



CONSULTA PÚBLICA MME Nº 151 DE 16/06/2023

Consulta Pública sobre aprimoramentos metodológicos propostos pela CPAMP para o Ciclo 2022/2023

Contribuições da ENGIE BRASIL ENERGIA

A ENGIE Brasil Energia (“ENGIE”) cumprimenta este Ministério e vem por meio desta apresentar sua contribuição à proposta em Consulta Pública que trata dos aprimoramentos metodológicos propostos pela CPAMP para o ciclo 2022/2023. De princípio, manifestamos nossa posição de que o aprimoramento dos modelos computacionais deve ser um objetivo permanente, de forma a aproximar o processo de formação do preço de energia com a operação do sistema.

Destaca-se que o setor elétrico brasileiro passa por um momento único, extremamente propício para a implementação de melhorias. O término de uma série de subsídios para determinadas fontes e modelos de negócios, combinado com a contratação mandatória de determinados empreendimentos inflexíveis, tem levado o sistema a um contexto de sobreoferta estrutural. Esta sobreoferta está evidenciada no PDE 2031, que indica preços em torno do valor mínimo regulatório ao menos até meados de 2031 em seu caso de referência.

Enquanto este cenário de preços traz sérios desafios para as atividades de geração e comercialização de energia, ele também constitui um ambiente ideal para discussões profundas sobre a formação de preços baseadas na boa técnica. Isto, porque os resultados financeiros dos próximos anos dos agentes guardam pouca relação com os aprimoramentos metodológicos discutidos, uma vez que a sobreoferta é tamanha que os preços tendem a permanecer no mínimo regulatório independentemente de mudanças nos modelos.

Trata-se, pois, de uma oportunidade singular de promover melhorias significativas nos modelos computacionais e no processo de formação de preço e despacho como um todo. É neste contexto que a ENGIE reconhece o empenho empreendido pela CPAMP e pelas instituições que à compõe durante o ciclo corrente, propondo aprimoramentos significativos aos modelos, e reforça a importância de que tal dedicação permaneça e seja ampliada para os próximos ciclos. Estamos certos de que desta forma poderemos promover mudanças estruturais nos modelos, com benefícios para todo o setor elétrico e sociedade brasileira.

1- Newave Híbrido

A representação das usinas hidrelétricas (UHEs) em 12 reservatórios equivalentes (REE) foi a solução adotada para controlar a dimensão do problema a ser resolvido pelo Newave, em especial considerando a capacidade computacional disponível à época. Esta solução, porém, implica em perda de precisão de modelagem por não representar detalhadamente a dinâmica de acoplamento hídrico entre reservatórios em cascata, tampouco representar detalhadamente a operação de usinas a fio d’água, simplificar restrições físicas e socioambientais (como é o caso das defluências máximas e mínimas) e não capturar vertimentos localizados.

A representação individualizada das usinas é um aprimoramento há muito aguardado, que deve contribuir de forma substancial na melhoria da modelagem das hidrelétricas. A ENGIE entende

que esta implementação é adequada e necessária por buscar aproximar os modelos à realidade física do sistema.

O uso de penalidades de defluência mínima, por exemplo, parece surtir efeito de fazer com que as restrições socioambientais as quais as usinas hidrelétricas estão submetidas sejam atendidas. Em relação ao valor da penalidade, a decisão do uso do custo do déficit como valor da penalidade parece fazer sentido em uma primeira análise, pois fornece um sinal econômico veemente ao modelo acerca da necessidade de respeitar tal restrição. Se fosse aplicado um valor mais baixo, a frequência de ocasiões nas quais o modelo opta por “pagar” a penalidade tenderia a aumentar, o que não é desejado.

Por outro lado, foi observado que a inclusão destas penalidades tem causado um aumento relevante na geração hidrelétrica, implicando em maior deplecionamento e postergando as decisões de despacho termelétrico – mesmo em cenários hidrológicos adversos. Este resultado não é intuitivo e merece mais análises antes do uso oficial do modelo híbrido, em especial ao considerar que isto tende a aumentar o risco de ocorrência de encargos.

Poder-se-ia argumentar que tal resultado é esperado, uma vez que para atender as restrições de defluência mínima é necessário, ora, aumentar a defluência. Porém, o que causa maior estranheza é que este fenômeno (aumento do deplecionamento) ocorre mesmo nas simulações encadeadas – onde as restrições de defluência mínima são, em tese, respeitadas nas execuções do Decomp mesmo ao fornecer a FCF construída pelo Newave por REE.

Argumentou-se que, de qualquer forma, o uso do Newave híbrido resultou em uma aproximação entre os resultados do Newave e Decomp¹ – o que, a princípio, seria algo desejado. O outro lado da moeda, porém, é que o uso da FCF produzida pelo Newave híbrido está distanciando os resultados do Decomp da forma com a qual o ONS opera o sistema. Desta forma, a decisão pela implementação – neste momento – do Newave híbrido passa pelo seguinte questionamento: o objetivo é aproximar os modelos entre si ou aproximá-los da realidade operativa?

Embora esta possa parecer uma questão filosófica com várias respostas possíveis, a verdade é que a Resolução CNPE nº 22/2021, que determinou a constituição da CPAMP, não abre espaço para implementações que distanciem o modelo da forma com a qual a operação ocorre:

Art. 2º, § 2º Os aprimoramentos de que trata o caput **deverão buscar aderência ao nível de aversão ao risco adotado na política operativa**, considerando inclusive as medidas adicionais eventualmente utilizadas com vistas à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético.

Desta forma, entendemos que há necessidade de um estudo mais aprofundado em relação aos diversos parâmetros do modelo, abrangendo as penalidades utilizadas para as restrições individualizadas (incluindo de defluência máxima), taxa de desconto, custo de déficit, penalidade do VMinOp etc., **além** do próprio CVaR. Mesmo que seja assumido que todos estes parâmetros estão corretos atualmente ou que possuem impacto limitado, há que se reconhecer que, ao alterar de forma significativa a modelagem do problema – como é o caso do Newave

¹ Destaca-se, porém, que este resultado foi exibido em apenas um único teste, sem demonstração de que este comportamento se mantém de forma consistente em outros cenários. Em especial, questiona-se se em momentos de necessidade de aumento do despacho térmico o resultado seria o mesmo, de aproximação entre os modelos.

híbrido – cria-se a necessidade de ao menos revisitar tais parâmetros para garantir que eles permaneçam adequados.

Esta necessidade se impõe do ponto de vista prático, uma vez que o modelo híbrido não aparenta possuir nenhum erro matemático, porém seus resultados divergem da realidade operativa do sistema, distanciando ainda mais o preço da operação, o que não é desejado – tampouco permitido. Além disso, a recalibração exclusiva do CVaR não apresentou resultados satisfatórios, uma vez que mesmo com pares bastante avessos ao risco ainda se obteve um menor atendimento ao despacho térmico determinado pela CRef. Conclui-se, portanto, pela recalibração antes da implementação oficial do modelo híbrido, de forma que recomendamos que tal atividade seja considerada no próximo ciclo de trabalhos da Comissão.

Outra avaliação que deve ser realizada diz respeito ao ponto de partida das simulações. Explica-se: ao se fazer um estudo de *backtest* são utilizados os níveis iniciais dos reservatórios realizados, com granularidade individualizada. Ocorre que não há garantia de que esta energia armazenada realizada foi distribuída entre as usinas de forma ótima – pelo contrário, sabe-se que a operação que levou a tal distribuição da energia não foi feita através do Newave híbrido, e que o operador tampouco segue de forma individualizada o despacho desenhado pelo Decom/Dessem, optando pelo uso de uma série de heurísticas².

É aventada, portanto, a possibilidade de que o aumento da geração hídrica pelo Newave híbrido não é algo crônico do novo modelo, mas sim uma resposta ao ponto de partida subótimo que lhe foi fornecido. Ou seja, o aumento da geração hidrelétrica pode estar ocorrendo para aumentar o nível de usinas à jusante de grandes cascatas. Esta possibilidade ganha força com a avaliação feita pelo Cepel no âmbito da FT-Newave indicando que o aumento da geração hidrelétrica não ocorre de forma generalizada em todas as usinas – pelo contrário, parece estar ocorrendo em cascatas específicas.

Seguindo este racional, as dúvidas que surgem são (i) se for alterado o ponto de partida de forma que os reservatórios a jusante estejam em níveis maiores, o deplecionamento futuro é reduzido? (ii) caso afirmativo, o Newave híbrido seria capaz de conduzir o sistema de forma adequada para que tal novo ponto de partida tivesse sido atingido? (iii) caso afirmativo, o ONS estaria disposto a alterar sua forma de operação das cascatas seguindo o despacho proposto pelos modelos?

Para as questões (i) e (ii), a falta de impressão de resultados individualizados impossibilita uma análise mais detalhada por parte dos agentes, de forma que estes aspectos devem ser avaliados com mais profundidade pela Comissão. Caso a resposta à questão (iii) seja negativa, não há que se falar na implementação do modelo, uma vez que ele apenas distanciaria ainda mais o processo de formação de preço da operação – neste caso seria necessário buscar formas de internalizar as heurísticas do operador nos modelos, mesmo que indiretamente.

Outra questão que salta aos olhos é a escolha de não utilizar as restrições de defluência máxima. Tais restrições não são artificialidades impostas ao modelo – elas compõem, na verdade, a realidade física e socioambiental à qual as usinas hidrelétricas estão submetidas. Neste ponto, uma análise complementar que deve ser realizada diz respeito ao otimismo do modelo em relação a geração de séries sintéticas de afluência, na medida em que afluências mais coerentes

² É fato conhecido, também, que o despacho resultante dos modelos energéticos não é exequível, dadas as simplificações de modelagem feitas no Dessem. Desta forma, não é razoável esperar que o Operador siga completamente o despacho indicado pelos modelos.

com o histórico recente poderiam reduzir os problemas apontados em relação às restrições de defluência máxima.

Para realizar um estudo de ENAs para os próximos 50 anos pode parecer ser razoável assumir que a média dos últimos 100 anos se repetirá (muito embora mudanças climáticas possam causar impactos significativos neste horizonte). Entretanto, assumir que a média dos últimos 100 anos se repetirá já nos próximos 5 anos, que é o horizonte de planejamento, parece ser uma premissa bastante forte. Assim, entendemos ser essencial que seja avaliada a possibilidade do uso de horizontes históricos mais reduzidos no processo de construção das afluências futuras.

Por fim, destacamos nossa preocupação com o tempo necessário para a execução do Newave híbrido. É natural que a modelagem mais detalhada implique em maior tempo computacional, porém é necessário que o tempo de execução seja razoável. Neste sentido, solicitamos que a CPAMP divulgue as configurações recomendadas dos ambientes de execução para que seja possível a obtenção dos tempos indicados pela Comissão nos relatórios.

2- Cenários de ventos

A representação estocástica da geração eólica é um aprimoramento que ganha maior relevância à medida que a participação dessa fonte na matriz energética aumenta. A ENGIE entende que este aprimoramento é um passo na direção correta, porém é necessário avançar na modelagem da correlação temporal, capturando a tendência hidrológica, uma vez que é exatamente a correlação entre a hidrologia e os ventos que está se tentando capturar.

Outro aprimoramento que merece avaliação futura diz respeito à representação estocástica para cada um dos patamares de carga, em substituição ao uso de profundidades de patamar previamente estabelecidas. Esta modelagem ganha importância conforme os requisitos de flexibilidade operativa do sistema se elevam, decorrente da redução da participação relativa da fonte hidrelétrica na matriz.

Em relação à proposta feita pela CPAMP, é importante uma melhor análise acerca da decisão de utilizar apenas 1 PEE para cada submercado (NE e S). O relatório afirma que os resultados não apresentam diferenças relevantes ao testar diferentes quantidades de PEEs, porém nota-se que a energia armazenada varia significativamente entre os cenários, conforme Figura 1. Também não está claro se a redução do número de PEEs resulta em ganho significativo de tempo computacional que justifique a perda de precisão.

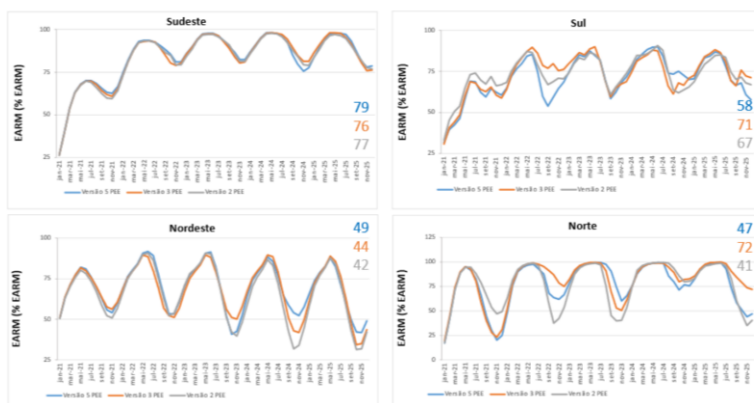


Figura 1: Trajetórias armazenamento com diferentes PEEs

Além disso, foi mencionado em apresentações da CPAMP que a escolha de 1 PEE por submercado resultou em uma geração média próxima a geração determinística atualmente considerada (Figura 2). Entretanto, a proximidade ao valor determinístico atual não deve ser parâmetro para escolha da melhor metodologia, uma vez que a técnica vigente apresenta desvios relevantes em relação à geração realizada.

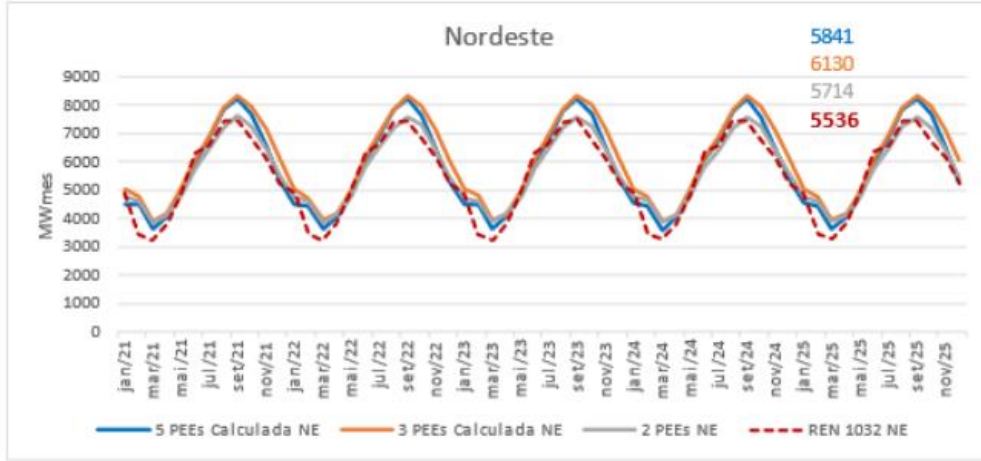


Figura 2: Geração média para diferentes PEEs no NE

Além disso, outro ponto a destacar é com relação as FTMs utilizadas: o relatório informa que a geração média obtida pelos cenários de vento é semelhante à geração determinística atual, entretanto, o fator de capacidade foi atualizado no PMO de maio, enquanto as FTMs foram calibradas com dados anteriores. Desta forma, é essencial que as FTMs sejam recalibradas antes de sua implementação oficial, de forma que estejam alinhadas com os fatores de capacidade vigentes a partir do PMO de maio.

É imprescindível, ainda, que a incerteza de vento esteja correlacionada temporalmente com a geração de aflúncias. Não há sentido físico implementar cenários de ventos que não consideram a tendência hidrológica, uma vez que é exatamente a correlação entre a hidrologia e os ventos que se deseja capturar para a otimização do despacho. Conforme apresentado nas FTs Newwave, mudar drasticamente a hidrologia não impacta significativamente a geração eólica (Figura 3). Entendemos que este é uma falha metodológica que deve ser tratada com prioridade.

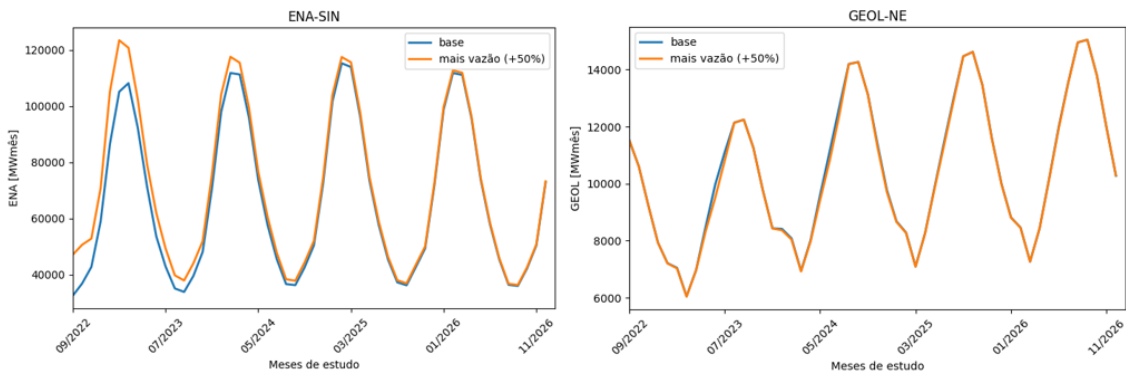


Figura 3: Análise ENA x Geração Eólica média NE

3- Recalibração do CVaR

A ENGIE entende que as análises para recalibração do CVaR restaram prejudicadas dado o comportamento indesejado do Newave híbrido e o fato de que as análises foram feitas considerando todas as alterações propostas em conjunto, impossibilitando a avaliação individual de cada melhoria proposta.

Destacamos que nem mesmo a calibração proposta mais avessa ao risco foi capaz de ter uma boa aderência ao despacho térmico determinado pela CRef. É necessário um estudo mais aprofundado em relação aos diversos parâmetros do modelo, abrangendo as penalidades utilizadas para as restrições individualizadas (incluindo de defluência máxima), taxa de desconto, custo de déficit, penalidade do VMinOp etc., além do próprio CVaR, devendo inclusive ser reavaliados outros valores para o alfa.

Além disso, discordamos da afirmação de que a implementação dos cenários de ventos não implica em necessidade de reavaliação do CVaR. Destaca-se que embora os cenários de ventos tendam a se comportar de forma semelhante à representação determinística na média, os efeitos nas caudas das distribuições podem ser relevantes, de forma que esta melhoria enseje análise específica quanto à calibração do CVaR.

Em relação aos estudos prospectivos, alertamos para a necessidade de cuidado nas comparações entre o modelo por REEs e o modelo híbrido. Isto, porque ao utilizar o Newave híbrido ocorre alteração nos cenários hidrológicos sorteados, de forma que as decisões tomadas pelos diferentes modelos não podem ser diretamente comparadas. Embora o efeito sobre o valor esperado seja baixo, pode haver alterações significativas nas caudas das distribuições, o que é amplificado pelo uso do CVaR. Daí sugere-se a avaliação do modelo a partir de simulações baseada em séries históricas, garantindo que a ENA será a mesma nos dois modelos, evoluindo na comparação entre as duas metodologias e demonstrando melhor o ganho em usar o modelo híbrido.

4- Não uso dos aprimoramentos nos processos da EPE

A CPAMP indica que a EPE não deve utilizar o Newave híbrido e os cenários de vento em seus processos, argumentando impossibilidade técnica de implementação. Entendemos que esta impossibilidade há de ser superada para evitar que haja um distanciamento entre os modelos utilizados nos processos da EPE e os utilizados para despacho e formação de preço. Veja-se que a própria Resolução CNPE nº 22/2021 determina que:

Art. 1º: CPAMP [...] terá como finalidade garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Ou seja, o distanciamento dos modelos vai de encontro à “coerência e a integração das metodologias e programas computacionais”, que é exatamente a razão de existir da CPAMP, de forma que não pode ser admitida a ampliação da divergência entre os modelos das diferentes instituições. Desta forma, a partir do momento que o Newave híbrido e os cenários de ventos

forem utilizados para fins de despacho e formação de preço, eles *precisam* ser utilizados também nos processos da EPE, inclusive com os mesmos parâmetros de aversão ao risco.

A título de exemplo, caso o Newave híbrido fosse utilizado para despacho e formação de preço com uma nova parametrização de CVaR e a EPE permanecesse utilizando o modelo por REEs com a parametrização antiga, o critério de igualdade entre o CMO e o CME – central nos processos de cálculo de garantia física e de expansão indicativa – passaria a ter relevante distorção. Neste caso, o CMO considerado para determinar a expansão do sistema (ou o lastro comercial) seria distinto do CMO esperado na operação do sistema, implicando em dimensionamento inadequado da expansão (ou da capacidade comercial).

5- Comentários finais

Embora exceda o escopo desta Consulta Pública, a ENGIE aproveita a oportunidade para reforçar seu apoio à representação da expansão da MMGD e de usinas do ACL sem obras iniciadas a partir de janeiro de 2024. Esta representação é essencial para aproximar os modelos da realidade, considerando o grande crescimento da MMGD observado a partir de 2019 e o fato de que parte relevante da expansão da capacidade de geração centralizada tem ocorrido através do ACL. A necessidade de representar estes empreendimentos também tem respaldo na Resolução CNPE nº 22/21:

Resolução CNPE nº 22/2021, Art. 7º: A CCEE, a EPE e o ONS deverão considerar as estimativas de entrada em operação comercial dos empreendimentos associados à expansão da geração e da transmissão no SIN, tanto para o mercado regulado quanto para o mercado livre, definidas nas Reuniões Mensais de Monitoramento, coordenadas pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – DMSE, e homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Considerando o exposto, a ENGIE se demonstra favorável à implementação da alternativa “MAV” em janeiro de 2024, compondo a expansão da MMGD, usinas do ACL sem obras iniciadas e novos valores de VMinOp.

Em relação à governança e ao processo de desenvolvimento e análise das melhorias, a ENGIE reforça a importância de interações frequentes entre a CPAMP e o mercado, de forma que seja mais bem aproveitado o conhecimento distribuído dos agentes. Reconhecemos os desafios associados à implementação simultânea de diversas melhorias em um mesmo ciclo de trabalho, e acreditamos que a realização de um número maior de consultas públicas, faseadas ao longo do ano permitiria que a CPAMP ouvisse os receios dos agentes e tivesse tempo hábil para incorporar eventuais ajustes. Reforçamos a importância de aproveitar os próximos ciclos para promover uma grande melhoria no processo de despacho e formação de preço, dado que as discussões não deverão ser contaminadas pelos resultados financeiros dos agentes.

Destacamos que o processo centralizado de valoração da energia segue mostrando sinais cada vez mais fortes de esgotamento – seja pelos elevados encargos dos últimos anos devido ao descolamento entre a operação e a formação de preço, seja pela baixa aderência entre a operação do parque hidrelétrico e o despacho individualizado indicado pelo Dessem, ou seja pela dificuldade de implementação de melhorias nos modelos computacionais e de dados de entrada.



Se a valoração da energia fosse feita de forma descentralizada pelos agentes, certamente questões como a expansão da MMD, oferta do ACL, redução de afliências, representação individualizada das usinas, modelagem estocástica eólica e solar, representação do CVU futuro de usinas termelétricas, dentre tantas outras melhorias já estariam sendo consideradas há bastante tempo pelos agentes – o que traria benefícios não apenas ao setor elétrico, mas para toda a sociedade brasileira que contaria com melhor uso dos recursos energéticos disponíveis. Não apenas as melhorias seriam consideradas, mas os agentes teriam sinais econômicos para fazer as melhores estimativas possíveis das diversas premissas inerentes à valoração da energia, de forma que o conhecimento distribuído do mercado seria convertido em melhoria do despacho e da formação de preço.

É com base neste raciocínio que a ENGIE defende a implementação do despacho e formação de preços com base na oferta dos agentes, tendo desenvolvido um P&D Aneel executado pela PSR e contando com cooperação técnica do ONS e CCEE, cujos resultados estão disponíveis em <https://www.precoporoferta.com.br/>. Não se trata de simples importação daquilo que é feito nas economias mais desenvolvidas, mas sim de um desenho verdadeiramente adequado considerando as diversas peculiaridades do sistema brasileiro. Neste sentido, a CCEE anunciou a contratação de um estudo comparativo entre o processo centralizado e descentralizado de despacho e formação de preços no âmbito do projeto Meta II. A CPAMP deve permanecer atenta à essas iniciativas, inclusive utilizando-as como ponto de partida para melhorias dos modelos computacionais sempre que possível.