GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO TÉRMICA - GGT

MODELAGEM INTEGRADA DE TERMELÉTRICAS E TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO PARA A NOMEAÇÃO DE CARGAS DE GNL SOB INCERTEZAS OPERATIVAS

LUCAS AFFONSO GUERREIRO (1); JOAQUIM DIAS GARCIA (1); RODRIGO BAGDADI BENOLIEL (1); RAFAEL KELMAN (1); GUILHERME MEIRELLES BODIN DE MORAES (1); VINÍCIUS JUSTEN PINTO (1); YASMINA EL HERI (2); TIAGO ANDRADE (1); SÁVIO DA SILVA RIBEIRO (2)
PSR SOLUÇÕES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA (1); UTE GNA I GERACAO DE ENERGIA S.A. (2)

RESUMO

Contratos de suprimento de energia assinados por usinas termelétricas no Brasil remuneram a produção efetiva e a potência disponibilizada, visando compensar o combustível e o investimento. Um modelo de programação matemática estocástica é proposto para resolver o problema operativo de uma usina termelétrica, que nomeia cargas de GNL trazidas por LNGCs e cuja logística está limitada por condições meteoceanográficas e contratuais. É uma ferramenta flexível para planejamento e análise prescritiva, com implementações em Julia. Resultados do estudo de caso ilustram a operação ótima sob diferentes condições, auxiliando na tomada de decisões eficientes.

PALAVRAS-CHAVE: contratos de suprimento de energia, usinas termelétricas, programação matemática estocástica, cargas de GNL, LNGCs, FSRU, tomada de decisões eficientes

1. Introdução

A integração eficiente de usinas termelétricas e terminais de regaseificação para o agendamento de cargas de GNL (Gás Natural Liquefeito) é um desafio complexo que envolve a consideração de incertezas operacionais e riscos associados. Com o objetivo de abordar esse problema, este projeto de pesquisa e desenvolvimento tem como propósito a criação de um modelo computacional que permita a tomada de decisão adequada no agendamento de cargas de GNL, levando em consideração aspectos contratuais, regulatórios e operacionais tanto do setor de gás natural como do setor de energia elétrica.

1.1. Contexto e Motivação

A crescente demanda por energia elétrica, juntamente com a busca por fontes mais limpas e eficientes, tem impulsionado o aumento do uso de GNL como uma opção viável para a geração de eletricidade em usinas termelétricas. No entanto, a operação eficiente e segura dessas usinas depende de um planejamento cuidadoso do agendamento das cargas de combustível, levando em consideração diversos fatores, como a capacidade de armazenamento nos terminais de regaseificação, as condições contratuais com fornecedores de gás e distribuidoras de energia elétrica, bem como as incertezas relacionadas às condições meteoceanográficas e aos custos operacionais futuros.

De modo geral, um comprador deve tomar uma decisão de chamar um navio de carga de combustível (GNL) que será entregue ao seu empreendimento, que, por sua vez, conta com uma unidade de estocagem e regaseificação de gás, garantindo certa flexibilidade ao sistema. Essa unidade, em seguida, envia o combustível para as térmicas quando são despachadas. Assim, o estudo se apoiará em um sistema com três elementos principais: (i) usinas termoelétricas ligadas à rede; (ii) armazenamento em terra ou na água, *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU) e (iii) um *Liquefied Natural Gas Carrier* e a rede de conectores entre esses elementos. A ideia é detalhar suas características físicas e operacionais de maneira a tornar o modelo mais robusto. A Figura 1 ilustra o fluxo energético.

Figura 1. Esquemático do fluxo energético de um possível estudo

lucasaguerreiro@psr-inc.com

1.2. Desafios e Riscos

No contexto desse projeto, dois riscos principais são identificados. O primeiro é o risco de "vertimento" ou excesso de gás, que ocorre quando a carga de GNL é nomeada, mas não há espaço adequado disponível na Unidade Flutuante de Estocagem e Regaseificação (FSRU, na sigla em inglês) para a sua recepção. Nesse caso, penalidades contratuais podem ser aplicadas pelo fornecedor de gás, ou a geração de energia pelas usinas termelétricas pode ocorrer a um preço menor do que o custo de geração, resultando em exposição financeira indesejada. O segundo risco é a "falta" ou ausência de gás, que ocorre quando as usinas termelétricas estão operando e o estoque de GNL é esgotado antes da chegada de uma nova carga, que pode ou não estar previamente agendada. Nessa situação, penalidades contratuais podem ser aplicadas pelo sistema elétrico e pelas distribuidoras de energia elétrica, além de obrigações regulatórias que podem comprometer a operação do sistema.

1.3. Objetivos

O presente, portanto, estudo visa desenvolver um modelo computacional para o agendamento de cargas de GNL, integrando usinas termelétricas e terminais de regaseificação de forma eficiente. Os objetivos específicos incluem a modelagem abrangente, considerando aspectos contratuais e regulatórios do setor de gás natural, gerenciamento de riscos, analisando vertimentos e falta de gás, e a utilização de técnicas de otimização estocástica para lidar com incertezas operacionais, visando minimizar impactos negativos.

2. Modelagem matemática

A abstração matemática do problema se inicia pela modelagem das restrições físicas e operacionais dos três principais elementos do sistema, levando em conta sua integração e as condições meteoceanográficas que podem limitar o fluxo de combustível entre eles. Essa seção apresentará os detalhes da modelagem desses elementos a partir de uma abordagem determinística, na seção seguinte, portanto, o foco será a incorporação de incertezas e estocasticidade ao problema. Dada à variabilidade das condições meteorológicas, o problema será tratado com resolução horária, enxergando, inicialmente, um horizonte de quatro semanas, período em que as previsões são mais acuradas. Posteriormente o problema será expandido para considerar horizontes mais longos. A tabela 2 lista os símbolos utilizados na modelagem, destacando seus significados e unidades.

Tabela 1. Lista de símbolos utilizados na modelagem

Símbolo	Significado	Unidade
c_j^{ind}	Custo por indisponibilidade de combustível na UTE j	R$
C_j^{comb}	Custo de combustível na UTE j	R$/ m^3
C^d	Custo de demurrage	R$/h
$g_{t,j}$	Geração da UTE j na hora t	MWh
$g_{t,j,l}$	Geração da UTE j na hora t, segmento de consumo l	MWh
$\delta_{t,j}^-$	Energia não suprida (déficit) em relação ao requerimento do operador na hora t e UTE j	MWh
$\delta_{t,j}^+$	Excesso de suprimento de energia em relação ao requerimento do operador na hora t e UTE j	MWh
$G_{t,j}^{op}$	Quantidade de energia que deve ser despachada pela UTE j no tempo t	MWh
$\underline{G}_{i,j}$	Limite mínimo de geração da UTE j quando ligada	MWh
$\overline{G}_{t,j}$	Limite máximo de geração da UTE j quando ligada	MWh
$\overline{GS}_{j,l}$	Geração máxima do segmento de consumo específico	MWh
$CE_{t,j,l}$	Consumo específico do segmento l na UTE j	MMBtu/MWh
v_t^{FSRU}	Volume total de GNL no tempo t na FSRU	m^3
B_t	Boil-off na FSRU no tempo t	m^3
R_t	Re-liq na FSRU no tempo t	m^3
H_t	Consumo de hotel na FSRU no tempo t	m^3
$f_{t,t_c,f}^{C\rightarrow FSRU}$	Fluxo total de GNL do LNGC para a FSRU no tempo t, de chamada em tc e janela em f	m^3/h

$f_t^{FSRU\to P}$	Fluxo de total de GN no tempo t da FSRU para as UTEs	m^3/h
$F^{C\to FSRU}$	Limite de total de fluxo de GNL entre o LNGC e a FSRU	m^3/h
$F^{FSRU\to P}$	Limite de total de fluxo de GN entre a FSRU e a UTE	m^3/h
K_t^c	Constante meteoceanográficas associada à possibilidade da entrada do LNGC no canal	-
K_t^S	Constante meteoceanográficas associada à possibilidade de transferir GN entre FSRU e UTEs	-
$K_{t,t_c,f}^{C\to S}$	Constante meteoceanográficas associada à possibilidade de transferir GNL entre LNGC e FSRU	-
$v_{t,j,tc,f}^C$	Estoque de GNL no LNGC no momento da entrega na hora t, associado a um pedido de carga feito na hora tc e solicitado para a janela f pela térmica j	m^3
$I_{t,j,t_c,f,k}$	Quantidade de GNL sendo carregado na FSRU pelo LNGC no tempo t para a usina j, de chamada em tc com janela f e pedido de ordem k	m^3
$Q_{t_c,f}^{comb}$	Quantidade de combustível disponível no LNGC	m^3
$x_{t,j}^{commit}$	Variável binária de commitment térmico de cada planta. 1 se a UTE j estiver ativa na hora t, 0 caso contrário	-
$x_{t,j,t_c,f}^{demurrage}$	Decisão de manter o LNGC no porto após o término da janela obrigatória. Variável associada a um pedido de carga feito pela UTE j na hora tc e solicitado para a janela f	-
$x_{t,j}^{ind}$	Variável que define se houve falta de combustível na UTE j na hora t. Utilizada para penalizar a indisponibilidade	-
$y_{t,j,l}$	Variável binária auxiliar para modelar curva de consumo específico não convexa da UTE j, na hora t e consumo l	-
$y_{t,j,t_c,f,k}^{call}$	Variável contínua que representa a proporção de combustível de cada térmica j, com pedido feito no tempo tc com janela f e ordem k	-
ψ_j^{ind}	Variável que determina qual segmento de penalidade por indisponibilidade a térmica deveria pagar no problema corrente	-
M_j^{ind}	“Big-M” para custos de indisponibilidade combustível	R$

2.1. Aspectos operativos, contratuais e regulatórios

O sistema objeto do estudo é um empreendimento que engloba usinas térmicas e uma FSRU. A operação das UTEs está sujeita à ordem de despacho de um operador do sistema, levando em conta as informações e restrições declaradas pelas plantas. A operação de estocagem do combustível, por outro lado, é de inteira responsabilidade do empreendimento.

Em linhas gerais, tomada uma decisão de chamado de carga de combustível com o fornecedor, a empresa deve escolher uma janela para recebimento da carga. O fornecedor, por sua vez determina como entregar a carga na janela solicitada. A quantidade de combustível que será entregue muitas vezes não é declarada pelo cliente, mas está dentro de uma faixa pré-estabelecida. A partir do momento em que o carregador chega ao porto, uma série de procedimentos protocolados devem ser feitos, sendo muitos destes limitados pelas condições meteoceanográficas, isto é, caso uma determinada grandeza esteja acima o permitido pelas autoridades responsáveis, a operação não pode ser feita. Além disso, não é comum que os supridores disponibilizem seus navios por muito tempo, há uma determinação de tempo máximo permitida para cada contratante, que caso violada o navio pode ir embora mesmo ainda tendo carga a descarregar. Nesse caso, o cliente paga todo o carregamento, não apenas o que foi recebido.

O problema está formulado de maneira genérica, em que pode haver mais de uma usina térmica, e cada usina com um combustível diferente. Nesse caso, é possível um combustível diferente em aspectos contratuais e financeiros, isso é, ambas são abastecidas com o mesmo gás natural regaseificado do GNL entregue, mas com preços indexados de maneiras distintas. Esse fato é importante a partir do momento em que se deve considerar ainda dois aspectos no problema: (i) ocorrência de empréstimo de combustível entre as plantas: como fisicamente o gás natural é o mesmo, pode ocorrer troca de combustível entre os geradores e (ii) a possibilidade de requerimento das chamadas “cargas *split*”, em que um mesmo LNGC pode trazer combustível para as duas plantas.

A seguir, apresentam-se as características específicas de cada elemento do sistema e a abstração matemática em forma de equações e inequações para sua modelagem.

2.2. Usinas térmicas (UTEs)

Três grandes grupos de restrições podem ser destacados para a modelagem das usinas térmicas: (i) o balanço de geração em cada uma, em que o montante efetivamente gerado pela usina deve atender a ordem de despacho do operador, (ii) o estado de *unit commitment*, que representa o *status* operativo de ligada ou desligada da planta e (iii) o consumo específico de combustível.

2.2.1. Balanço de geração

A restrição diz respeito à geração $g_{t,j}$ de uma determinada usina j em uma hora t. O despacho por mérito das usinas é apontado pelo operador, quando comparado ao CVU das usinas. Portanto, o termo $G_{t,j}^{op}$ representa a quantidade de energia que deve ser despachada por mérito pela usina j na etapa t. Enquanto esta parcela é previsível, há a possibilidade de haver déficits ou superávits de geração por outros motivos, estes são representados, respectivamente, pelos termos $\delta_{t,j}^{-}$ e $\delta_{t,j}^{+}$. Um superavit de geração pode ser proveniente de contratos alternativos, tais como a venda no mercado livre ou a exportação. Por outro lado, o déficit se refere àquela geração ordenada que a usina não pôde entregar. Assim, a geração da usina, somada aquilo que faltou ser gerado, deve ser igual ao despacho total contratado, representado pela soma do despacho por mérito com os despachos por razões alternativas.

$$g_{t,j} + \delta_{t,j}^{-} = G_{t,j}^{op} + \delta_{t,j}^{+} \qquad \forall t \in T, j \in J \qquad (2.1)$$

2.2.2. Estado de unit commitment

Ambas as restrições apresentadas em (2.2) se referem a limites operativos das usinas, que possuem um limite máximo e mínimo de geração, dados por $\overline{G}_{t,j}$ e $\underline{G}_{t,j}$,respectivamente. Ao mesmo tempo, devido à razões técnicas, é possível que uma usina precise estar ligada ou desligada independente de sua demanda por despacho, modelado por $x_{t,j}^{commit}$. Ela pode possuir um tempo mínimo de acionamento após a partida, ou um tempo mínimo de permanência desligada antes de um novo acionamento.

$$\begin{aligned} g_{t,j} &\leq \overline{G}_{t,j} \cdot x_{t,j}^{commit} && \forall t \in T, j \in J \\ g_{t,j} &\geq \underline{G}_{i,j} \cdot x_{t,j}^{commit} && \forall t \in T, j \in J \end{aligned} \qquad (2.2)$$

2.2.3. Curva de consumo específico de combustível

Como a eficiência de uma usina não é a mesma para diferentes níveis de operação, existe uma curva de consumo específico que busca representar essa variação de eficiência em função da geração. No modelo, essa curva é aproximada como uma curva linear por partes, podendo conter até l segmentos. Cada segmento representa uma aproximação linear do consumo específico da usina em determinada faixa de operação. Os segmentos são cumulativos, ou seja, conforme a geração se incrementa, mais segmentos serão ativados ordenadamente, preservando os anteriores. No caso de uma curva não convexa, a modelagem envolve variáveis binárias. As equações (2.3) e (2.4) mostram a modelagem genérica dessa restrição, onde $g_{t,j,l}$ representa a geração térmica de cada segmento, $\overline{GS}_{j,l}$ corresponde à máxima geração do segmento de consumo específico e $y_{t,j}$ é uma variável binária para mostrar qual segmento está ativo.

$$g_{t,j} = \sum\nolimits_{l \in L} g_{t,j,l} \qquad \forall t \in T, j \in J \qquad (2.3)$$

$$\begin{aligned} g_{t,j,l} &\leq \overline{GS}_{j,l} \\ g_{t,j,l-1} &\geq y_{t,j,l-1} \cdot \overline{GS}_{j,l-1} && \forall t \in T, j \in J \\ g_{t,j,l} &\leq y_{t,j,l-1} \cdot \overline{GS}_{j,l} \end{aligned} \qquad (2.4)$$

2.3. Floating Storage Regasification Unit (FSRU)

A FSRU é o elemento intermediário da cadeia energética do objeto do estudo. Ela recebe combustível do LNGC, estoca em forma de gás liquefeito e, quando as usinas são despachadas, regaseifica o gás e envia para as plantas. De modo análogo, pode-se representar uma unidade de armazenamento e regaseificação em terra.

2.3.1. Balanço de combustível

O balanço de combustível envolve toda a entrada de GNL pelo carregador, as perdas operativas e o envio de gás para as plantas, como mostra a restrição (2.5), onde v_t^{FSRU} é o volume de combustível na FSRU em uma etapa t, B_t e R_t são os processos de *boil-off* e regaseificação e H_t é o consumo interno da embarcação. Além disso, $f_{t,t_c,f}^{C\rightarrow FSRU}$ representa o fluxo de combustível do carregador para a FSRU e $f_t^{FSRU\rightarrow P}$ o fluxo de combustível da FSRU para as plantas.

$$v_{t+1}^{FSRU} = v_t^{FSRU} - (B_t + R_t + H_t) + \sum\nolimits_{f \in F, t_c \in T_{call}} f_{t,t_c,f}^{C\rightarrow FSRU} - f_t^{FSRU\rightarrow P} \qquad \forall t \in T \qquad (2.5)$$

Além disso, o volume armazenado de combustível deve estar dentro de uma faixa operativa permitida, apresentada na restrição (2.6). $\underline{v}^{FSRU}$ e $\overline{v}^{FSRU}$ são, respectivamente, os volumes máximo e mínimo da FSRU.

$$\underline{v}^{FSRU} \leq v_t^{FSRU} \leq \overline{v}^{FSRU} \qquad \forall t \in T \qquad (2.6)$$

Sobre os limites de regaseificação para envio para as plantas, assume-se que a capacidade atual da FSRU seja suficiente para satisfazer quaisquer cenários de despacho.

2.3.2. Envio de gás natural para as UTEs

A restrição declara que o fluxo de gás natural que entra em uma usina em uma determinada hora depende da geração dessa usina no mesmo momento. O fluxo de GN para a UTE será a exata quantidade que essa necessita para gerar energia. A relação entre o fluxo e a geração será descrita por uma função linear por partes em (2.7):

$$f_{t,j}^{FSRU\rightarrow P} = \sum_{l \in L} CE_{t,j,l} \cdot g_{t,j,l} \qquad \forall t \in T, j \in J \qquad (2.7)$$

Na restrição $CE_{t,j,l}$ mostra o consumo específico da planta para um segmento linear l da curva.

Vale ressaltar que a operação de envio de gás para a UTE também é limitada pelas condições meteoceanográficas do momento analisado, caso o armazenamento seja na água como uma FSRU. Dessa forma, adiciona-se à modelagem um parâmetro K que indica a possibilidade ou não de aquela operação ser realizada naquele momento. A restrição de capacidade máxima de envio de combustível está mostrada em (2.8). A construção desses parâmetros será discutida com mais detalhes nas seções seguintes.

$$0 \leq \sum_{j \in J} f_{t,j}^{FSRU\rightarrow P} \leq F^{FSRU\rightarrow P} \cdot K_t^S \qquad \forall t \in T \qquad (2.8)$$

2.4. Liquefied Natural Gas Carrier (LNGC)

A seguir iremos detalhar a modelagem das restrições que representam a operação do LNGC. Observe que as restrições variam de acordo com o número de UTEs, isso ocorre porque apesar de ser o mesmo GNL no tanque do LNGC é possível que determinadas frações do GNL sejam valoradas por indexadores diferentes. A modelagem do LNGC também varia em duas dimensões, os conjuntos T_{call} e F. O conjunto T_{call} representa as horas em que se deve tomar a decisão de nomeação de carga, os estágios pertencentes a esse conjunto estão simbolizados por t_c. Se o modelo for usado para modelar a operação em horizonte horário um mês a frente o conjunto T_{call} poderá ter as quartas-feiras às 15h de todas as semanas do horizonte do modelo por exemplo, ou seja, o momento efetivo que a decisão deve ser tomada.

O conjunto F representa o conjunto de horas de início da janela de F_1 dias que deve ser informada para o supridor de GNL para que ele possa informar qual é a janela de F_2 dias dentro da janela informada pelo comprador em que o supridor pretende realizar a entrega. Com restrições para cada um dos elementos dos conjuntos T_{call} e F o modelo é capaz de informar se é necessário ou não nomear uma carga em uma determinada semana e qual é a janela de F_1 dias que deveria ser informada para o supridor.

2.4.1. Balanço de combustível no LNGC

Para todo tempo anterior ao início do abastecimento do LNGC, indicado pelo conjunto $T_{t_c,j,f}^{nc}$, o volume virtual no carrier deve ser nulo, como na equação (2.9). Além disso, é definida a variável $I_{t,j,t_c,f,k}$ para representar uma entrada de combustível disponível para o abastecimento pelo LNGC. Essa variável está limitada pela decisão $y_{t,j,t_c,f,k}^{call}$ e pelo parâmetro K_t^c, como exibe (2.10).

A limitação pela variável $y_{t,j,t_c,f,k}^{call}$ indica que só haverá combustível disponível para o abastecimento da FSRU se for tomada a decisão de realizar a nomeação de carga (completa ou split). Caso contrário não é possível ter mais GNL disponível para abastecimento da FSRU. A limitação pelo parâmetro K_t^c indica que o combustível só estará disponível a partir do momento de chegada do LNGC no ponto de transferência de combustível com o tanque. Esse parâmetro vale 1 única e exclusivamente quando o LNGC chega ao ponto de transferência e 0 em todos os outros momentos. Uma vez que o LNGC chegou ao ponto de transferência de combustível o valor de $I_{t,j,t_c,f,k}$ é a quantidade de combustível presente no seu tanque, representada por $Q_{t_c,f}^{comb}$. Esta quantidade pode vir de um sorteio de variável aleatória se considerarmos que não se sabe a priori quanto combustível virá em cada chamado.

Para os tempos subsequentes, o volume virtual do carregador ($v_{t,j,tc,f}^C$) é dado pela equação (2.11). O volume do LNGC deve estar limitado às suas capacidades físicas de armazenamento, equação (2.12). O fluxo de GNL entre o carregador e o tanque deve respeitar limites físicos de operação como descreve a restrição (2.13).

Após a partida do LNGC, definida pelo conjunto de tempos $T_{t_c,j,f}^{cl}$, o abastecimento do tanque deve ser interrompido, mesmo que haja volume disponível no carrier. Isso é determinado pela equação (2.14) que modela o fim do abastecimento.

$$v_{t,j,tc,f}^C = 0 \qquad \forall t \in T_{tc,j,f}^{nc}, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F \qquad (2.9)$$

$$I_{t,j,t_c,f,k} = y^{call}_{t,j,t_c,f,k} \cdot K^c_t \cdot Q^{comb}_{t_c,f} \qquad \forall t \in T, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F \qquad (2.10)$$

$$v^C_{t+1,j,tc,f} = v^C_{t,j,tc,f} + \sum\nolimits_{k \in K} I_{t,j,t_c,f,k} - f^{C \to FSRU}_{t,j,t_c,f} \qquad \forall t \in T, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F \qquad (2.11)$$

$$\underline{v}^C \leq v^C_t \leq \overline{v}^C \qquad \forall t \in T \qquad (2.12)$$

$$0 \leq \sum\nolimits_{j \in J} f^{C \to FSRU}_{t,j} \leq F^{C \to FSRU} \cdot K^{C \to S}_{t,t_c,f} \qquad \forall t \in T, t_c \in T_{call}, f \in F \qquad (2.13)$$

$$f^{C \to FSRU}_{t,j,t_c,f} = 0 \qquad \forall t \in T^{cl}_{t_c}, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F \qquad (2.14)$$

2.4.2. Continuidade de abastecimento no período de *demurrage*

O LNGC pode continuar o abastecimento em um período de sobre estadia condicionado ao pagamento de uma taxa chamada *demurrage*. Entretanto, uma vez que o LNGC decida parar o abastecimento ele não pode voltar a abastecer o tanque. A restrição (2.15) garante que uma vez que a decisão de interromper o abastecimento durante o período de sobre estadia, com pagamento de *demurrage*, seja tomada ele não pode voltar atrás.

$$x^{demurrage}_{t+1,j,t_c,f} \leq x^{demurrage}_{t,j,t_c,f} \qquad \forall t \in T, j \in J \qquad (2.15)$$

Chama-se a atenção para o fato de que a aplicação do *demurrage* se refere a cada LNGC, identificado este pela hora t_c de sua nomeação e janela f de chegada. Por isso a variável de estado $x^{demurrage}_{t+1,j,t_c,f}$ conta também com esses subscritos.

2.5. Modelagens adicionais

É necessário considerar que a operação de atracamento do LNGC não é instantânea e depende da disponibilidade de agentes do porto e da demora de procedimentos. Na entrada do canal é preciso que um prático assuma o comando do LNGC e de rebocadores que o movam de fato. Os rebocadores devem ser agendados com antecedência, porém podem ser cancelados a qualquer momento para atender outros usuários. Os práticos também devem ser agendados e dependem da disponibilidade dos rebocadores para realizar o atracamento e podem acusar que o mar não está em condições adequadas para tal no momento. Devido à complexidade do modelo, escolheu-se uma modelagem simplificada para essas restrições, de maneira que os valores de atraso do LNGC derivados desses processos seriam sorteados conforme médias conhecidas.

2.6. Condições meteoceanográficas

Para a operação das usinas, é necessário um fluxo do combustível do carregador para a FSRU e da FSRU para as usinas, não necessariamente de forma simultânea. Esses transportes podem ser divididos em três estágios básicos, cada um dos quais está associado a uma variável binária que varia no tempo: o trajeto do LNGC no canal de abastecimento e sua disponibilidade de estar acoplado a FSRU (K^C_t), a transferência de GNL do LNGC para a FSRU ($K^{C \to S}_t$), e por último a transferência de GNL para as usinas (K^S_t). Esse transporte pode ser possível ou não dependendo do valor das variáveis meteoceanográficas no momento em questão, o que refletirá no valor das variáveis K_t associadas, que será 1 caso seja possível e 0 caso contrário.

Especificamente, essas variáveis são a velocidade do vento e das correntes, o tamanho das ondas e a maré. Além disso, o horário de operação do porto e dos agentes de atracamento também devem ser levados em conta. Observe que basta um parâmetro ser analisado acima do limite para que a operação associada não seja possível.

2.7. Função objetivo

A função objetivo, mostrada em (2.16), é definida como a minimização dos custos. Ou seja, todos os termos que representam custo serão termos positivos, enquanto termos que representam receitas serão negativos. A escolha foi feita por mera conveniência e é arbitrária, é possível inverter todos os sinais de cada um dos termos e converter o problema em um modelo de otimização de receitas totalmente equivalente do ponto de vista matemático. Alguns elementos da função objetivo são representados por variáveis auxiliares em lugar termos explícitos devido a não linearidades.

$$\min - \sum_{t,j} PLD_t \cdot \delta^+_{t,j} + \sum_{t,j} PLD_t \cdot \delta^-_{t,j} - \sum_{t,j} CVU_{t,j} \cdot g_{t,j} + \sum_{t,j,t_c,f,k} C^{comb}_j \cdot I_{t,j,t_c,f,k} + \sum_{t,j,t_c,f} C^d \cdot x^{demurrage}_{t,j,t_c,f} + \sum_j c^{ind}_j \qquad (2.16)$$

2.7.1. Receita por geração fora do despacho

A expressão de receita por geração adicional fora do despacho é $\sum_{t,j} PLD_t \cdot \delta^+_{t,j}$.

2.7.2. Custo por déficit de geração

A expressão do custo por déficit de geração é $\sum_{t,j} PLD_t \cdot \delta^-_{t,j}$.

2.7.3. Receita por geração ordenada pelo ONS

A expressão da receita por geração ordenada pelo ONS é dada por $\sum_{t,j} CVU_{t,j} \cdot g_{t,j}$. que remunera a térmica pelo produto do CVU da UTE com a geração entregue dentro do despacho.

2.7.4. Custo de carregamento de combustível

A expressão do custo de carregamento de combustível é dada por $\sum_{t,j,t_c,f,k} C_j^{comb} \cdot I_{t,j,t_c,f,k}$ que é a soma do produto do custo de combustível de cada térmica (dependente do índice de mercado a qual a compra de combustível está associada e da titulação da geração em questão) pela quantidade de combustível entregue pelo LNGC. Vale lembrar que a variável $I_{t,j,t_c,f,k}$ só pode ser não negativa no momento da entrega de uma carga (na hora t) que por sua vez só pode ocorrer se esta houver sido solicitada previamente em t_c para a UTE j, para a janela f.

2.7.5. Custo de *demurrage*

A expressão do custo de demurrage é dada por $\sum_{t,j,t_c,f} C^d \cdot x_{t,j,t_c,f}^{demurrage}$, que depende do número de horas que o navio ficou abastecendo mesmo após o fim do término do período estipulado sem custos adicionais de *demurrage*, caso haja esta restrição.

2.7.6. Custo de indisponibilidade de combustível

O custo por indisponibilidade de combustível é dado pela soma das variáveis c_j^{ind}. Essa variável segue a regra descrita em regulação do setor elétrico (Resolução Normativa ANEEL nº 1.029 de 25 de julho de 2022) por:

$VS(m) = 0;$	se $0 \leq ind(m) < 10\%$
$VS(m) = (0{,}75 \cdot ind(m) - 0{,}075) \cdot CVU \cdot ENS(m);$	se $10\% \leq ind(m) < 50\%$
$VS(m) = 30\ \% \cdot CVU \cdot ENS(m);$	se $ind(m) \geq 50\%$

Onde:

- $VS(m)$ = Valor da Sanção, no mês m, expressa em R$.
- $ind(m)$ = Soma das indisponibilidades totais ou parciais da termelétrica, em decorrência da falha no suprimento de combustível, conforme apuração do ONS, no mês m (em %).
- CVU = Custo Variável Unitário da usina termelétrica, no mês m, expresso em R$/MWh, constante no CCEAR – Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado ou, inexistindo CCEAR, conforme valor aprovado pela ANEEL.
- $ENS(m)$ = Energia Não Suprida, em decorrência da falha no suprimento de combustível, conforme apuração do ONS, no mês m, expressa em MWh.

Essas restrições foram transformadas para serem incorporadas ao problema de otimização em questão. No modelo a expressão $\sum_j c_j^{ind}$. é equivalente ao termo $VS(m)$ e a representação das regras descritas com palavras se tornam as seguintes restrições (2.17), (2.18), (2.19) e (2.20):

$$\delta_{t,j}^{-} \leq \overline{G}_{t,j} \cdot x_{t,j}^{ind} \qquad \forall t \in T, j \in J \qquad (2.17)$$

$$c_j^{ind} \geq 0 \qquad \forall j \in J \qquad (2.18)$$

$$c_j^{ind} \geq \left(0{,}75 \cdot \left(\sum_{t \in T_m} \left(\frac{x_{t,j}^{ind}}{\#h}\right) + \frac{n_j^{ind}}{\#h}\right) - 0{,}075\right) \cdot \sum_{t \in T_m} CVU_{t,j} \cdot \delta_{t,j}^{-} - M_j^{ind} \psi_j^{ind} \qquad \forall j \in J \qquad (2.19)$$

$$c_j^{ind} \geq -M_j^{ind}\left(1 - \psi_j^{ind}\right) + 0{,}3 \cdot \sum_{t \in T_m} CVU_{t,j} \cdot \delta_{t,j}^{-} \qquad \forall j \in J \qquad (2.20)$$

A primeira restrição acopla, (2.17), a variável $\delta_{t,j}^{-}$ à variável $x_{t,j}^{ind}$ que funciona como um contador do número de horas em que a UTE j não conseguiu atender à demanda do ONS por falta de combustível. As demais restrições descrevem as regras de contabilização dos custos em cada faixa do tempo que a térmica ficou indisponível. A restrição (2.18) garante que o custo é sempre maior ou igual a zero. A restrição (2.19) garante que sempre que o tempo de indisponibilidade estiver entre 10% e 50% das horas do mês corrente o custo apropriado à essa faixa será pago. Observe que neste termo existe um parâmetro n_j^{ind} que representa a quantidade de horas indisponíveis do mês corrente que aconteceram antes de executar o modelo matemático. Isso permite que rodadas feitas na última semana tenham uma representação adequada dos custos por falta de combustível nos meses. Observa-se que se a usina estiver indisponível no último instante de tempo do mês corrente, a indisponibilidade será acumulada para o mês seguinte. A terceira parcela garante que sempre que o tempo de indisponibilidade for maior que 50% das horas do mês corrente o custo associado a ele será pago. As restrições contam com termos conhecidos como “Big-M” na literatura de programação matemática. Os termos M_j^{ind} estão multiplicando a variável ψ_j^{ind} que representa em qual dos segmentos de custo a variável c_j^{ind} se encontra. Quando ψ_j^{ind} vale 0 o custo da penalidade por falta de combustível está na faixa de 10% a 50% de tempo indisponível dentro do mês. Quando a variável vale 1, o custo da penalidade por falta de combustível está na faixa de mais de 50% das horas do mês indisponível. É importante notar que se houver um período de indisponibilidade contínuo que começa no final do mês corrente e termina no mês seguinte, o número de horas indisponível no mês seguinte não é zerado na virada do mês. O último período de indisponibilidade, mesmo que tenha ocorrido no mês anterior vai para a contabilidade de instantes indisponíveis no mês seguinte.

3. Modelo estocástico simplificado

Como mencionado, devido à incerteza inerente ao problema devido às condições meteoceanográficas, o modelo proposto foi estendido para um modelo de programação estocástica multiestágio para considerar esta incerteza.

A árvore de cenários foi gerada através de uma árvore de incertezas multiramificada. Árvores multiramificadas foram estudadas em Hespanhol (2014) e mais recentemente em Aranha et al (2022). A seguir, apresentamos o modelo estocástico. Note que é bem parecido com o modelo determinístico da seção anterior, mas com índices de cenários $s \in \varsigma$ e uma restrição adicional (3.17) de não antecipatividade obrigando as variáveis de compra $y_{t,j,t_c,f,k,s}^{call}$ a serem iguais a uma variável de decisão única $\hat{y}_{t,j,t_c,f,kn}^{call}$ para todos os cenários e períodos que pertencem ao *cluster* n na árvore multiramificada. O conjunto $(t,s) \in C(n)$ definido para cada *cluster* n define os pares ordenados de períodos e cenários que tem que concordar para cada *cluster*.

$$\min -\sum_{t,j,s} PLD_t \cdot \delta_{t,j,s}^{+} + \sum_{t,j,s} PLD_t \cdot \delta_{t,j,s}^{-} - \sum_{t,j,s} CVU_{t,j} \cdot g_{t,j,s} + \sum_{t,j,t_c,f,k,s} C_j^{comb} \cdot I_{t,j,t_c,f,k,s} + \sum_{t,j,t_c,f,s} C^d \cdot x_{t,j,t_c,f,s}^{demurrage} + \sum_{j,s} c_{j,s}^{ind} \quad (3.1)$$

$$g_{t,j,s} + \delta_{t,j,s}^{-} = G_{t,j,s}^{op} + \delta_{t,j,s}^{+} \qquad \forall t \in T, j \in J, s \in \varsigma \quad (3.2)$$

$$g_{i,j,s} \leq \overline{G}_{i,j} \cdot x_{i,j,s}^{commit} \qquad \forall t \in T, j \in J, s \in \varsigma \quad (3.3)$$

$$g_{t,j,s} = \sum\nolimits_{l \in L,s} g_{t,j,l,s} \qquad \forall t \in T, j \in J, s \in \varsigma \quad (3.4)$$

$$g_{t,j,l,s} \leq \overline{GS}_{j,l,} \qquad \forall t \in T, j \in J, s \in \varsigma \quad (3.5)$$

$$g_{t,j,l-1,s} \geq y_{t,j,l-1,s} \cdot \overline{GS}_{j,l-1}$$

$$g_{t,j,l,s} \leq y_{t,j,l-1,s} \cdot \overline{GS}_{j,l}$$

$$v_{t+1,s}^{FSRU} = v_{t,s}^{FSRU} - (B_t + R_t + H_t) + \sum\nolimits_{f \in F, t_c \in T_{call}} f_{t,t_c,f,s}^{C \to FSRU} - f_{t,s}^{FSRU \to P} \qquad \forall t \in T, s \in \varsigma \quad (3.6)$$

$$\underline{v}^{FSRU} \leq v_{t,s}^{FSRU} \leq \overline{v}^{FSRU} \qquad \forall t \in T, s \in \varsigma \quad (3.7)$$

$$f_{t,j,s}^{FSRU \to P} = \sum\nolimits_{l \in L} CE_{t,j,l} \cdot g_{t,j,l,s} \qquad \forall t \in T, j \in J, s \in \varsigma \quad (3.8)$$

$$0 \leq \sum\nolimits_{j \in J} f_{t,j,s}^{FSRU \to P} \leq F^{FSRU \to P} \cdot K_{t,s}^{S} \qquad \forall t \in T, s \in \varsigma \quad (3.9)$$

$$v_{t,j,tc,f,s}^{C} = 0 \qquad \forall t \in T_{tc,j,f}^{nc}, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F, s \in \varsigma \quad (3.10)$$

$$I_{t,j,t_c,f,k,s} = y_{t,j,t_c,f,k,s}^{call} \cdot K_{t,s}^{c} \cdot Q_{t_c,f,s}^{comb} \qquad \forall t \in T, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F, s \in \varsigma \quad (3.11)$$

$$v_{t+1,j,tc,f,s}^{C} = v_{t,j,tc,f,s}^{C} + \sum\nolimits_{k \in K} I_{t,j,t_c,f,k,s} - f_{t,j,t_c,f,s}^{C \to FSRU} \qquad \forall t \in T, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F, s \in \varsigma \quad (3.12)$$

$$\underline{v}^{C} \leq v_{t,s}^{C} \leq \overline{v}^{C} \qquad \forall t \in T, s \in \varsigma \quad (3.13)$$

$$0 \leq \sum\nolimits_{j \in J} f_{t,j,s}^{C \to FSRU} \leq F^{C \to FSRU} \cdot K_{t,t_c,f,s}^{C \to S} \qquad \forall t \in T, t_c \in T_{call}, f \in F, s \in \varsigma \quad (3.14)$$

$$f_{t,j,t_c,f,s}^{C\rightarrow FSRU} = 0 \qquad \forall t \in T_{t_c}^{cl}, j \in J, t_c \in T_{call}, f \in F, s \in \varsigma \qquad (3.15)$$

$$x_{t+1,j,t_c,f,s}^{demurrage} \leq x_{t,j,t_c,f,s}^{demurrage} \qquad \forall t \in T, j \in J, s \in \varsigma \qquad (3.16)$$

$$y_{t,j,t_c,f,k,s}^{call} = \hat{y}_{t,j,t_c,f,k,n}^{call} \qquad \forall, j \in J, n \in N, (t,s) \in C(n) \qquad (3.17)$$

3.1. Estratégia de *Progressive Hedging*

O tamanho do problema do equivalente determinístico sofre do problema da maldição das dimensionalidades. Isto é o tamanho do problema fica computacionalmente intratável conforme o número de cenários e estágios aumentam para ser solucionado como um problema único. Com isso em mente, foi proposto uma solução por *Progressive Hedging* (PH) (Rockafellar e Wets,1991) (Watson e Woodruff, 2011) aplicada a estrutura de árvores ramificadas para solucionar problemas de tamanho real como um desenvolvimento possível.

O estudo de caso na próxima seção é suficientemente pequeno e o PH não foi necessário para resolvê-lo, mas é um desenvolvimento futuro necessário para resolver instâncias maiores.

4. Estudo de caso

Fez-se um estudo de caso reduzido considerando uma janela de chamada para o LNGC de duas semanas com 50 possíveis cenários de diferentes condições meteoceanográficas, valores de CVU, PLD e volume de combustível entregue pelo carrier. A UTE modelada para o estudo possui capacidade de geração de 1300 MW e consumo específico de 6 MMBTU/MW. Em todos os cenários, ela foi considerada já ativa no seu máximo de geração e com uma demanda constante de 1300 MW. Foi escolhida a existência de tancagem *off-shore*, ou seja, utilização de uma FSRU. A FSRU do estudo possui um reservatório de 6 TBTU e um armazenamento inicial de 0,5 TBTU.

Este estudo tem como objetivo avaliar o problema estocástico (rodada 1) e compará-lo com os mesmos cenários tratados como determinísticos sem fixar chamado (rodada 2) e fixando chamado (rodada 3) a partir da decisão encontrada em um dos cenários. Aqui será avaliada a média da função objetivo para cada uma dessas três rodadas.

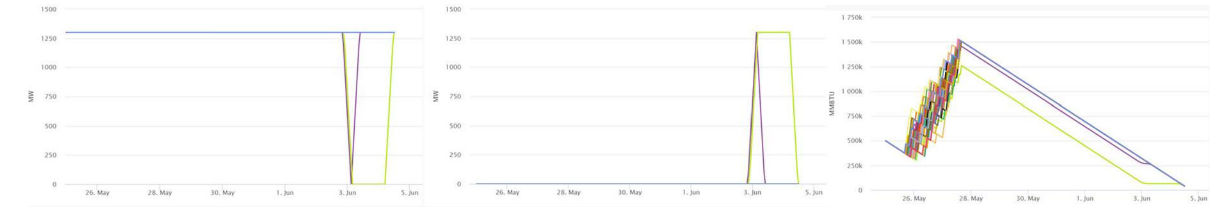
A alocação das janelas de chamado é feita pelo problema de otimização de modo a minimizar as taxações por indisponibilidade de combustível buscando atender ao máximo a demanda de geração, ou seja, obter a maior receita por geração e as menores penalidades por indisponibilidade de geração. Além disso, informa níveis de volume da FSRU, fluxo entre o armazenamento e a UTE, geração e déficit de geração. A figura 2 apresenta geração térmica, déficit e volume de GNL disponível na FSRU para o estudo estocástico com 50 cenários.

Percebe-se, a partir do aumento nos volumes da FSRU, que os diferentes cenários concordam na decisão da janela de alocação da chegada de LNGC na primeira chamada. Isso porque a árvore de decisões ainda não foi ramificada e, devido à não antecipatividade, as decisões em um mesmo nó devem concordar. Já para os demais chamados, cada nó segue a mesma decisão da janela, mas não necessariamente concordam na decisão com os outros nós.

Outro comportamento que cabe destacar é que o déficit na geração para alguns cenários aconteceu mesmo com disponibilidade de combustível na unidade de armazenamento. Isso ocorreu devido às condições meteocenográficas que impossibilitaram a transferência de combustível entre a FSRU e a UTE.

Já a comparação entre as rodadas mostra um custo médio de 550 mil unidades monetárias para o estocástico, -3040 mil para a rodada do determinístico sem fixar chamado e 1360 mil para o determinístico com chamados fixos. A rodada 1 possui um custo intermediário, uma vez que incorpora incertezas para a tomada das decisões. A rodada 2 considera conhecimento exato do que acontecerá para a tomada de decisão, o que reflete no menor custo de todos as rodadas analisadas. O sinal negativo se refere ao lucro na operação, ou seja, a receita de geração é maior do que os custos de combustível e indisponibilidade de geração. Finalmente, a rodada 3 apresenta o maior custo, tendo em vista que a decisão foi fixada a partir de uma falsa hipótese.

A diferença entre a rodada 1 e 2 (3590 mil) é o valor esperado da informação perfeita. Isto é, o quanto valeria pagar para se ter mais certeza de qual cenário vai acontecer. A diferença entre as rodadas 1 e 3 (810 mil) é o valor da solução estocástica. Isto é, o quanto usar programação estocástica melhora em média a solução comparado a usar apenas um cenário determinístico para a tomada de decisão.



(a) Geração térmica (b) Déficit de geração térmica (c) Volume de GNL na FSRU

Figura 2. Resultados por cenário no estudo estocástico

5. Conclusões

O modelo computacional logrou em incorporar a consideração de incertezas na tomada de decisão de nomeações de cargas de GNL. Por meio de um modelo estocástico, resolve-se um problema operativo de usinas termelétricas com tanques de armazenamento e unidades de regaseificação, cujo combustível é abastecido por carregadores, os chamados LNGCs. Por ser uma ferramenta que permite incluir incertezas operativas na forma de cenários, garante uma decisão mais robusta. A partir do estudo de caso, observa-se a vantagem de um modelo estocástico em detrimento de um determinístico ao comparar a solução determinística com a decisão tomada sob incertezas.

6. Referências

Pedro Hespanhol. Metodologia para seleção de estruturas de arvores de cenários. PUC-Rio, 2014

Aranha, A. S.; Street, A.; Fernandes, C.; Granville, S. Risk-constrained optimal dynamic trading strategies under short- and long-term uncertainties. IEEE Transactions on Power Systems, 2022

Rockafellar, R.T. and Wets, R.J.B. Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty. Mathematics of operations research, 16(1), pp.119-147. 1991

Jean-Paul Watson and David L Woodruff. Progressive hedging innovations for a class of stochastic mixed-integer resource allocation problems. Computational Management Science, 8(4):355, 2011

DADOS BIOGRÁFICOS

(1) LUCAS AFFONSO GUERREIRO
Lucas Affonso Guerreiro é graduado em Engenharia Mecânica pela PUC-Rio e desde 2020 trabalha na PSR na área de desenvolvimento de software e modelos aplicados ao setor energético, em especial em ferramentas de planejamento de expansão. Além disso, tem experiência no setor de Óleo & Gás, onde trabalhou por um ano e meio com modelagem e simulação termo-hidráulica de dutos. Seus principais interesses são problemas de otimização aplicados no setor energético, transição energética e a integração entre o setor elétrico e o setor e gás natural.

(2) JOAQUIM DIAS GARCIA
Joaquim Dias Garcia ingressou na PSR em 2015. Ele divide seu tempo entre: pesquisa e desenvolvimento de metodologias avançadas em otimização estocástica, modelos de equilíbrio e técnicas de reinforcement learning para aplicações de grande porte em mercados de energia; desenvolvimento de novos sistemas computacionais; e contribuições para o ecossistema JuMP, do qual é um dos 5 core developers, na linguagem Julia. Ele tem doutorado em pesquisa operacional e graduação em engenharia elétrica e em matemática pela PUC-Rio, Brasil. Também cursou um ano na UC Santa Barbara, onde trabalhou com sistemas dinâmicos e controle.

(3) RODRIGO BAGDADI BENOLIEL
Desde 2021 na PSR, faz parte do desenvolvimento de projetos de P&D e de produtos computacionais. Participa da criação ou melhoria de modelos para melhor representação de sistemas energéticos ou para fins de previsão, simulação e otimização. Formação acadêmica: Estudante de graduação em Engenharia Elétrica – UFRJ. Experiência Profissional: Modelagem computacional de sistemas elétricos. Análise e tratamento de dados. Desenvolvimento de ferramentas e modelos computacionais.

(4) RAFAEL KELMAN
Rafael Kelman é diretor-executivo da PSR onde atua desde 1997. Lidera, em mais de 30 países, estudos nas áreas de descarbonização, tecnologias para a transição energética, recursos hídricos, planejamento energético, viabilidade de projetos e estudos de mercado. É líder de atividades de inovação e coordena projetos de P&D e modelos computacionais. É consultor para o Banco Mundial, BID e outras instituições multilaterais. Foi diretor da ABRHidro e professor convidado da UFRJ. É instrutor e palestrante em eventos setoriais, cursos e seminários. Graduado em Engenharia Civil pela UFRJ, mestre em Recursos Hídricos e DSc em Engenharia de Sistemas pela COPPE.

(5) GUILHERME MEIRELLES BODIN DE MORAES
Guilherme Bodin possui graduação e mestrado em engenharia elétrica pela PUC-Rio e master of science em engenharia generalista pela École Centrale de Marseille. Guilherme já trabalhou em projetos de P&D do setor elétrico brasileiro construindo ferramentas analíticas baseadas em métodos de otimização e análise de séries temporais. Guilherme é autor e co-autor de 5 artigos em publicações especializadas e apresentou trabalhos em congressos nacionais e internacionais nas áreas de otimização e análise de séries temporais (INFORMS Annual Meeting, SIAM-Opt, ISF, SNPTEE, SBPO e JuliaCon).

(6) VINÍCIUS JUSTEN PINTO
Desde 2022 na PSR, atua no desenvolvimento de modelos matemáticos e suporte aos softwares da empresa. Formação Acadêmica: Bacharelando em Engenharia Elétrica – UFRJ. Experiência Profissional: Estudo de sistemas dinâmicos. Desenvolvimento de instrumentos virtuais para medidas elétricas. Participação no desenvolvimento de modelos computacionais no setor de energia.

(7) YASMINA EL HERI
Yasmina El-Heri é mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense com conclusão dos estudos em 2021. Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense com foco em sistemas de potência desde 2015. Desde o início de carreira vem atuando na área de estudos energéticos, regulação e comercialização de energia. Experiência: GNA - Gás Natural Açu (4 anos e 11 meses) Especialista de Regulação e Inteligência de Mercado.

(8) TIAGO ANDRADE
Tiago Andrade é doutor em engenharia de produção pela PUC-Rio com um período sanduíche no RMIT. Ele ingresssou na PSR em 2018. Desde então atuou tanto na área de pesquisa e desenvolvimento quanto na área de desenvolvimento de softwares de tomada de decisão baseados em otimização. Antes de ingressar na PSR, trabalhou entre 2012 e 2018 no Tecgraf. Tem experiência acadêmica e profisssional nas áreas de programção inteira, programação linear, programação não-linear, e programação estocástica.

(9) SÁVIO DA SILVA RIBEIRO
Sávio Ribeiro Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida, com foco em sistemas de potência, desde 2021. No setor de energia elétrica desde 2019, vem atuando nas áreas de estudos energéticos e comercialização de energia. Experiência: GNA - Gás Natural Açu (1 ano) Analista de Inteligência de Mercado. Elera Renováveis (2 anos e 11 meses) Analista de Estudos de Mercado.