade de produção nacional ainda é bastante reduzida.

Para o processo em si, este pode ser realizado em um ou dois estágios. No processo de um estágio, temos: introdução da carga e H₂ em um reator de leito catalítico, onde ocorrerá o hidrocraqueamento e hidrotratamento da carga (processo que será visto a frente, de eliminação de impurezas, como enxofre e nitrogênio). A saída desse reator segue para um separador, no qual separam-se os gases (ricos em H₂) do produto líquido (mistura de derivados). Esta fração líquida, então, segue para a última etapa, na qual passa por uma torre fracionadora para que sejam separados os produtos de interesse, que ainda estão misturados. A conversão para esse sistema é de 40% a 80%, mas, caso se deseje um resultado melhor, o produto de fundo da fracionadora pode ser misturado com a carga de alimentação (como um reciclo), para que seja, novamente, processado (FAHIM; ALSAHHAF; ELKILANI, 2010).

No sistema de dois estágios, a saída de fundo da fracionadora é enviada a um segundo reator catalítico, cuja saída passará por mais um separador. O líquido proveniente deste separador é, então, enviado de volta à fracionadora. Ou seja, é um sistema parecido com o de um estágio e reciclo, mas, em vez de misturar o produto de fundo com a carga fresca, ele volta diretamente para a fracionadora. Na imagem abaixo, podem ser vistos ambos os processos:

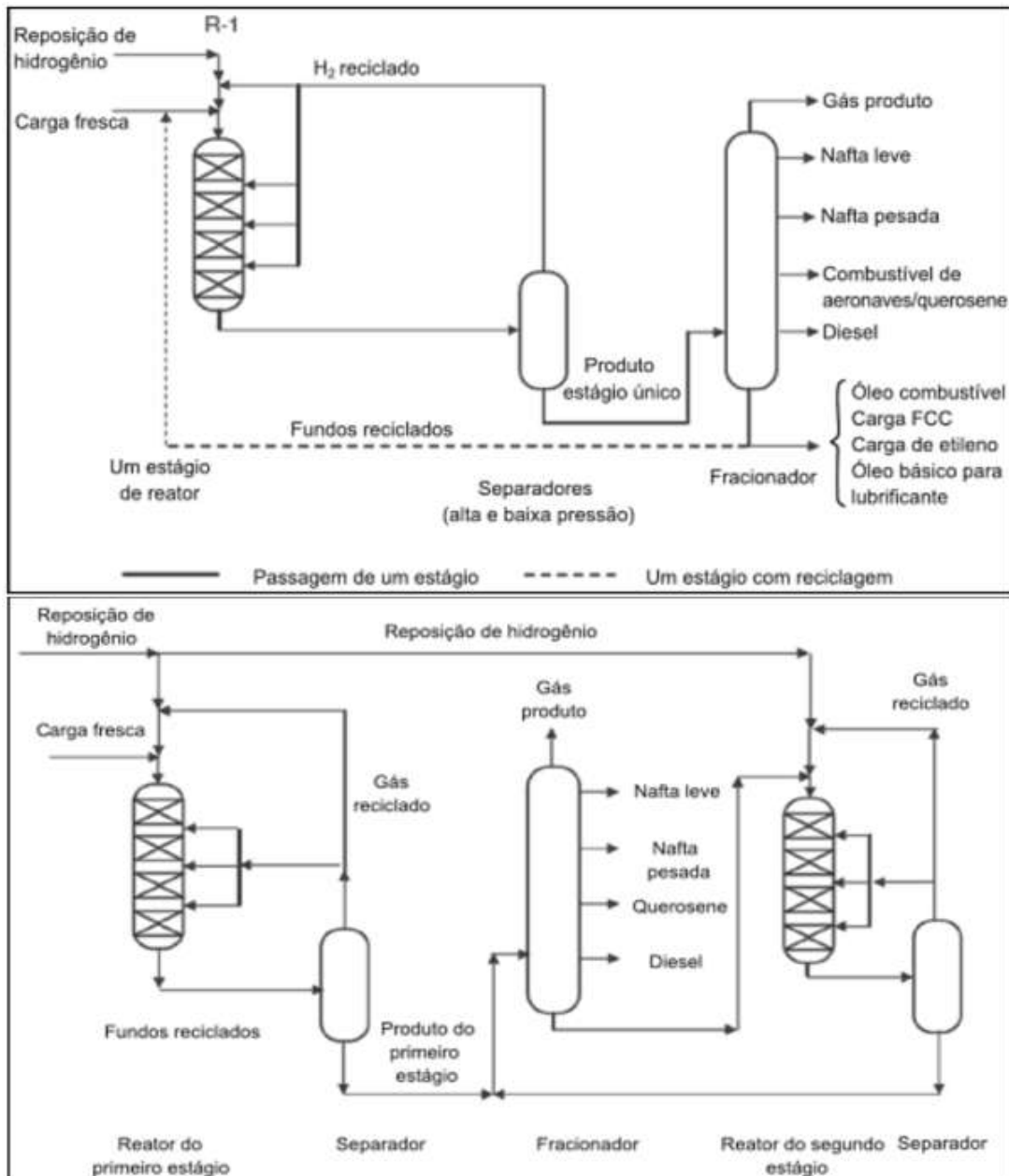


Figura 2.6: Duas Configurações de um HCC

Fonte: (FAHIM; ALSAHHAF; ELKILANI, 2010)

2.9 Desasfaltação

Com objetivo de purificar a parte do resíduo de vácuo que pode servir propósitos mais complexos do que a simples queima, na forma de produtos de maior valor agregado, as unidades de desasfaltação podem ser empregadas. Mais simples do que as unidades de tratamento anteriores, uma vez que não envolve reações químicas, separação ocorre pela

propriedade física de solubilidade, tem como produtos: óleo desasfaltado (que pode seguir para as fábricas de lubrificantes ou para a unidade de FCC ou HCC) e asfalto.

A desasfaltação, assim como alguns dos processos anteriores, tem como objetivo remover frações do Resíduo de Vácuo (QUIRINO, 2009). Assim, em vez de sua simples queima, é possível retirar dele produtos de maior valor agregado. Mais simples do que as unidades vistas anteriormente, uma vez que não envolve reações químicas, a separação ocorre pela propriedade física de solubilidade e tem como produtos: asfalto e óleo desasfaltado (que pode seguir para as fábricas de lubrificantes ou para as unidades de FCC ou HCC).

Para sua realização, o resíduo de vácuo segue para um extrator, no qual esse óleo é aplicado em contracorrente a um solvente. O solvente mais utilizado é o propano, por ser barato, de fácil disponibilidade, versátil e seguro, além de poder ser usado em qualquer passo da manufatura do óleo lubrificante (WILSON; KEITH; HAYLETT, 1936). Este solvente capturará as impurezas, como os asfaltenos, resinas e outros componentes pesados e sairá na corrente de extrato; o óleo desasfaltado, por sua vez, sairá na corrente de refinado. Ambas, por fim, passam por um trocador de calor, para melhorar a eficiência térmica do processo, e um tanque flash, para separar os produtos do solvente, ou resquícios dele no caso do refinado. O solvente é, então, reenviado ao extrator.

2.10 Hidrotratamento (HDT)

Com objetivo de aumentar a qualidade do produto final e/ou enquadrá-lo nas legislações ambientais, é realizada a etapa de hidrotratamento. Dado o constante avanço dos debates sobre as questões relacionadas ao meio ambiente, o HDT se fará cada vez mais relevante.

Seu método consiste na reação de H_2 com os heteroátomos e ligações duplas, na presença de um catalisador.

As principais reações e seus objetivos podem ser vistos abaixo:

- **Hidrogenação de Olefinas (HO) (Olefinas \rightarrow Parafinas):** remoção das ligações duplas. É necessária porque as olefinas são mais instáveis, podendo polimerizar

e gerar goma (TAVARES, 2006) ao serem armazenadas, além de reduzirem o número de cetano do diesel, uma de suas medidas de qualidade. O cuidado que se deve tomar com essa reação está no fato de ser bastante exotérmica e, sem um controle de temperatura, esta pode se elevar muito, gerando reações secundárias de formação de coque, que irá resultar em perda do produto e inativação do catalisador;

- **Hidrodesulfurização (HDS):** quebra dos compostos com enxofre em moléculas de hidrocarbonetos e H_2S . A necessidade de remoção de enxofre dos compostos orgânicos está na formação de SO_x no momento de sua queima (em motores, por exemplo). Isso porque, uma vez chegando à atmosfera, eles podem reagir com água, formando os componentes das chuvas ácidas (H_2SO_4 e H_2SO_3). Uma das outras consequências desses contaminantes é a inativação dos catalisadores de outros processos da refinaria, fortalecendo ainda mais a necessidade de suas retiradas;

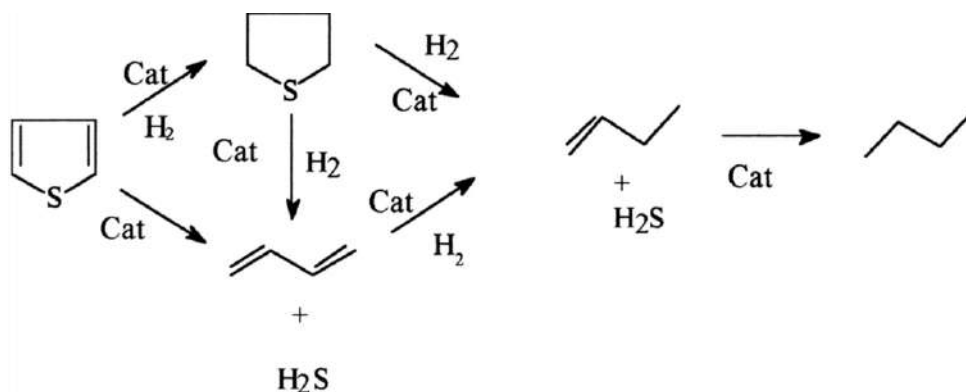


Figura 2.7: Hidrodesulfurização do Tiofeno (TÉTÉNYI; SZARVAS; OLLÁR, 2021)

- **Desnitrogenação (HDN):** o HDN remove o nitrogênio das moléculas orgânicas, de forma e condições similares ao HDS, porém gerando NH_3 e necessitando um tempo maior de residência no equipamento. A razão de sua remoção está, assim como o enxofre, associada às chuvas ácidas ($NO_x \longrightarrow H_2NO_{x+1}$) e forte desativação de catalisadores, inclusive do catalisador da HDS. Especula-se, também, que os compostos nitrogenados sejam os ativadores da reação de formação de goma pelas olefinas;
- **Desoxigenação (HDO):** Por ser menos relevante do que os processos anteriores, já que compostos oxigenados estão presentes em quantidades bastante reduzidas, esse processo não foi muito estudado até então. Por sua baixa concentração, estes

heteroátomos são removidos junto com o enxofre e nitrogênio sem gerar problemas. Com o aumento de pesquisas sobre bio-óleos, contudo, essa operação pode ganhar relevância, pois essas matérias-primas possuem alta concentração desses contaminantes oxigenados (SANTOS LIMA, 2017);

- **Hidrodesmetalização (HDM):** é, como o nome sugere, a retirada de heteroátomos de metais (como Fe, Zn, Cu, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, Va). A importância dessa retirada está no fato de que, ao não serem retirados, seus compostos seriam queimados e liberariam metais pesados, como o mercúrio (Hg) e chumbo (Pb), na atmosfera e corpos hídricos. Dessa forma, poderiam ser ingeridos por seres vivos e se acumularem em seus corpos, podendo gerar uma série de problemas de saúde;
- **Hidrodesaromatização (HDA):** remoção das ligações duplas dos aromáticos, transformando-os em naftenos (cicloalcanos). A preocupação em relação a estes compostos vem crescendo conforme estudos têm apontado seus malefícios à saúde, como a ligação de benzeno com tumores malignos.

Num primeiro momento, a carga é misturada com H_2 , aquecida em um forno a temperaturas entre $250^{\circ}C$ e $400^{\circ}C$ (e pressões de 15 a 100 atm) (BARQUETTE, 2008) e enviada a um reator de leito fixo, onde ocorrerão as reações descritas acima. A saída deste reator passa por separadores, que tem como objetivo retirar os compostos gerados a partir das impurezas, como os já mencionados H_2S e NH_3 . A corrente dos produtos, por fim, passará por uma fracionadora e, dela, retira-se, por uma saída, o produto hidrotratado e, por outra saída, após a passagem por um condensador, nafta e gás ácido.

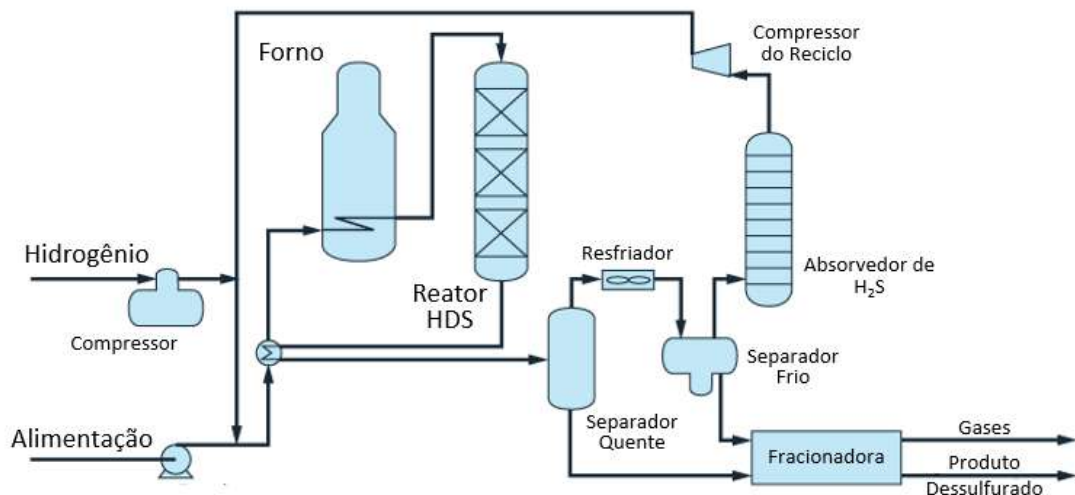


Figura 2.8: Exemplo de uma unidade de HDS (HydroTech)

Deve ser ressaltado que é ideal que exista uma estação de HDT por tipo de carga que se deseja tratar e, assim, as refinarias costumam possuir múltiplas delas.

2.11 Isomerização

Diferentemente dos processos anteriores, a isomerização busca, exclusivamente, aumentar a qualidade do produto final, ou seja, é uma operação de *upgrading*. É um processo aplicado sobre as naftas leves.

A nafta leve obtida na destilação é formada por uma mistura de C4, C5 e C6, de configurações majoritariamente lineares (sem ramificações). Para os combustíveis, contudo, essa não é a configuração ideal, já que as ramificações costumam aumentar a octanagem da gasolina (uma de suas medidas de qualidade). A isomerização, então, tem exatamente essa função: transformar as n-parafinas (parafinas lineares) em iso-parafinas (Ex: $n\text{-C}_5 \longleftrightarrow i\text{-C}_5$). É uma reação de equilíbrio, favorecida a temperaturas mais baixas (DUARTE, 2016).

A nafta isomerizada não possui aromáticos ou olefinas (pela presença de H_2 no reator), além de uma alta concentração das iso-parafinas, sendo, assim, um ótimo componente para ser adicionado à gasolina. No Brasil, contudo, há uma falta de nafta para a petroquímica, sendo necessário importar a maior parte desta matéria-prima e, por isso, as refinarias preferem a venda direta da nafta da destilação para os polos petroquímicos em detrimento de sua isomerização e incorporação à gasolina.

2.12 Reforma Catalítica

A Reforma Catalítica é, também, uma operação de *upgrading*. Recebe, como principal alimentação, as correntes de nafta pesada hidrotratadas (o hidrotratamento prévio é necessário, pois compostos de enxofre e nitrogênio podem desativar os catalisadores de platina da Reforma Catalítica). Sua principal função é converter as n-parafinas em iso-parafinas e aromáticos, além de obter H_2 de alta pureza como subproduto (que pode ser usado nas outras unidades da refinaria, como o hidrotratamento, ou vendido) (RODRIGUES, 2014).

Esse processo é uma das principais formas de obtenção dos compostos aromáticos

(principalmente: benzeno, tolueno e xileno) para a indústria petroquímica, além de uma nafta de altíssima qualidade/octanagem, já que compostos aromáticos possuem essa propriedade. Algumas dessas substâncias, contudo, são proibidas em combustíveis, como o benzeno, por oferecerem riscos à saúde.

Nela, estão englobados uma série de reações, como:

- **Desidrociclicização de parafinas:** alcanos não-cíclicos perdem H_2 e viram cicloalcanos;
- **Desidrogenação de naftênicos:** ciclo-alcanos perdem H_2 e formam aromáticos;
- **Isomerização de parafinas:** conversão de n-parafinas em iso-parafinas;
- **Craqueamento de parafinas:** quebra de parafinas longas em parafinas mais curtas;
- **Desalquilação de aromáticos:** retirada das ramificações dos aromáticos após reação com H_2 .

A principal reação que ocorre é a Desidrogenação e, por isso, a Reforma Catalítica gera uma alta produção de H_2 , como mencionado acima. (SPEIGHT, 2020)

O processo é feito em várias etapas, para garantir uma boa conversão. Pode ser feito de forma semi-regenerativa ou contínua:

Na primeira, a carga é misturada à corrente de reciclo de H_2 , aquecida ($450^{\circ}C - 520^{\circ}C$) (SPEIGHT, 2020) e enviada ao primeiro reator de leito fixo, onde as reações, catalisadas, começam a ocorrer. Sua saída é reaquecida em um outro forno e enviada a mais um reator de leito fixo. Tal processo se repete pelo menos mais duas vezes (num total de 4 reatores) e os produtos são, então, enviados a um separador gás-líquido, no qual o H_2 formado é removido e parte será direcionado como reciclo (para ser misturado à carga) e o restante segue para outras aplicações. A fase líquida, por sua vez, segue para uma coluna de stripper, onde o reformado (produto final) é separado de outros gases leves (metano e etano) e GLP, também formados pelas reações.

2.13 Qualidade e Especificações dos Produtos como Diferencial

Derivados são *commodities* e, portanto, a escala de produção é uma das métricas mais importantes do setor. É possível, contudo, a existência de refinarias de pequeno porte com foco de seus negócios em *commodities* de qualidade mais alta, como é o caso da Refinaria Riograndense.

Com uma capacidade autorizada de apenas 17.000 bpd, esta refinaria tem sua produção baseada em produtos de qualidade bem acima da média do mercado e que, por isso, por mais que tenham seus preços afetados pelo preço internacional, conseguem manter-se um patamar acima das suas contrapartes mais simples. É o caso, por exemplo, das gasolinas *podium* e *premium* (gasolinas de maior octanagem – que passam por processos como o de Reforma Catalítica e alquilação – e que podem receber aditivos especiais), solventes e combustíveis marítimos de baixíssimo teor de enxofre. Essa menor escala também possibilita uma maior flexibilização da sua produção, fazendo com que seja viável a assinatura de contratos para a fabricação de derivados de condições específicas para clientes específicos, como solventes especiais para indústrias químicas ou gasolinas de alto padrão, com formulações customizadas, para montadoras.

Assim, caso refinarias de pequeno porte sejam, realmente, implantadas de forma consistente no Brasil, espera-se que boa parte delas siga este modelo de alto padrão e/ou flexibilização. Esses tipos de produtos são mais difíceis de serem vendidos, dado seu maior valor, mas, pelo volume de produção não ser tão alto, a venda se torna mais fácil.

Ressalta-se que, ao longo dos próximos anos, a capacidade de melhora da qualidade dos combustíveis será cada vez mais relevante, dadas as maiores exigências das legislações ambientais e desenvolvimento de motores mais modernos e sofisticados. Tal fato ocorreu com os caminhões: em 2012, novas tecnologias passaram a ser obrigatórias nos motores desses veículos no Brasil; esses novos mecanismos, contudo, são mais sensíveis ao enxofre e, por isso, caminhões fabricados após o ano citado devem ser abastecidos do diesel S10 (10 partes de enxofre por milhão do derivado) e não mais o diesel S500 (que contém 500 partes por milhão - 50 vezes mais).

Além disso, deve-se notar que, com o amadurecimento dos campos existentes, a ten-

dência é uma piora na qualidade dos óleos extraídos dos mesmos. Óleos de menor qualidade apresentam maior concentração de impurezas e frações mais pesadas, realçando, ainda mais, a necessidade dos processos de hidrotreatamento e craqueamento vistos neste capítulo.

Capítulo 3

Refinarias de Pequeno Porte e a Experiência do Setor no Brasil

3.1 Definição

Uma Refinaria de Pequeno Porte, como Mini Refinarias ou Refinarias Modulares, é uma planta de refino de petróleo com capacidades de processamento que podem variar bastante. Não existe uma definição formal de sua nomenclatura em relação à sua capacidade de refino, mas costuma-se considerar um processamento de 30.000 a 50.000 bpd para estas e até 5.000 bpd para aquelas. Na ANP não existe diferenciação regulatória para os diferentes tamanhos de refinarias, então a legislação aplicada é a mesma para todas, de pequeno, médio ou grande porte.

As refinarias de pequeno porte não são apenas formuladoras de combustíveis, uma vez que apresentam, de fato, o processo de refino, enquanto as formuladoras realizam somente a mistura mecânica de hidrocarbonetos líquidos (ANP, 2021). Ou seja, misturam outros hidrocarbonetos de forma a criar um produto enquadrado nas legislações dos combustíveis.

Não existe, de forma normativa, uma regra que correlacione o porte da refinaria e sua complexidade ¹. Tal diferenciação está relacionada aos equipamentos e processos presentes na planta, não necessariamente à sua capacidade de processamento. Como

¹Uma das mais importantes métricas para averiguação do nível de complexidade de uma refinaria é o **Índice de Complexidade de Nelson** (introduzido por Wilbur L. Nelson, nas décadas de 1960 e 1970): uma fórmula cujo maior resultado denota uma maior complexidade dos processos da planta.

exemplo, pode-se observar a Refinaria Riograndense, que consegue processar até 17.000 bpd e vende produtos de alta complexidade, como gasolinas de alto padrão e características personalizadas para montadoras de veículos.

Apesar de não existir tal obrigação, existe, sim, uma tendência das refinarias de pequeno porte serem menos complexas (por fatores que serão explicados neste capítulo), como pode ser visto na tabela abaixo:

Processo	Pequeno Porte	Demais Portes
Destilação a Vacuo	28%	49%
Coqueamento	5%	17%
Desasfaltação	1%	2%
FCC	11%	32%
HCC	14%	13%
HDT	51%	97%
Reforma Catalítica	14%	20%

Tabela 3.1: Capacidade de processos, em percentual de capacidade de destilação atmosférica, das refinarias americanas

Fonte: EIA, 2022 - elaboração própria

A inclusão de processos, como destilação a vácuo e FCC, aumentam as despesas de capital inicial, o que faz a adição dessas tecnologias algo mais raro nas unidades de pequeno porte, ou uma opção posterior à confirmação da bem sucedida entrada no mercado local.

3.2 Histórico do Refino no Brasil

Muito antes da história do refino brasileiro começar de fato, foi assinado, em 1858, um decreto pelo Marquês de Olinda que concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair um mineral betuminoso, nas margens do rio Maraú (província da Bahia), para a fabricação de querosene de iluminação (derivado mais importante à época) (FIESC, 2011).

A falta de ocorrências de exsudações em outras regiões do país, contudo, não criou oportunidade para a atividade vingar, como ocorreu no Nordeste dos Estados Unidos, no

Leste europeu e, mais tarde, na antiga região da Pérsia.

3.2.1 Década de 1930

Anos depois, em 1939, após o esforço do Engenheiro Agrônomo Manoel Inácio Bastos e do Presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, Sr. Oscar Cordeiro, o terceiro poço perfurado pelo recém criado Conselho Nacional de Petróleo - CNP, em Lobato (nos arredores de Salvador - BA), encontrou petróleo em território brasileiro pela primeira vez. Assim, deu-se início ao desenvolvimento da atividade petrolífera no Recôncavo Bahiano, resultando na descoberta da primeira acumulação comercial de petróleo do país: o Campo de Candeias, em 1941 ([FIESC, 2011](#)).

Paralelamente à descoberta do petróleo nacional, já estavam sendo implantadas no Brasil, pelo capital privado, micro-refinarias (chamadas na época de Destilarias, por seu porte e sistema de destilação em bateladas). A primeira delas, inaugurada em 1933, foi a Destilaria Sul-Riograndense, com capacidade de 150 bpd em Uruguaiana (RS).

A segunda, inaugurada em 1936, foi a Destilaria Matarazzo, com capacidade de 500 bpd em São Caetano do Sul (SP), que tinha o objetivo de atender as necessidades de derivados do grupo Matarazzo (maior grupo empresarial da América Latina do período). A terceira, inaugurada em 1937, foi a Refinaria Riograndense, com capacidade de 1.000 bpd em Rio Grande (RS) ([PERISSÉ, 2007](#)). Há, também, relatos de duas pequenas destilarias na Bahia, mas com produções extremamente reduzidas de derivados, apenas para o uso local ([MATTOS, 2000](#)).

Dessas, as duas primeiras foram, mais tarde, adquiridas pela Petrobras e desativadas pela obsolescência de seus processos. A Refinaria Riograndense, por outro lado, modernizou-se adotando o sistema de destilação contínua, em 1948, expandindo sua capacidade de processamento para 9.000 bpd ([PERISSÉ, 2007](#)) e se tornando a primeira Refinaria (de processo contínuo) do Brasil.

3.2.2 Década de 1940

Após a 2ª Guerra Mundial (1939 - 1945), começaram amplos debates no Brasil sobre como deveria ser feita a exploração do petróleo nacional. O primeiro grupo defendia que o

direito da exploração e refino fossem abertos ao capital privado (nacional ou estrangeiro), alegando que a falta de competição poderia gerar ineficiência. O segundo grupo, entretanto, defendia o monopólio estatal sobre essas atividades, alegando que o capital privado nacional não teria tecnologia ou recursos suficientes para investimentos maciços no setor e que as condições recebidas pelo grande capital estrangeiro, dominado pelas "Sete Irmãs", eram privilegiadas: com baixos pagamentos de *royalties* e transporte do petróleo extraído para refino em seus países-sede; ou seja, pagavam barato pelo petróleo nacional e vendiam os derivados a altos preços, mantendo, assim, a maior parte do lucro nos países de origem das empresas.

No meio deste debate, houve a construção da primeira refinaria estatal do Brasil: a Refinaria Nacional (atual Refinaria de Mataripe), na Bahia, próxima aos campos do Recôncavo Bahiano. O responsável por sua construção foi o CNP.

3.2.3 Década de 1950

Em 1953, finalmente, houve a resolução do embate: aprovada pelo Congresso e sancionada por Getúlio Vargas, a Lei 2004/53 estabeleceu a criação da estatal brasileira de petróleo, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), concedeu à União o monopólio sobre a exploração, extração, refino e transporte de petróleo (que seria exercido pela própria Petrobras) e definiu as atribuições do, já mencionado, CNP como órgão orientador e fiscalizador.

Através dos Artigos 43 e 44 dessa lei, foram mantidas as permissões de operação das Refinarias privadas já existentes (ou em construção): a Refinaria Riograndense (RS), a Refinaria de Manguinhos (RJ), a Companhia de Petróleo da Amazônia (AM) - atual REMAN (AM) -, a Refinaria União (SP) - atual RECAP - e as duas pequenas destilarias mencionadas anteriormente (RS e SP). No artigo 45, contudo, foi estabelecido que estas não poderiam ampliar suas capacidades ou adotar novos processos.

Em contrapartida, o Governo buscou "garantir a rentabilidade do parque refinador do país" através da política de preços: para cada refinaria, tanto o preço de compra de petróleo, agora fornecido exclusivamente pela Petrobras, quanto o preço de venda de seus derivados eram definidos pelo Estado que, assim, definia a margem de refino. O Estado buscava fazê-lo de forma a permitir uma "convivência economicamente saudável entre as

empresas de refino"de diferentes escalas de produção (BRASIL, 2001).

Logo após a sua criação, a Petrobras construiu sua segunda refinaria: a Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP), no ano de 1955. Foi um marco na industrialização e na busca da autossuficiência em derivados. Esta se tornou a maior refinaria do país na época, com uma capacidade original de 45.000 bpd, cerca de 50% da demanda nacional, segundo a Petrobras.

3.2.4 Décadas de 1960 e 1970

Uma vez definido o caminho que o Brasil seguiria, agravado pelos "choques do petróleo"(1973 e 1979) e pelo nacionalismo do Regime Militar, as décadas de 60 e 70 foram marcadas pela construção de sete refinarias, das quais seis eram de grande porte, multiplicando em muitas vezes a capacidade de refino nacional. A REDUC (RJ), a Lubnor (CE), a REFAP (RS), a REGAP (MG), a REPLAN (SP), a REPAR (PR) e a REVAP (SP) são frutos desse período e, hoje, representam 64% do volume de processamento brasileiro.

No ano de 1974, a REMAN, a RECAP e as duas pequenas destilarias (SP e RS) foram adquiridas Petrobras, que passou a deter quase que completamente o parque de refino brasileiro: todas as refinarias, com exceção de Manguinhos e da Riograndense.

Também como consequência dos "choques do petróleo", o Governo criou o Pro-álcool em 1975. A medida visava a substituição da gasolina por etanol de cana-de-açúcar, aproveitando-se das amplas terras cultiváveis no país e da baixa de preço internacional do açúcar. Essa medida, por mais que não tenha sido criada com tal objetivo, é de extrema importância, pois lançou as bases para a criação e forte adoção dos carros *flex* no início do século XXI.

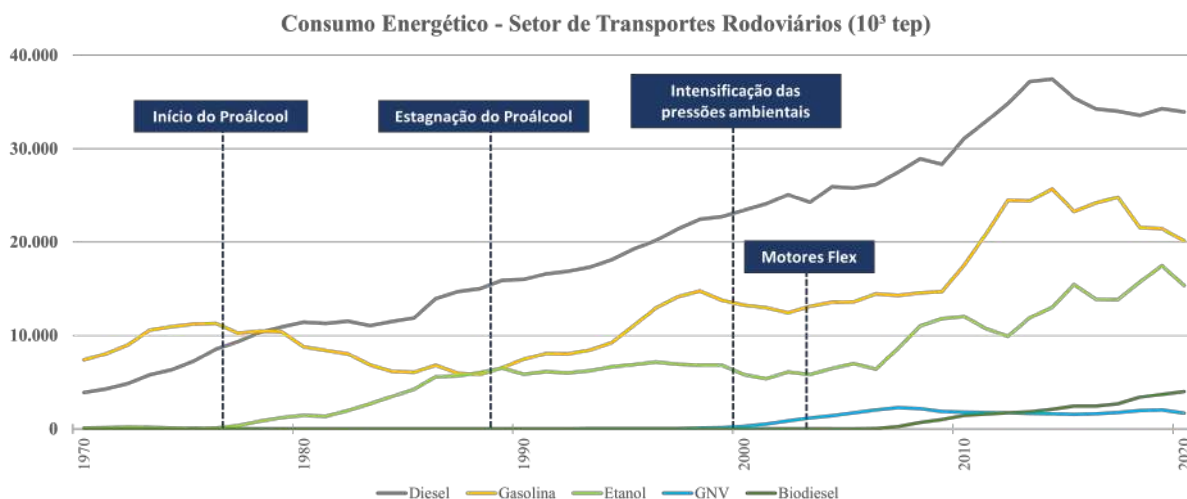


Figura 3.1: Consumo Energético (em 10³ tep) do setor de Transportes - EPE, 2021

As expansões do refino, da indústria automobilística, das estradas em direção ao Oeste do país ocorreram simultaneamente de forma a caracterizar de vez a matriz do transporte do país como rodoviária. Sem dúvida, a introdução dos biocombustíveis foi pioneira e pretendeu, primeiro, reduzir a dependência em relação ao petróleo importado e, em seguida, a redução dos gases de efeito estufa e particulados.

3.2.5 Década de 1990

Ao longo dos anos pós-redemocratização aumentaram as pressões para extinção do monopólio da Petrobrás e abertura do mercado. Em 1997, então, o presidente Fernando Henrique Cardoso aprovou a lei 9478/97 que extinguiu a exclusividade da estatal sobre os elos da cadeia de petróleo, permitindo que outras empresas pudessem atuar na área, desde que houvesse uma concessão ou autorização do Governo.

Para regular o setor, surgiu a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão associado ao Ministério de Minas e Energia, que supervisiona e fiscaliza toda a cadeia de produção. Oferece blocos de exploração, fiscaliza a produção nos campos de petróleo, autoriza a construção de dutos, refinarias e bases de abastecimento. A partir deste momento, não só a produção, mas também o refino deixaram de ser exclusividade da Petrobras.

3.2.6 Século XXI

Apesar da abertura do mercado, não houve o aumento esperado da capacidade do parque nacional de refino. Desde 1997, apenas quatro novas refinarias foram instaladas, das quais apenas duas foram fruto do setor privado (Univen, em SP, e Dax Oil, na BA). Por parte da Petrobras, foram construídas a RPCC (RN) e a RNEST (PE).

O período entre 2000 e 2014 foi marcado por altas utilizações das refinarias (MENDES *et al.*, 2018), chegando a 93% em 2013, e por modernizações, principalmente em equipamentos voltados a reduzir os impactos ambientais dos combustíveis (como o HDT, visto no capítulo anterior).

Durante esse mesmo período, por outro lado, a política de preços adotada pela Petrobras causou grandes prejuízos às refinarias privadas. Isso ocorreu porque o preço de aquisição do barril de petróleo flutuava bastante, mas os de vendas dos derivados mantinham-se bastante estáveis, de forma artificial. Assim, em períodos de forte alta internacional do barril de petróleo, a atividade de refino podia se tornar anti econômica, gerando prejuízo, algo que não ocorria com a política de preços adotada durante o período de monopólio da Petrobras, como visto anteriormente.

Em 2016, a política de preços muda mais uma vez e é adotada uma nova metodologia de precificação dos derivados pela estatal brasileira: os preços passariam a ser indexados ao mercado internacional, como geralmente é feito com as *commodities* que são. Por isso, pelo aumento de demanda de derivados e pela queda nas utilizações das refinarias (que voltaram a patamares de 75%), começaram a surgir novos projetos de plantas de refino: a refinaria da SSOil (em Coroados, SP), a refinaria da Brasil Refinarias (em Simões Filho, BA) e os estudos do Espírito Santo e Porto do Açú.

Finalmente, no ano de 2018, a Petrobras anunciou que no seu Plano de Desinvestimento estariam incluídas as vendas de todas as refinarias fora do eixo RJ-SP. Desde então, de concreto, já foram acordadas as vendas da RLAM (para o Grupo Mubadala), REMAN (para o Grupo Atem's) e está sendo negociada a venda da RPCC juntamente aos campos da Bacia Potiguar (para o Grupo 3R Petroleum). Ainda estão sem compradores: Lubnor, RNEST, REGAP, REPAR e REFAP.

3.3 Cenário Brasileiro de Refinarias de Pequeno Porte

Para entender as oportunidades em âmbito nacional, é necessário entender o panorama atual, que é composto pelos ativos listados a seguir. Na tabela abaixo estão incluídas as sete menores plantas de refino, sendo que a menor tem capacidade de processar apenas dois mil barris por dia:

Refinaria	Capacidade (kbpd)	Início de Operação	Estado Atual
Dax Oil (BA)	2.095	2005	Operando
Univen (SP)	5.158	1992	Inoperante
Manguinhos (RJ)	10.001	1954	Operando
Lubnor (CE)	10.378	1966	Operando
Riograndense (RS)	17.014	1937	Operando
RPCC (RN)	44.658	2009	Operando
Reman (AM)	45.916	1957	Operando

Tabela 3.2: Refinarias de Pequeno Porte no Brasil, ANP - 2021

3.3.1 Dax Oil

A Dax Oil, inaugurada em 2005 próxima ao Polo de Camaçari (BA), foi idealizada pela iniciativa privada em parceria com a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e tinha como objetivo processar o petróleo extraído por pequenos produtores independentes da região. Inicialmente com forte foco em solventes, hoje a maior parte de sua produção está destinada a óleo combustível, diesel e solventes, nessa ordem. ([GAUTO, 2018](#); [ANP, 2022](#))

3.3.2 Univen

Inaugurada em 1992, em Itupeva (SP), a Univen começou a operar como uma planta de produção exclusivamente de solventes, como o hexano. Em 2003, entretanto, obteve a autorização de refino da ANP e começou a exercer tal função, mudando seu foco para solventes e gasolina. Em 2010, a refinaria chegou a produzir cerca de 9.000 barris equivalentes de petróleo por dia (bep/dia) de gasolina e vendia seu produto a preços levemente

mais baixos do que a Petrobras (GAUTO, 2018). Observa-se que a produção, em barris equivalentes de petróleo por dia, foi bem superior à sua capacidade na época (cerca de 7.000 bdp), indicando uma possível formulação de gasolina.

Contudo, devido a uma estratégia equivocada da empresa em termos tributários, com a tentativa de abatimento do valor das suas dívidas de ICMS através da aquisição de precatórios do estado de São Paulo, e uma alta de preços do Petróleo (que não veio acompanhada de uma alta de preços de derivados em território nacional pela política de preços da Petrobras na época, gerando uma margem negativa para o refino da Univen), a refinaria decretou falência em 2012. (ROLLI, 2009)

3.3.3 Manguinhos

A Refinaria de Manguinhos foi inaugurada em 1954, no Rio de Janeiro (RJ), com 100% do seu capital privado e nacional, controlado pelo Grupo Peixoto de Castro. Durante sua construção, em 1953, contudo, houve a criação da Petrobras e da Lei do Monopólio. Em 1963 chegou a ser estatizada por João Goulart, mas, com o início do Regime Militar, foi devolvida aos donos.

A refinaria foi bastante afetada pela Lei do Monopólio, pois esta proibia a expansão sua capacidade de refino e adoção de novos processos, forçando-a a manter um refino de baixa complexidade. Em contrapartida, durante o vigor dessa lei - até 1997 - o Governo estabeleceu uma regulamentação de seus preços, de forma a "garantir a rentabilidade do parque refinador do país", permitindo sua existência saudável, em termos econômicos. (BRASIL, 2001)

Nos anos 2000, contudo, a Refinaria sofreu com uma série de escândalos tributários, que vão desde ser usada como uma base de sonegação fiscal por empresários e políticos a manobras de sonegação de ICMS. Por isso, passou por uma série de aquisições e vendas e encontra-se, hoje, com altas dívidas e em regime de recuperação judicial. O atual controlador é o grupo Andrade Magro, que tem retomado os investimentos e busca limpar o passado recente do ativo, tendo, inclusive, alterado o nome da refinaria para REFIT.

3.3.4 Lubnor

A Lubnor (Refinaria de Lubrificantes e Derivados do Nordeste) é uma refinaria da Petrobras, inaugurada em 1966, próxima ao porto de Fortaleza (CE). Diferentemente de todas as outras plantas do país, seu abastecimento é de petróleo ultra pesado, proveniente do ES e CE, e seu foco está na produção de asfaltos, óleo combustível e lubrificante, segundo a Petrobras. Esse foco está diretamente ligado ao período de sua construção: durante a construção de grandes obras públicas no Governo Militar (como a rodovia Transamazônica), foi gerada uma alta demanda de asfaltos nas Regiões Norte e Nordeste, as quais eram de difícil acesso.

No último ano, contudo, a Lubnor aumentou consideravelmente sua produção de diesel, que passou de uma média de 9% (2015 - 2020) para 21% em 2021 ([ANP, 2022](#)).

3.3.5 Riograndense

A Refinaria Riograndense, inaugurada em 1937, foi a primeira refinaria do Brasil a adotar um sistema de refino contínuo (não mais de batelada) e é fruto da iniciativa privada, de empresários brasileiros, argentinos e uruguaios. O local escolhido, em Rio Grande (RS), era visto como ideal para uma planta de refino por ter: fácil ligação a um porto (Porto de Rio Grande), ligações ferroviárias e rodoviárias, eletricidade e água ([RIOGRANDENSE, s.d.](#)).

Durante a 2ª Guerra Mundial, a empresa sofreu com falta de abastecimento, mas, como oportunidade por conta do conflito, começou sua participação no segmento químico, com o desenvolvimento de tecnologias para produção de solventes especiais ([RIOGRANDENSE, s.d.](#)).

Com a Lei do Monopólio, em 1953, assim como a Refinaria de Manguinhos, a Riograndense também foi proibida de expandir sua capacidade de refino. A nova legislação do petróleo, em 1997, permitiu a refinaria voltar a investir no aumento de sua produção. Em 1999, dois anos após a mudança, ela já havia expandido sua capacidade em 30% (de 9 mil bpd para 12 mil bpd). Foi também permitido que o refinador importasse o petróleo diretamente, sem passar pela Petrobras, possibilitando, assim, a escolha do óleo de características ideais para as estratégias da empresa. Após tudo isso, a refinaria passou

a ter um perfil de produção mais adequado ao seu mercado local. Finalmente, em 2001, sua capacidade de refino foi ampliada pela última vez: para os atuais 17 mil bpd ([RIO-GRANDENSE, s.d.](#)). A partir do ano de 2007, vale lembrar que o controle acionário da refinaria passou a ser repartido entre a Petrobras, Ultrapar e Braskem.

3.3.6 Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)

Inaugurada em 2009 pela Petrobras, a partir da adequação de instalações existentes no Polo Industrial de Guamaré (RN), a RPCC tem seu foco em QAV e Óleo Combustível. Na refinaria existem unidades para produção de Gasolina e Diesel, mas estas não têm operado desde o início de 2021 ([ANP, 2022](#)). Também faz parte de seu complexo uma UPGN que tem capacidade instalada para abastecer todo o estado potiguar, mas vem operando com utilização bastante reduzida (26% de utilização, em média, entre Jan/2020 e Mai/2021).

Em 2014, a refinaria chegou a operar à 100% de sua capacidade, mas, desde então, assim como a UPGN, sua utilização tem caído em um ritmo acelerado, chegando a cerca de 75% da capacidade nos últimos 2 anos.

Em janeiro de 2022, a Petrobras assinou a venda da refinaria (juntamente aos Campos de Petróleo e Gás Natural da Bacia Potiguar, toda a infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento) para a 3R Petroleum. A nova operadora é uma empresa especializada na exploração de campos maduros; assim, espera-se que exista um reaquecimento da produção, e conseqüente refino, de petróleo na região.

3.3.7 Refinaria Isaac Sabbá (REMAN)

Construída pelo empresário Isaac Sabbá, em 1957 na cidade de Manaus (AM), a então Companhia de Petróleo da Amazônia é, até hoje, a única refinaria da região Norte. Foi a primeira planta da América Latina a possuir uma Unidade de Craqueamento Catalítica, apesar de já existirem refinarias maiores em território nacional, como a RLAM, na Bahia, e a RPBC, em SP.

De 1957 a 1973, a refinaria operou de forma privada, o que mudou em 1974, quando foi incorporada à Petrobras. Com o início do Plano de Desinvestimento, todavia, a REMAN

foi um dos ativos colocados à venda, sendo adquirida pelo grupo Atem's em 2021.

O foco de sua produção está em gasolina, óleo diesel e óleo combustível, mas também produz asfalto, GLP, nafta e QAV. O seu mercado de interesse é composto por: Amazonas e demais estados da região Norte de fácil acesso por vias fluviais: Pará, Acre, Roraima, Rondônia e Amapá.

3.3.8 Refinarias em construção

Em construção, existem, atualmente, 2 refinarias autorizadas pela ANP. Elas têm tamanho reduzido e propósitos bastante específicos:



Figura 3.2: Refinarias em Construção, 2022

- **SSOil (Coroados - SP):** a refinaria SSOil, que se situará no interior paulista, possuirá uma capacidade de processamento de 12.500 bpd. Seu foco será na produção de gasolina, diesel, óleo combustível, naftas e solventes para o mercado local e visando uma possível captura de clientes no Centro-Oeste, visto que é a produtora mais a oeste do país. (SSOIL, s.d.; GAUTO, 2018).

Essa planta está sendo construída a partir de modificações de uma instalação já existente, da Bioquímica Indústria e Comércio, que refinava, até 2018, ácidos graxos, óleos diversos e glicerina (GAUTO, 2018).

- **Brasil Refinarias (Simões Filho - BA):** essa mini-refinaria, localizada nas proximidades da cidade de Salvador (BA), será a menor do Brasil, com uma capacidade de 786 bpd. Seu foco será na produção de óleo combustível, diesel, QAV, nafta e parafinas. (GAUTO, 2018)

Toda a sua reduzida produção deverá ser escoada para metrópole de Salvador e para o Polo Industrial de Camaçari, dada a alta demanda desses produtos na região (óleo combustível para as térmicas, nafta e parafina para as petroquímicas e óleo diesel para a grande quantidade de caminhões circulantes), gerando um baixíssimo custo logístico para a planta.

3.3.9 Refinarias em Projeto

Em fase de estudo, existem, atualmente, 3 refinarias: uma no Porto do Açú (RJ – 20.000 bpd) e duas no Espírito Santo (Aracruz – 50.000 bpd – e Presidente Kennedy – 30.000 bpd). Essas três refinarias terão como foco a produção de derivados claros (gasolina, diesel, GLP, etc) e combustíveis marítimos, serão instaladas, caso se concretizem, próximas a portos e ferrovias já existentes, facilitando suas operações logísticas, barateando o recebimento de matéria-prima e o escoamento de sua produção. Tal vantagem competitiva pode ser especialmente útil no caso de uma queda da demanda local ou surgimento de uma forte competição por este mercado.

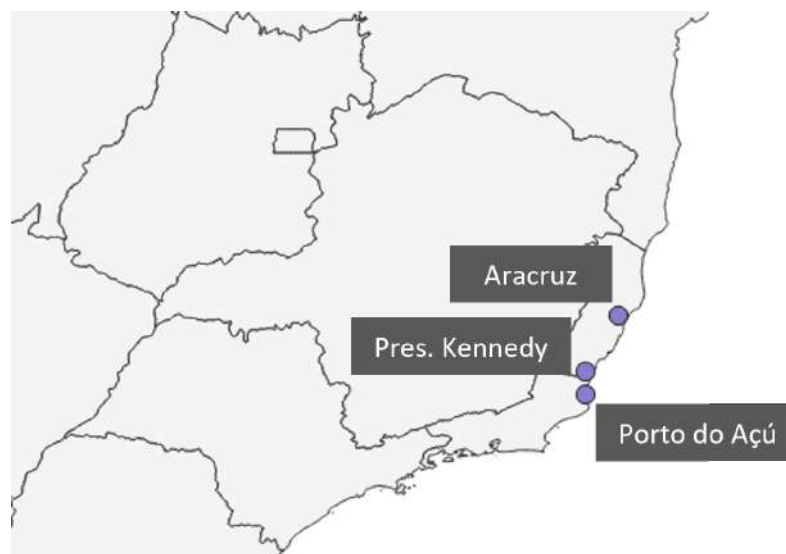


Figura 3.3: Refinarias em fase de Projeto, 2022

Já se pode concluir que, até aqui, não houve grande esforço para construção de pequenas refinarias e que, entre aquelas menores e mais antigas, a especialização parece ter sido a única solução para continuar operando. Os projetos que não se realizam, mesmo enquanto o país importa altos volumes de derivados, indicam que existem enormes obstáculos para unidades como essas até hoje.

3.4 Cenário Internacional de Refinarias de Pequeno Porte

Ao redor do mundo, as refinarias de pequeno porte já são bastante difundidas. Nos Estados Unidos, país de tradição no setor petrolífero, por exemplo, aproximadamente 27% das instalações de refino são privadas e com capacidades abaixo de 50.000 bpd; elas totalizam cerca de 710.000 bpd, ou 5% da capacidade total de processamento norte-americano, segundo dados da *Energy Information Administration* (EIA).

O fato de ser o maior mercado do mundo (cerca de 20% do consumo mundial, segundo a BP Statistical Review) e de possuir uma extensão geográfica continental, além da existência de diversas bacias sedimentares produtoras e da tradição na atividade de refino, abrem espaço para projetos de ativos de menor tamanho.

Sendo o refino convencional de petróleo uma tecnologia plenamente dominada e exportada depois de décadas e como de pleno conhecimento das empresas que vendem projetos de refinarias (que serão melhor detalhados a frente), os principais mercados, hoje, estão localizados em países na África, Oriente Médio e Sudeste Asiático, ou seja, economias em crescimento e com farta disponibilidade de matéria-prima.

No continente africano, a Nigéria (maior produtor subsaariano) é o país que tem se mostrado mais ativo na construção de refinarias de pequeno porte, como é possível ver na tabela abaixo:

Refinaria	Cap. Atual	Cap. Planejada	Índice de Operação
Ogbele	11.000 bpd	-	2010
Waltersmith	5.000 bpd	45.000 bpd	2020
OPAC	10.000 bpd	60.000 bpd	2021
EDO	6.000 bpd	36.000 bpd	2021

Tabela 3.3: Refinarias de Pequeno Porte da Nigéria

Fonte: Department of Petroleum Resources (DPR), 2021

Nota-se que entre as quatro refinarias citadas, três iniciaram operação nos últimos anos, o que mostra ser o interesse no negócio algo recente. Observe, também, que todas essas planejam aumentos de capacidade.

Na Indonésia, outro país tradicional produtor de petróleo, também existe disposição para investir nesse tipo de refinaria. No país asiático, existem duas unidades operadas pela empresa Tri Wahana Universal (TWU), a primeira com 6.000 bpd e a segunda com 12.000 bpd de capacidade. Em fase de estudo, existem outros dez projetos da TWU (sobre os quais não se tem atualizações desde 2015) e mais doze projetos de outros *players* (SINGH, 2021).

No Oriente Médio, maior região produtora e exportadora de petróleo, o Iraque já possui dez refinarias de pequeno porte (cerca de 28% da capacidade de refino do país), como registrado na tabela abaixo:

Refinaria	Capacidade (bpd)
Haditha	16.000
Qayarah	20.000
Siniya	20.000
Samawa	30.000
Najaf	30.000
Diwaniya	10.000
Nassiriya	30.000
Amara	30.000
Bazian	40.000
Dukan	20.000

Tabela 3.4: Refinarias de Pequeno Porte do Iraque

Fonte: Iraq Oil Report, 2018

Ainda sobre o Iraque, foi anunciado em janeiro de 2022 que uma de suas refinarias de grande porte iria modernizar parte de seu maquinário através da troca por novos equipamentos modulares. Considerando o histórico do país, não surpreende que suas unidades sejam antiquadas e necessitem de atualização tecnológica. Tal ampliação da capacidade de forma modular pode ser uma solução interessante, no futuro, para as plantas brasileiras.

Como se observa, nestes países com tradição petrolífera, distantes dos grandes centros industriais e onde a procura local de combustíveis deve permanecer elevada nas próximas duas décadas, a construção de refinarias de menor porte surge como alternativa para investidores interessados em retorno rápido em ambientes, algumas vezes, até mesmo, instáveis politicamente.

3.5 Vantagens e Desvantagens das Refinarias de Pequeno Porte

3.5.1 Desvantagens

O ganho de escala é o fator determinante na redução dos custos de produção, como ensinou Adam Smith no segundo capítulo de "A Riqueza das Nações". Para melhor explorar as vantagens de uma refinaria de grande porte, é necessário, antes, entender a economia de escala. Justamente foi na operação de refinarias que se verificou a sua dimensão na avaliação de projetos, com a definição do fator de escala a ser aplicado na ampliação da capacidade de produção do ativo.

As economias de escala são as vantagens obtidas ao se aumentar o tamanho de sua produção. Estas acontecem de duas formas principais: a distribuição dos custos fixos entre um maior volume de produção e a maior possibilidade de negociação de preços. Na primeira, acontecendo em patamares, é possível diluir custos fixos entre o volume de produção e, dessa forma, produzir mais gera menores custos unitários. Na segunda, por outro lado, gera-se uma maior capacidade de redução da margem de lucro para garantir a venda do produto, já que o alto volume de vendas compensará o menor lucro.

Deve-se notar, também, que maiores escalas de produção e, conseqüentemente, um maior número de funcionários, permitem uma melhor organização e especialização do trabalho, tornando-o muito mais produtivo. Como descrito pela primeira vez por Adam Smith, e mais tarde adotado e disseminado por Henry Ford e sua companhia automotiva, a divisão de tarefas tem o potencial de multiplicar a produtividade de uma fábrica. Assim, quanto maior a capacidade de produção, menor o custo médio por unidade, em qualquer que seja o ramo de negócio.

O conceito de ganho de escala é reforçado no refino pela existência da "economia geométrica", decorrente da "regra dos 2/3", na qual se observa que, em indústrias que se utilizam de ativos como colunas de destilação e reatores (na produção) e/ou de dutos e tanques (na logística), o custo de construção destes equipamentos cresce em função de sua área superficial; sua capacidade operacional, por outro lado, cresce em função de seu volume. Segundo esta, para um investimento I , correspondente a uma capacidade

de produção C , emprega-se a equação: $I/I_0 = (C/C_0)^k$, onde "k" é o fator de escala e varia entre 0,6 e 0,8 para as unidades de refino. Dessa forma, parte da economia de escala das refinarias vem do uso desses ativos para escoamento logístico (maiores dutos, maiores navios etc.) e da ampliação de tancagem para armazenamento da matéria-prima (petróleo) ou dos produtos (derivados). (GIRARD, 2007)

A economia de escala não é, contudo, infinita. A partir de certo momento, uma maior capacidade produtiva não pode mais ser alcançada por simples questões técnicas, tornando-se uma desvantagem. Então, começa a atuar sobre a planta o fenômeno inverso: a deseconomia de escala. Além disso, nesse setor, ao lado da deseconomia de escala, ocorre, dentre outros, o esgotamento do mercado local, o que faz com que ela precise escoar sua produção para mercados mais longínquos, aumentando consideravelmente o custo de movimentação dos produtos refinados.

Assim, percebe-se que refinarias de pequeno porte não se aproveitam da economia de escala, principal fator que explica a contínua busca por crescimento das unidades produtivas. Esta revela sua principal desvantagem frente a refinarias de grande e médio portes. Apesar disso, caso exista capacidade de armazenamento independente na região, na forma de bases de distribuidoras, ou a possibilidade de compartilhamento com outras pequenas refinarias e indústrias locais, é possível contornar tal dificuldade. Pode-se, também, compensar esta desvantagem pela busca por ganhos de especialização e nicho a partir de produtos mais especificados, de maior qualidade e valor agregado, desde que exista mercado para esse tipo de derivado no entorno do local de sua instalação.

Despesas de construção e operação muito menores em termos absolutos estão relacionadas também ao fato da relativa simplicidade tecnológica destas unidades de refino de pequena escala. Assim, caso essa rota de produção de alto padrão não seja a escolhida, as refinarias de pequeno porte tendem a ser tecnologicamente mais simples, como visto pela descrição das refinarias americanas (item 3.1), o que pode ser considerado como uma desvantagem, pela menor gama e qualidade dos produtos ofertados.

Deve-se notar, ademais, a maior facilidade de grandes refinarias para se apropriarem da economia de escopo. Este conceito está atrelado à oferta de uma elevada variedade de produtos, que dificilmente será alcançada com o baixo volume de produção e sofisticação das pequenas plantas. A vantagem desta rota no refino se dá no sentido da diversificação:

dada a imprevisibilidade dos preços das *commodities* (classificação na qual encontram-se todos os derivados), a oferta de diferentes tipos de moléculas gera uma menor variabilidade e maior previsibilidade dos lucros da empresa, uma vez que a queda no preço de um produto pode ser compensada pela alta no de outro.

No Brasil, como explorado anteriormente (no item 3.2), era de exclusividade da Petrobras a construção de novas refinarias durante o período entre 1953 e 1997. Nessas condições, com apenas uma empresa suprindo toda a demanda de derivados de um país continental, há mais uma desvantagem na construção de pequenas plantas em detrimento de grandes: a maior dificuldade de administração, já que o controle sobre poucas refinarias grandes, porém centralizadas, é mais simples do que o controle sobre muitas refinarias pequenas, porém dispersas.

Como visto neste capítulo, os custos administrativos e de planejamento também se beneficiam do fenômeno da escala. Além de todos os fatores citados, neste caso, ainda havia a sobreposição da lógica do monopólio de um recurso estratégico sobre a lógica econômica. O petróleo era fundamento da soberania nacional segundo a doutrina militar, desde a origem da empresa e das mudanças realizadas por Getúlio Vargas para acelerar o desenvolvimento da indústria à sua época.

3.5.2 Vantagens

Por outro lado, também existem vantagens proporcionadas pelas menores escalas de produção, ou pelas menores unidades produtivas em comparação com as maiores. Primeiramente e, talvez, mais relevante, é o fato que as refinarias de pequeno porte possuem um investimento inicial significativamente menor, já que esse montante está diretamente ligado à capacidade produtiva e o tamanho de seus equipamentos. Portanto, existem menores barreiras de entrada, o que pode aumentar o número e a variedade de *players*; aumentando, assim, a competição.

Além disso, os custos iniciais de uma refinaria são considerados como custos afundados (em inglês, "*sunk cost*"). O conceito econômico se refere às despesas nas quais não se espera recuperar o valor aplicado, em razão da especificidade do ativo. Uma refinaria de petróleo só refina petróleo, sem a matéria-prima, ela não opera. Dessa forma, com um menor investimento inicial, há um menor comprometimento desse tipo de despesa

e, provavelmente, pelo menor valor, maior facilidade em repassar a unidade para outros interessados.

Além da menor barreira à entrada e de menores custos afundados, as refinarias de pequeno porte se beneficiam do conceito de modularidade em sua construção. Trata-se de subdividir um processo em etapas mais simples e independentes. Geralmente, cada etapa do processo é comercializada como um módulo em separado, cabendo ao cliente decidir quais serão adquiridos. Em especial, modula-se a escalada inicial da produção, tendo como vantagem o rápido começo da operação.

Para as pequenas refinarias, a estratégia de modular a implantação gera um benefício adicional: a maior facilidade de relocação dos equipamentos. Com isso, a vendedora dos módulos é capaz de produzi-los em suas próprias fábricas especializadas, nos países de origem, testá-los e enviá-los aos compradores. Mais tarde, caso se deseje, em algum momento, abandonar o processo de refino, o fato de ser construída em módulos pode facilitar a venda da planta, uma vez que esta pode ser realocada em qualquer parte do mundo, em parte ou completamente. Assim, recupera-se, mais facilmente, parte do custo inicial que foi considerado como afundado.

Uma terceira vantagem diz respeito ao escoamento de sua produção. Como o objetivo das pequenas refinarias é atender o mercado local, não serão necessárias complexas redes logísticas para a comercialização de seus produtos. Seu posicionamento também possibilita a entrega de lotes menores em curtos intervalos de tempo para essa região (reduzindo a necessidade de tancagem dos clientes). Com isso, a venda da sua produção pode ser garantida e, em consequência, mitigar incertezas quanto ao faturamento futuro da empresa.

Por último, apresenta-se a vantagem do menor horizonte de tempo necessário entre a concepção do projeto e o início de operação. Tal fato já seria verdadeiro simplesmente pelo menor tamanho da planta, pelo uso de menos e menores equipamentos (pelo menor volume de produção), além de menores custos administrativos. Ele é potencializado pelas características modulares dos novos projetos. Assim, o investimento começa a gerar retornos mais rapidamente, fator de suma importância, dado o cenário de incertezas sobre a velocidade da transição energética que vem acontecendo.

3.6 Fatores de escolha locacional para uma refinaria

A breve história do refino, em especial, das plantas de menor porte no Brasil, permite entender a importância de sua localização adequada. Foi visto que a especificidade do ativo, ao somente processar petróleo cru e muitas vezes um tipo particular de óleo (em termos de grau API, teor de enxofre e outras características), é um fator determinante, na medida em que, se não houver acesso àquela matéria-prima, a unidade fabril simplesmente para, não pode fazer mais nada e o investimento se torna irre recuperável.

Aconteceu com a primeira destilaria de petróleo brasileira, instalada na cidade de Uruguaiana. Não completou nem três anos de funcionamento, quando a Argentina proibiu petróleo estrangeiro em seu território. Cortou o suprimento de petróleo peruano pelo porto de Buenos Aires. O evento foi recordado anteriormente.

A solução foi construir uma segunda planta, à entrada da Lagoa dos Patos, com fácil acesso à infraestrutura portuária e ferroviária. Onde existiam meios para receber a matéria-prima e os insumos e, em seguida, escoar a produção de derivados. Foi sublinhado que a operação das duas primeiras refinarias do país esteve à origem do Grupo Ipiranga. A estratégia de crescimento do conglomerado gaúcho, posteriormente, centrou-se na distribuição de combustíveis e na produção de químicos.

Por sua importância e complexidade, depois do século XIX, a questão locacional é objeto de teorias, conceitos, modelos e numerosos estudos empíricos. A escolha do sítio em que um estabelecimento é construído demonstra-se crítica para a formação do custo e para a produtividade no uso dos fatores de produção (capital, trabalho e recursos naturais). Isso serve para qualquer que seja o ramo de atividade, mas é neste ponto que surge a natureza complexa do problema.

Diferentes padrões, segundo à atividade, distintos parâmetros em função do negócio (industrial, comercial, bancário, financeiro, agrícola, mineral...), da dimensão da instalação e da tecnologia utilizada, são muitas as variáveis que devem ser analisadas antes da decisão sobre a localização do ativo. Contudo, o objetivo é o mesmo para todas as empresas: sendo dada uma função de produção, otimizar o processo e ganhar produtividade de maneira a maximizar o lucro.

A Teoria Clássica de Localização (Johann von Thunen, Max Weber, Harold Hotelling

e August Losch) centrou a análise em fatores técnicos e econômicos ligados ao transporte, à matéria-prima e aos insumos, à energia e mão-de-obra, além do acesso à água, ao saneamento e tratamento de rejeito. As externalidades positivas determinam “economias de aglomeração” e efeitos multiplicadores diretos e indiretos. Eles estão a base de modelos “gravitacionais”, de análises de insumo-produto e políticas de desenvolvimento regional e local, como as zonas especiais de exportação, o apoio à expansão das atividades no retroporto de grandes portos e a multiplicação de polos industriais que, no Brasil, têm como perfeita ilustração os três polos petroquímicos construídos pela Petrobrás.

Elementos como clima, topografia, existência de fornecedores locais e serviços especializados, além do custo de construção, operação e manutenção são também considerados na equação para localizar uma planta de refino. Fixados critérios e parâmetros, calcadas em modelos matemáticos, estatísticos e probabilísticos, as análises permitem avaliar as alternativas. Observe que não se trata somente da escolha do sítio pela empresa, mas também, das alternativas para o uso e ocupação do solo; o que é fundamental do ponto de vista do poder público.

Em princípio, valor, volume, peso e natureza perecível (ou não) são fatores que justificam a escolha do local. Tendo em vista a questão da movimentação, como central no processo produtivo, é evidente que quanto menor o peso e maior o valor agregado mais interessante será transportar a mercadoria. A agroindústria se localiza próximo às plantações, como se observa nas usinas de açúcar e destilaria de álcool brasileiras. No final do século XIX, a siderurgia tinha suas usinas instaladas em províncias carboníferas em razão do conteúdo energético de sua produção.

No refino, durante as últimas três décadas daquele século, J.D. Rockefeller não se envolvia com as atividades a montante (exploração e produção) e, portanto, o negócio de compra e transporte do óleo bruto eram essenciais na formação do seu custo final. As refinarias, por sua vez, estavam todas localizadas próximas aos grandes centros, onde ele encontrava infraestrutura para distribuir seus derivados e alcançar o consumidor nos confins dos Estados Unidos. Em parte, por quatro décadas, seu monopólio foi assentado na organização e gestão das refinarias e da logística de movimentação.

Contudo, a Teoria Clássica não considera os fatores qualitativos, a dinâmica histórica, as imperfeições do mercado, as discontinuidades e rupturas tecnológicas e políticas. No

refino, são questões prementes e a relação conflituosa entre o país hospedeiro e a multinacional operadora dos campos de petróleo explica as numerosas refinarias (maiores ou menores) construídas nesses países. O acesso à tecnologia e o consumo local justificou o estabelecimento de novas refinarias no Oriente Médio e, em especial, de unidades menores na África. A construção em módulos e mais rápida foi uma mudança no padrão tecnológico que beneficiou as plantas de menor porte.

A atração ou repulsão de ativos industriais está, assim, também condicionada por fatores históricos, pela evolução da política e do comércio internacional e por variáveis que não obedecem a qualquer distribuição normal. Questões qualitativas como as condições sociais, políticas e ambientais, o tempo e o espaço, a análise multivariável e multidimensional, além de novos modelos prospectivos, da construção de cenários e novas projeções compõem os avanços trazidos pelas avaliações dos projetos de acordo com a “Teoria Locacional Contemporânea” (David Keeble, Philippe Aydalot, Montgomery & Porter e Manuel Castells).

A partir da segunda metade do século XX, as novas tecnologias (automação, robótica e informática) mudaram o padrão locacional das atividades produtivas. A globalização do comércio e das finanças, o imenso ganho de escala no transporte, a administração “Toyotista” e o “just in time”, a digitalização da informação e as telecomunicações proporcionaram muito maior mobilidade aos indivíduos e às mercadorias. As cadeias globais de produção proliferaram até pouco tempo atrás.

O capitalismo ganhou em agilidade e flexibilidade com a queda das barreiras comerciais e os novos modelos de negócio, que se aproveitam da arbitragem entre diferentes mercados. No refino, por exemplo, os projetos se aproximaram do consumidor geograficamente e em termos de portfólio, uma vez que a qualidade dos produtos e a especificação para certos usos são cada vez mais argumento de vendas. Abastecidas por dutos com diâmetros cada vez maiores e tecnologias de construção para superarem os obstáculos geográficos (seja grandes rios ou montanhas), as refinarias foram localizadas no interior das terras.

Ao final do século XX, as variáveis consideradas na equação locacional são mais qualitativas e menos quantitativas e, portanto, os modelos analíticos são menos estáticos e mais dinâmicos. O nível de formação do trabalho, a infraestrutura em telecomunicação, o acesso à informação, a relação com o sistema de C & T local e a proximidade com polos

de tecnologia são atributos essenciais para atrair projetos. O ambiente empresarial, a segurança jurídica, a estabilidade regulatória, os serviços de apoio especializados também contam na avaliação do investidor.

Como na indústria do petróleo desde a Revolução do México e até com enorme retardo portanto, o arcabouço teórico contemporâneo sobre o problema locacional deu destaque a questão política. A desindustrialização nos Estados Unidos e na Europa correspondeu à industrialização japonesa, coreana e chinesa. Nesses, a fórmula teve em comum combinar mão-de-obra qualificada, baixo custo salarial e política industrial. O papel desses Estados foi fundamental no arranque e consolidação do movimento que mudou a divisão internacional do trabalho.

No Brasil também, além de fatores exclusivamente técnicos, a decisão de construir e onde localizar as unidades de refino tiveram motivações evidentemente políticas. Com expressivo atraso, a operação da Refinaria Nacional teve início em 1950. Como visto, fora uma decisão dos militares no comando do Conselho Nacional de Petróleo, órgão getulista, e sua instalação na fazenda Mataripe devia-se à descoberta dos campos no Recôncavo.

O número de apenas três plantas construídas antes de Mataripe e o acanhamento delas revelam a falta de articulação entre Estado e empresariado até meados do século XX. A localização das refinarias (Uruguaiana e Rio Grande no estado do Rio Grande do Sul e em São Caetano do Sul, na metrópole paulistana) revelam, por sua vez, os erros e acertos de um processo de industrialização em nada planejado. As primeiras refinarias, chamadas destilarias, eram iniciativas isoladas, locais e sem qualquer dimensão nacional, ou mesmo espacial.

Com o monopólio da Petrobrás e a estatal à frente da política industrial do setor, tudo mudou em quatro décadas, como foi mencionado anteriormente. A seleção dos sítios obedeceu a motivações técnicas evidentes: nas regiões onde estavam os consumidores, não longe da costa (a mais distante foi a refinaria Gabriel Passos em Betim, Minas Gerais, construída em 1968) e todas de grande porte. As economias de aglomeração foram plenamente aproveitadas nos três polos petroquímicos e no entorno de todas as plantas construídas. Como antes dito, foi o fim da era das pequenas refinarias.

A partir de 1998, com a quebra do monopólio e a abertura ao capital privado era de se esperar que surgissem oportunidades para novas refinarias. E, por que não, daquelas de

menor porte, modulares, com menores despesas de capital inicial? Não foi o verificado, o resultado foi praticamente nulo: não mais que dois mil barris de capacidade acrescentado na Bahia com a Dax. O outro projeto, localizado no interior de São Paulo, faliu. De novo, os problemas são de natureza política e econômica, ademais, eles se retroalimentam: o poder econômico da estatal e a falta de regulação por parte da ANP.

A política econômica não deve ser esquecida. Juro e câmbio, inflação e tributo, salários e ciclos afetam a avaliação do investidor. Nestes aspectos, comparado às condições encontradas em alguns países do Oriente Médio e da Ásia, a atratividade do país tem se demonstrado muito baixa. A polarização e instabilidade política nacional dos últimos oito anos também parece ser um fator repulsor. Para finalizar cabe observar que isso não afugentou o interesse na construção de pequenas refinarias, nem na Nigéria, nem no Iraque.

Capítulo 4

Avaliação de Três Projetos de Refinarias de Pequeno Porte

4.1 Avaliação de um projeto existente: Refinaria Riograndense (RS)

Para a análise do projeto existente, foi escolhida a Refinaria Riograndense. Controlada desde 2007 pela Petrobras, Ultrapar e Braskem, sua seleção ocorreu por se tratar da mais antiga refinaria em atividade do Brasil, provando, assim, ser um caso de sucesso, e que, diferente das demais, optou pela rota de especialização.

No mapa abaixo é possível localizar o ativo em questão. Também podem ser vistas as infraestruturas próximas a ela, que importam para a análise de sua viabilidade:

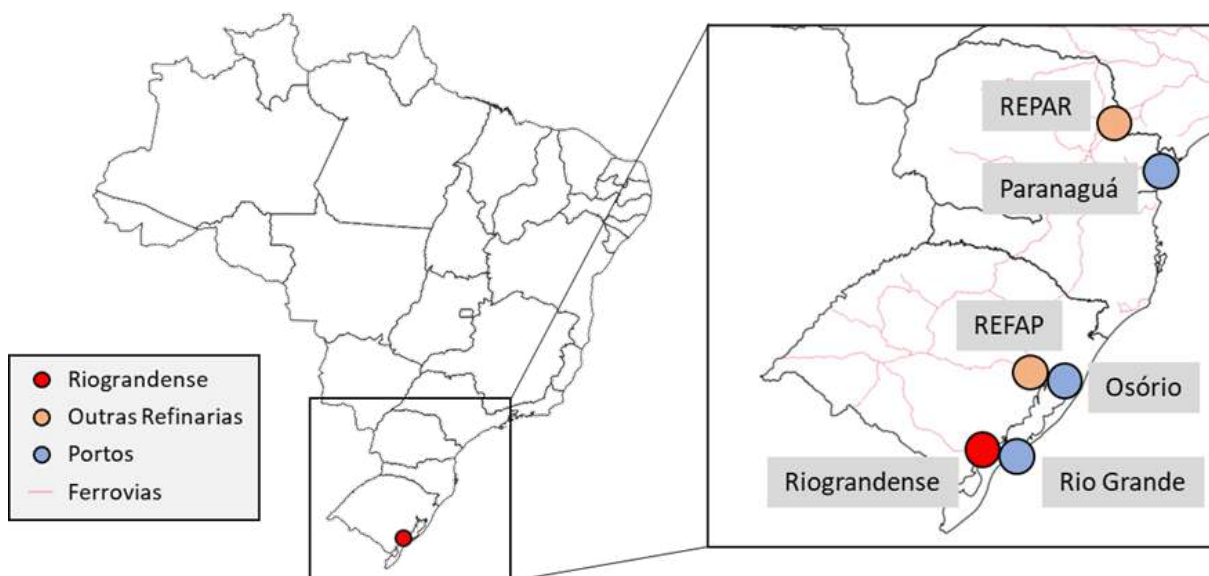


Figura 4.1: Infraestrutura no entorno da Refinaria Riograndense

Para escoar sua produção de 17.000 bpd, as principais concorrentes da Refinaria Riograndense são a REFAP e os portos de Osório e Rio Grande. Hoje, contudo, o porto de Rio Grande não importa derivados de petróleo, não se comportando como um concorrente, mas sim como um aliado, por permitir a importação de petróleo e expedição dos produtos da mini-refinaria. Ou seja, apesar de ser uma ameaça potencial, é, hoje, uma oportunidade efetiva.

No panorama regional, a REPAR e o porto de Paranaguá escoam a maior parte de sua produção/importação para o próprio Paraná, norte catarinense e sul mato-grossense, enquanto a REFAP e o porto de Osório servem a maior parte do próprio estado e o sul catarinense. Dessa forma, o mercado relevante para a Riograndense torna-se seus arredores no sul do Rio Grande do Sul (facilitado pelas linhas ferroviárias locais) e expedição (por exportação ou cabotagem) para outros lugares. Trata-se de um exemplo em que o mercado local é suficiente para o escoamento da sua produção e manutenção da empresa. Isto deverá se manter para o futuro recente, conforme as previsões de aumento de demanda de derivados.

Além disso, parte do foco da refinaria está, como exposto anteriormente, na produção de derivados de alta qualidade ou de configurações específicas (como gasolinas de formulações especiais para montadoras, gasolina premium, solventes especiais, etc), fazendo com que esta parte de seus produtos não compita diretamente com os de seus concorrentes

próximos. Ou seja, a Riograndense adotou o caminho da especialização e nicho como solução à falta de escala, o que não foi feito nas demais pequenas refinarias, que parecem ter apostado num fácil escoamento de sua baixa produção dada a proximidade de grandes centros urbanos do país.

Em termos de suprimento de petróleo e *utilities*, a refinaria está bem posicionada, uma vez que está próxima de um porto, tendo, assim, capacidade de importação ou aquisição por cabotagem dessa matéria-prima, além de bastante acesso à água, por estar próxima ao litoral e de uma linha estável de rede elétrica.

Desta maneira, integrada à infraestrutura logística local e com boa oferta de serviços de apoio, a refinaria também se beneficia da localização para melhorar sua vantagem-custo, a despeito da baixa capacidade de escala produtiva.

4.2 Avaliação de um projeto em construção: Coroados (SP)

Para a análise de um projeto em construção, foi escolhida a SSOil. Controlada pela empresa de mesmo nome, sua seleção ocorreu por se tratar de um empreendimento diferente das demais refinarias brasileiras: como explicado no capítulo anterior, esta planta está sendo implementada a partir da adequação dos equipamentos de uma antiga fábrica de outro propósito. A estimativa inicial de investimento da companhia era de R\$ 14 milhões (BRASIL, 2020) (cerca de R\$ 1.120/bpd).

No mapa abaixo, pode ser vista a refinaria analisada e as infraestruturas alternativas a ela:

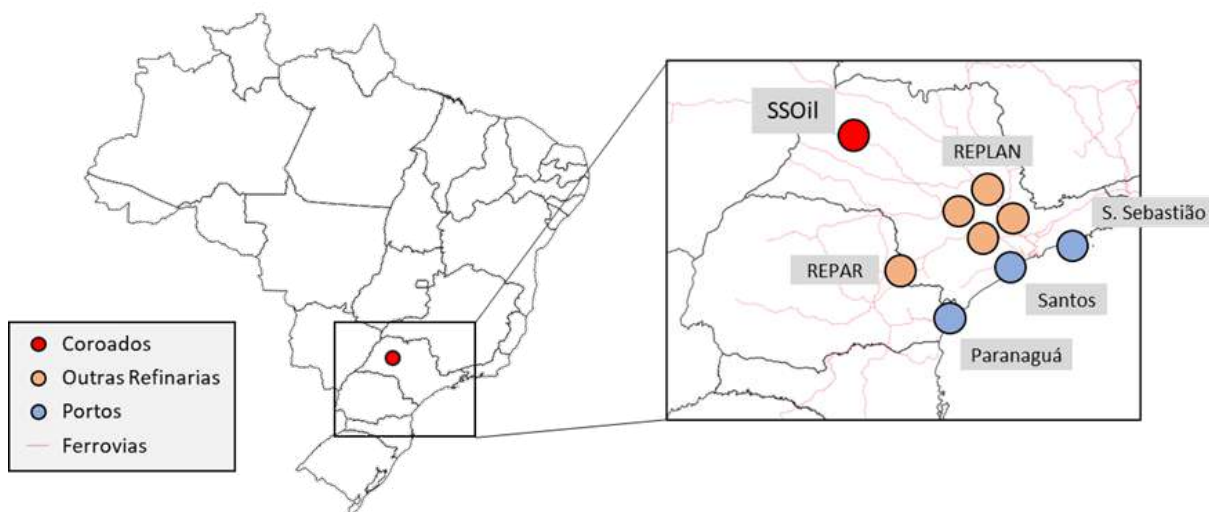


Figura 4.2: Infraestrutura no entorno da Refinaria SSOil (Coroados, SP)

Descrita no próprio site como a refinaria mais interiorizada do país, a planta é fruto de uma empresa de capital nacional (autorizada pela ANP 678/2021). Dada a forte concorrência local e interiorização, poderá apresentar dificuldades tanto em relação à competição quanto ao abastecimento de matéria-prima.

No quesito de competição, a refinaria da SSOil terá cinco adversários no estado e um um pouco mais distante: Porto de Santos, REPLAN (434.000 bpd), REVAP (251.592 bpd), RPBC (179.184 bpd), RECAP (62.898 bpd) e REPAR (213.854 bpd). Essas refinarias, além de bastante próximas e com altas capacidades, estão na região mais fortemente interligada por ferrovias e dutos do país. O que dificultará a venda local dos derivados produzidos em Coroados, já que reduzem a vantagem da maior proximidade desse mercado do noroeste paulista e Centro-Oeste, descritos como os focos do projeto, pela empresa. Santos, o principal porto brasileiro, também se encontra ligado ao interior de SP por dutos e ferrovias e é, hoje, um dos principal fornecedores de combustíveis da cadeia de São Paulo (que engloba São Paulo e a maior parte do Centro-Oeste).

Na questão de abastecimento de matéria-prima, a refinaria se utilizará, provavelmente, desta rede ferroviária para comprar o petróleo nacional, ou importado, que deverá chegar via modal marítimo, pelo Porto de Santos. Poderá também, em teoria, comprar petróleo argentino pelas hidrovias da Bacia do Tietê-Paraná, um fluxo logístico que nunca foi usado com esse propósito. Ambas propostas não lhe concederem uma vantagem-custo significativa.

Quanto às *utilities*, Coroados se encontra próxima ao Rio Tietê, utilizando-se deste recurso para o abastecimento de água, e não deverá encontrar problemas quanto à linha de energia elétrica. Vale ressaltar que este rio, provavelmente, não será muito utilizado para escoamento da produção na direção leste (região metropolitana de São Paulo), pois a navegação neste sentido é bastante difícil, contando com uma série de sistemas de represas e barragens (sendo o trecho Anhembi - São Paulo considerado como inexpressivo pelo Ministério da Infraestrutura).

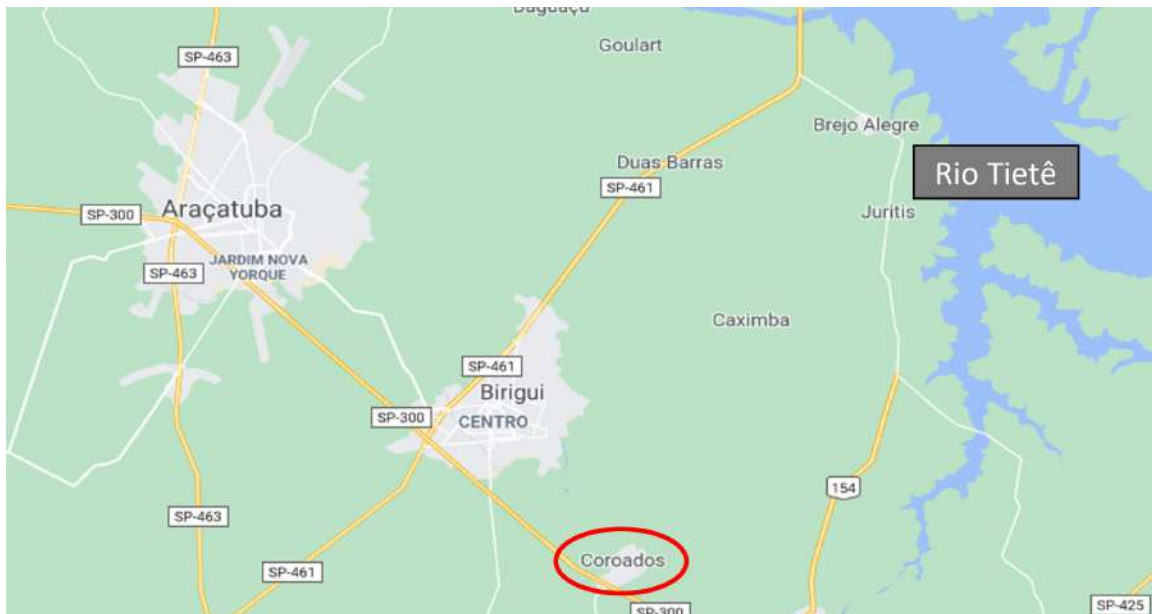


Figura 4.3: Visão aérea da região de Coroados - SP

Um problema que a refinaria poderá enfrentar diz respeito à armazenagem, pois, segundo as informações publicadas em seu próprio *site*, sua capacidade de processamento será de 12.500 bpd (aproximadamente 2.000 m³/dia). No entanto, hoje, possui uma tancaagem de 3.000 m³, ou seja, pouco mais de um dia de capacidade de armazenagem. Esse problema torna-se ainda maior quando se espera que a matéria-prima chegue via modal marítimo, visto que este modal costuma operar em lotes bastante altos e com menor frequência, não em lotes pequenos com alta frequência, que é o que parece estar disponível para a refinaria.

Os principais produtos são descritos como gasolina, diesel, nafta e solventes especiais, que parecem estar alinhados às demandas do mercado local. Assim, o petróleo processado pela refinaria deverá tender à classificação "leve" da API (*American Petroleum Institute* ($^{\circ}\text{API} > 31$), mais rico nesses produtos.

Nota-se, por último, que o custo de investimento por barril apresentado pela SSOil (cerca de R\$1.120/bpd) está muito abaixo do custo estimado pelos demais projetos em estudo e pelo empreendimento de Simões Filho (todos acima de R\$64.000/bpd). Se os valores se confirmarem e a empresa paulista for bem sucedida, mais movimentos como este de adaptação de antigas fábricas poderão ser vistos pelo Brasil.

4.3 Avaliação de um projeto em estudo: Aracruz (ES)

Por último, para análise de um projeto em estudo, foi escolhida a refinaria de Aracruz. Planejada pela empresa Noxis Energy (cuja sede fica no Rio de Janeiro), sua seleção ocorreu por esta se localizar, logisticamente, em uma posição privilegiada, como será exposto à frente. A estimativa de custo do empreendimento era, inicialmente, cerca de R\$ 4 bilhões (R\$ 80.000/bpd) (FREITAS; REZENDE, 2020).

Abaixo, são mostradas sua localização e infraestruturas alternativas:

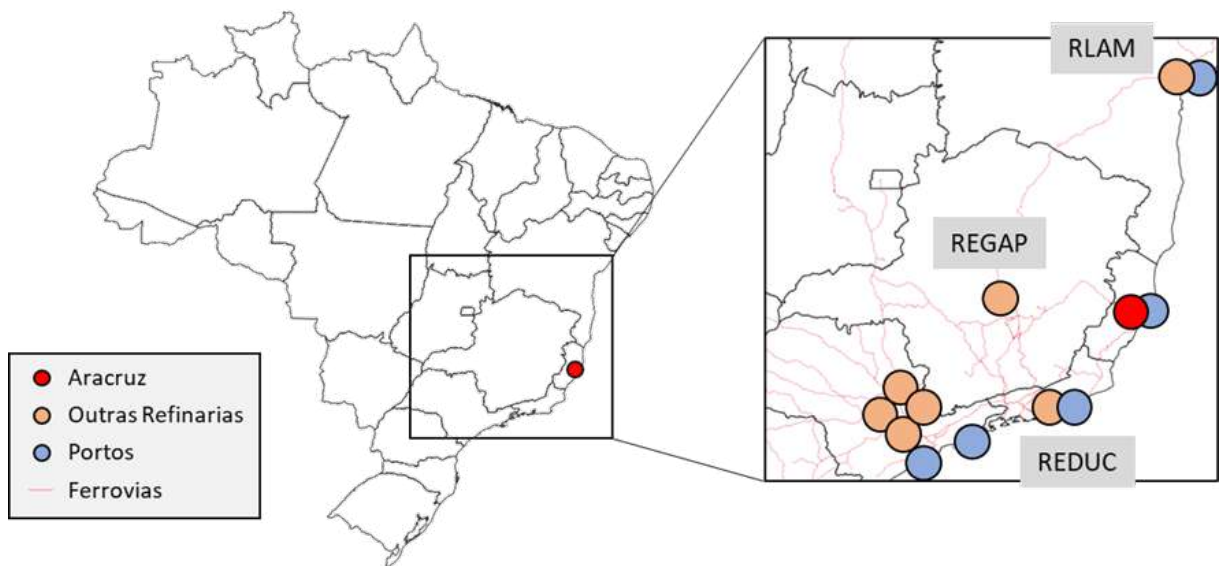


Figura 4.4: Infraestrutura no entorno de Aracruz (ES)

É importante colocar que o projeto está em fase inicial de estudos. A refinaria terá como principais competidores os agentes econômicos com acesso aos dois portos da região (Aracruz e Tubarão). Hoje, no estado, o abastecimento se faz por esses portos que recebem os derivados (por cabotagem ou importação). Na região, o mercado relevante desses produtos também conta com o norte fluminense e leste mineiro; os três limites desse

mercado são facilmente reparados: a REDUC (251.592 bpd), que limita seu avanço ao sul, a REGAP (166.050 bpd), que limita seu avanço a oeste e a RLAM (377.388 bpd) - hoje controlada por um fundo dos Emirados Árabes Unidos - que limita seu avanço ao norte.

Em termos de infraestruturas logísticas, já existem duas ferrovias passando pela região: uma ligando o litoral capixaba a Minas Gerais e, outra, ao Rio de Janeiro. Essas já são utilizadas para o escoamento dos combustíveis que chegam aos portos do Espírito Santo nos dias atuais, facilitando o avanço nas direções sul e oeste, e é de se esperar que uma futura refinaria no local também se utilize desses meios logísticos.

Para o abastecimento de matéria-prima e água, estando situada no litoral, esses insumos não têm a tendência de gerar grandes problemas: este por estar ao lado do maior recurso hídrico existente e aquele por ser possível receber importação de petróleo internacional (de qualquer um dos tipos desejados) ou cabotagem dos produzidos nacionalmente nas bacias do Sudeste e Nordeste, uma vez que o estado do Espírito Santo se encontra próximo de ambos.

Uma boa base para estimar o mercado potencial da nova refinaria são os volumes já movimentados pelos portos da região, segundo a Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), que monitora as movimentações aquaviárias de todo o país, e a Petrobras Transporte (Transpetro), que opera o principal porto da região:

	Diesel (m³)	Gasolina (m³)	Outros (m³)	Total (m³)
ANTAQ	-	-	-	1.922.833*
Transpetro	523.078	408.168	214.136	1.145.382
Outros Terminais				777.451

Tabela 4.1: Entrada de produtos pelos portos do ES (2020)

*Valores aproximados por uma densidade média de 0,8 t/m³.

Na tabela, os valores da ANTAQ representam o total, que podem ser divididos entre Transpetro e Outros Terminais.

Um volume de 2 milhões de m³/ano se traduz em cerca de 5.800 m³/dia ou 36.481 bpd. Considerando que o esperado pela refinaria é produzir 50.000 bpd, o cálculo feito provavelmente foi similar a este, aliado à esperança de conseguir expandir um pouco mais sua zona de influência e uma forte produção de combustíveis marítimos (os quais não

aparecem na tabela acima, pela metodologia de contabilização), mas que foi informado ser um dos focos da possível planta (aproveitando-se da nova regulação internacional, a IMO 2020).

A região portuária deve apresentar, ainda, mais uma vantagem para o projeto: a existência de tancagem de distribuidoras de combustíveis no local. Tal fato poderia parecer negativo, pois não é certo de que os *players* locais irão querer uma mudança da dinâmica já estabelecida, pois poderiam ser necessários ajustes logísticos à já lucrativa distribuição local; porém, caso o novo refinador consiga oferecer bons preços, pode se tornar algo consideravelmente positivo. Isso porque, para as distribuidoras, será mais fácil a negociação de preços e, pela proximidade, possibilitará a recepção constante de produto, que reduz a necessidade de tancagem e barateia a operação.

Com isso, o excedente de tancagem que surgirá pode, inclusive, ser alugado para a refinaria, o que reduziria o custo de implementação da mesma, uma vez que a aquisição e implementação de capacidade de armazenamento incide em altos custos financeiros e de espaço. Visando facilitar este movimento, deve ser construída uma pequena rede de dutos curtos ligando a refinaria a estas bases de distribuição, assim como ocorre, por exemplo, próximo da RLAM:

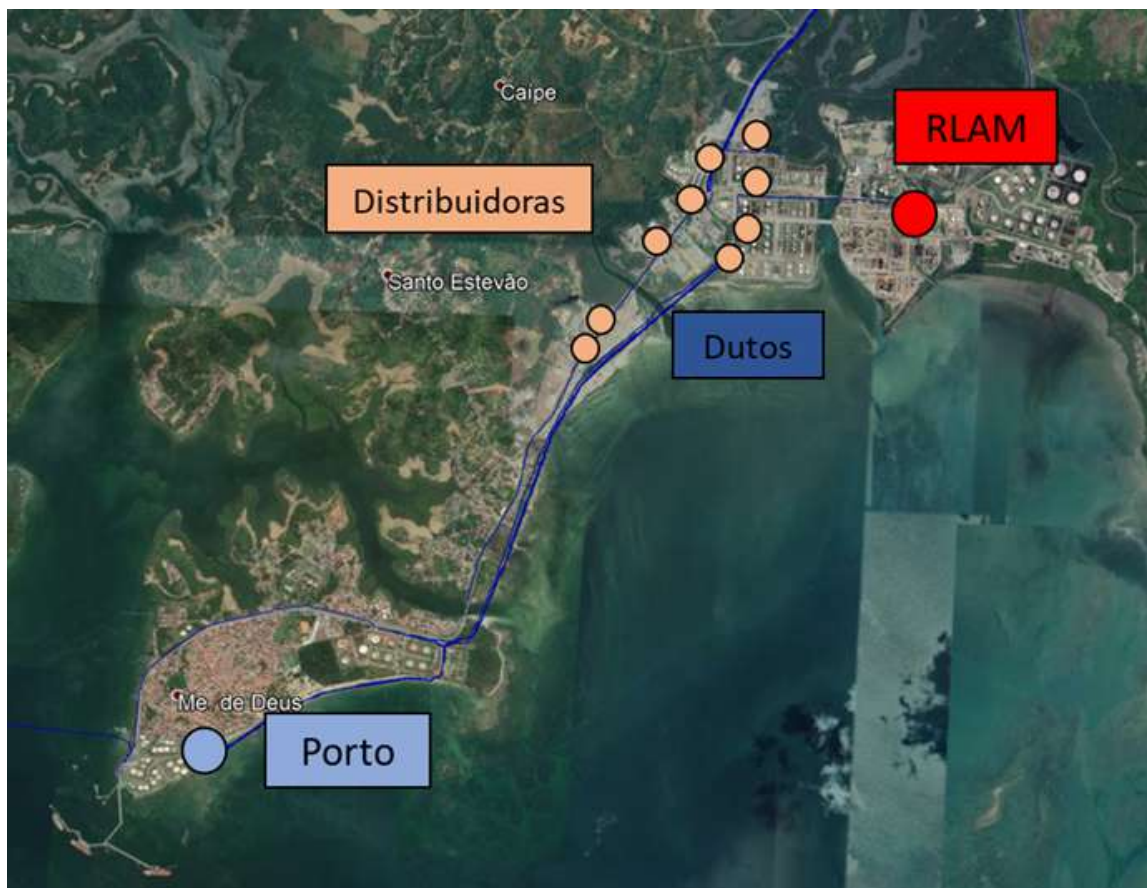


Figura 4.5: Bases e Dutos entre a Refinaria de Mataripe e seu Porto

Vale ressaltar, contudo, que, caso os outros projetos que ainda estão em estudo (Presidente Kennedy – ES e Porto do Açú – RJ) também se concretizem, seu mercado potencial ganhará outros competidores, o que dificultará a viabilidade do investimento em Aracruz. Além disso, a proximidade indica que a primeira planta a se instalar na região terá, indiscutivelmente, relevantes vantagens de custo.

Capítulo 5

Conclusão

Hoje, olhando os volumes nacionais de oferta e demanda de derivados, o país já é deficitário em todos eles, à exceção do óleo combustível. A reversão da situação não é esperada em um futuro próximo; pelo contrário, pelo lado da procura, espera-se um agravamento do problema, tendo em vista as projeções de crescimento populacional e econômico feitas pelas principais instituições financeiras globais em relação a essa década e à próxima. Por outro lado, espera-se a manutenção da oferta, dado que as refinarias brasileiras já estão trabalhando em seu limite operacional e não há previsões de novos investimentos de grande porte.

Dessa forma, o Brasil se tornará, cada vez mais, um país importador de derivados e estará exposto à disponibilidade e preços destes produtos no mercado internacional.

Produto	Oferta (mil m ³ /dia)	Demanda (mil m ³ /dia)	Saldo (mil m ³ /dia)
Diesel	120	191	-71
Gasolina	77	75	2
Nafta	20	31	-11
QAV	18	26	-8
GLP	47	44	3

Tabela 5.1: Projeção de Oferta e Demanda Nacionais 2031

Fonte: EPE PDE, 2021 - elaboração própria

Sobre a tabela acima, destaca-se o tamanho do déficit previsto de diesel (que será o dobro do realizado em 2019: 35,5 mil m³/dia). Nota-se, também, a inversão da tendência do GLP para superávit (produto que, em 2019, apresentou déficit de 9,9 mil m³/dia), algo que ainda não é concreto, dado o novo adiamento da Rota 3 e incertezas sobre a produção de gás dos futuros poços e UPGN da Bacia Sergipe-Alagoas.

Dado o tamanho dos *gaps* projetados, a introdução de refinarias de pequeno porte, somente, não deveria ser apontada pelos órgãos competentes como solução para o (des)balanço entre oferta e demanda no país. Essas refinarias devem ser encaradas, portanto, como oportunidades pontuais de investimento. Como exposto no capítulo anterior, a ordem do investimento é de cerca de R\$80.000/bpd para a construção de uma nova refinaria. Seguindo o modelo de negócio da SSOil, todavia, pode ser possível baixar este preço.

Como visto no capítulo três, essas oportunidades têm sido aproveitadas em diversos países que são produtores de petróleo e têm alta demanda de derivados (como Estados Unidos, Nigéria e Iraque). No Brasil, entretanto, a construção dessas pequenas plantas parece esbarrar em questões que não constam nos estudos de viabilidade técnica e econômica.

O primeiro fator diz respeito à crescente instabilidade política do país, depois de meados da década passada. A incerteza sobre o futuro cenário da política brasileira, a radicalização e polarização da cena eleitoral, além da falta de qualquer política industrial e, até mesmo, petrolífera ao longo dos últimos anos não são argumentos que atraíam investidores para o negócio de refino.

Um segundo fator que deve ser considerado é a incerteza das estratégias macroeconômicas que serão adotadas pelos futuros governos. Neste, seriam de tremenda importância: uma tendência de redução da taxa de juros da economia e uma profunda reforma fiscal que permita uma taxa cambial estável. A manutenção da política de preços da Petrobras, que mantém estes atrelados aos preços internacionais, também é uma variável crítica na equação do investidor.

Por último, é opinião do autor que seria interessante a continuação do desinvestimento da Petrobras, visando acabar com o "monopólio estrutural". Este é gerado à medida que a empresa controla a maior parte da infraestrutura nacional de petróleo e derivados (dutos, terminais terrestres e aquaviários, etc). Dessa forma, mesmo não existindo uma lei que

garanta à antiga estatal um monopólio, esta compete de forma desigual com as demais empresas instaladas no país, prejudicando a lógica da livre concorrência e desestimulando novos investimentos no Brasil.

Bibliografia

ANP. **Dados Estatísticos**. [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em:

<<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>>.

_____. **Resolução ANP nº852 de 2021**. [S.l.: s.n.], 2021. Disponível em:

<<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-852-2021-regulamenta-o-exercicio-da-atividade-de-producao-de-derivados-de-petroleo-e-gas-natural-seu-armazenamento-sua-comercializacao-e-a-prestacao-de-servico-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>>.

BARQUETTE, André Vanzelote. **Avaliação da melhor localização do sistema de mistura em linha de diesel da REDUC**. [S.l.], 2008.

BRASIL. **Editora Brasil Energia**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 65. Disponível em:

<<https://editorabrasilenergia.com.br/wp-content/uploads/sites/1/flips/127774/Bia466/>>.

_____. **PROJETO DE DECRETO LEGISLATIVO Nº 950, DE 2001**. [S.l.]: COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA, 2001.

BUARQUE, Cristovam. **Avaliação econômica de projetos**. 26. ed. [S.l.]: Campus, 2004.

CASTELLS, Manuel. **A sociedade em rede**. 10. ed. [S.l.]: Paz e Terra, 1999.

CATALYTIC Reforming. [S.l.: s.n.]. Disponível em:

<<https://www.axens.net/markets/oil-refining/catalytic-reforming>>.

CLEMENTE, Ademir; COSENZA, Carlos Alberto. **Projetos empresariais e públicos**. [S.l.]: Editora Atlas S.A.

DUARTE, Marina Fernandes. **Estudo da Projeção de Uma Unidade de Isomerização de Nafta Química Leve**. 2016.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>.

_____. **NT PERSPECTIVAS DA IMPLANTAÇÃO DE REFINARIAS DE PEQUENO PORTE NO BRASIL**. [S.l.], 2019.

FAHIM, Mohamed A.; ALSAHHAF, Taher A.; ELKILANI, Amal. **Fundamentals of Petroleum Refining**. [S.l.: s.n.], 2010. DOI: [10.1016/C2009-0-16348-1](https://doi.org/10.1016/C2009-0-16348-1).

FIESC. **História do Petróleo no Brasil**. [S.l.: s.n.], 2011. Disponível em:

<https://www2.fiescnet.com.br/web/pt/site_topo/energia/info/historia-do-petroleo-no-brasil-1>.

FREITAS, Caroline; REZENDE, Lucas. **Empresas anunciam projetos para a construção de 3 refinarias no ES**. [S.l.: s.n.], 2020.

GAUTO, Marcelo. **Desafios do refino privado após o fim do monopólio estatal**.

[S.l.: s.n.], 2018. Disponível em: <<https://epbr.com.br/desafios-do-refino-privado-apos-o-fim-do-monopolio-estatal/>>.

GIRARD, MÁRIO HERMÍNIO. **Apuração De Custos Em Refinarias De Petróleo**. **Repositório da Universidade de Brasília**, 2007. ISSN 1420-9071.

HYDROTECH™ HYDROTREATING. [S.l.: s.n.]. Disponível em:

<<https://www.topsoe.com/our-resources/knowledge/our-products/process-licensing/hyrotechtm-hydrotreating>>.

IEA. **Data and Statistics**. [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em:

<<https://www.iea.org/data-and-statistics>>.

LEGGIO. **Competição entre Refinadores através de Dutos**. In. Disponível em:

<<https://www.youtube.com/watch?v=hdr9GZFJzp4>>.

LUCHESE, Cláudia Leites. **Avaliação do desempenho de um novo produto químico no processo de dessalgação do petróleo**. [S.l.], 2010.

MATTOS, Wilson Roberto. **Uma luz na noite do Brasil: 50 anos de história da Refinaria Landulpho Alves**. [S.l.]: Solisluma Design e Editora, Salvador, 2000.

MENDES, André et al. **MERCADO DE REFINO DE PETRÓLEO NO BRASIL**. v. 48. [S.l.], 2018. p. 7–44.

MONTGOMERY, Michael E. Porter; Cynthia A. Estratégia: a busca da vantagem competitiva. **Rio de Janeiro: Campus**, v. 2, 1998.

NÓBREGA, Rafael. **CATALISADORES PARA O PROCESSO DE CRAQUEAMENTO CATALÍTICO FLUIDO DE PETRÓLEO**. [S.l.], 2014.

PERISSÉ, J. Barbosa. **Evolução Do Refino De Petróleo No Brasil**. 2007.

POPARAD, Anthony et al. Reforming solutions for improved profits in an up-down world. In.

QUIRINO, Filipe Augusto Barral. **SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE DESASFALTAÇÃO DE PETRÓLEO PESADO PARA OBTENÇÃO DE ASFALTENOS E ÓLEO LUBRIFICANTE**. 2009.

RIOGRANDENSE, Refinaria. **História**. [S.l.: s.n.]. Disponível em:

<<http://www.refinariariograndense.com.br/site/Pages/refinaria/historia/historia.aspx#:~:text=Refinaria%20de%20Petr%C3%B3leo%20Riograndense&text=A%20Refinaria%20de%20Petr%C3%B3leo%20Ipiranga,as%20Empresas%20de%20Petr%C3%B3leo%20Ipiranga.>>.

ROCHA, MARINA FORNARI; PINHEIRO, MARINA JULIO. **MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE HIDROCRAQUEAMENTO**. [S.l.], 2014.

RODRIGUES, Marina Fernandes. **DESENVOLVIMENTO DE MODELO MATEMÁTICO DO SISTEMA REACIONAL DE UMA UNIDADE INDUSTRIAL DE REFORMA CATALÍTICA DE NAFTA COM LEITO MÓVEL**. [S.l.], 2014.

ROLLI, Fátima. **Univen tenta pagar ICMS com precatórios**. [S.l.: s.n.], out. 2009.

Disponível em:

<<https://ww1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi0310200909.htm>>.

ROSAL, Andréa Galindo Carneiro. **Desenvolvimento de Modelo Matemático e Simulação do Forno de uma Unidade de Coqueamento Retardado**. [S.l.], 2013.

SANTOS LIMA, Rubens William dos. **Hidrodesoxigenação de bio-óleos utilizando catalisadores de níquel e molibdênio suportados em sílica mesoporosa**

SBA-15. Nov. 2017. Universidade de São Paulo. DOI:

[10.11606/D.3.2017.tde-07112017-153010](https://doi.org/10.11606/D.3.2017.tde-07112017-153010).

SILVÉRIO, Carlos Augusto Noronha. **OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA A IMPLANTAÇÃO DE MINI REFINARIAS DE PETRÓLEO COMO ALTERNATIVA DE SUPRIMENTO DA DEMANDA FUTURA DE COMBUSTÍVEIS NO BRASIL.** [S.l.], 2018.

SINGH, Himmat. Modular-mini refineries: Business opportunities in developing economies. **African Journal of Science, Technology, Innovation and Development**, 2021. ISSN 20421346. DOI: [10.1080/20421338.2021.1923124](https://doi.org/10.1080/20421338.2021.1923124).

SPEIGHT, James G. **Introduction to refining processes.** [S.l.: s.n.], 2020. DOI: [10.1016/b978-0-12-816994-0.00002-6](https://doi.org/10.1016/b978-0-12-816994-0.00002-6).

SSOIL. **SSOil Energy.** [S.l.: s.n.]. Disponível em: <https://ssoilenergy.com>.

SZKLO, Alexandre Salem; ULLER, Victor Cohen; BONFÁ, Marcio Henrique P. **Fundamentos do refino de petróleo.** [S.l.: s.n.], 2008.

TAVARES, Aline. **Hidrogenação catalítica de olefinas e dienos a partir de complexos catiônicos de ródio no sistema de fases formado por N-heptano/PEO 3350 + metanol.** 2006.

TÉTÉNYI, Pál; SZARVAS, Tibor; OLLÁR, Tamás. Experimental proof of thiophene hydrodesulfurization reaction steps by isotope (¹⁴C) labeled thiophene. **Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis**, v. 134, 2 2021. ISSN 18785204. DOI: [10.1007/s11144-021-02086-6](https://doi.org/10.1007/s11144-021-02086-6).

UOP, Honeywell. **6 Easy Questions about Modular Refineries.** [S.l.: s.n.].

VOGT, Eelco T.C.; WECKHUYSEN, Bert M. **Fluid catalytic cracking: recent developments on the grand old lady of zeolite catalysis.** v. 44. [S.l.: s.n.], 2015. DOI: [10.1039/c5cs00376h](https://doi.org/10.1039/c5cs00376h).

WILSON, Robert E.; KEITH, P. C.; HAYLETT, R. E. LIQUID PROPANE Use in Dewaxing, Deasphalting, and Refining Heavy Oils. **Industrial Engineering Chemistry**, v. 28, p. 1065–1078, 9 set. 1936. ISSN 0019-7866. DOI: [10.1021/ie50321a022](https://doi.org/10.1021/ie50321a022).