

**Título:** Metodologia para retirada do corte de carga preventivo na simulação final do modelo NEWAVE**Nº de Páginas:** 16**Nº de Anexos:** 0**Dados do Cliente:**

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS

Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova – Rio de Janeiro – RJ – 20211-160

**Responsável:**

Sra. Tatiana Frade Gonçalves Mundstock

Email: [tatiana@ons.org.br](mailto:tatiana@ons.org.br)**Departamento:** Departamento de Sistemas Eletroenergéticos**Nº do PEP:** CPCT.ONOE00.790.004**Centro de Lucro:** C250000101**Centro de Custo:** C205000021

**Resumo:** Este relatório apresenta a metodologia aplicada para a retirada do corte de carga preventivo na simulação final do modelo NEWAVE, tanto na representação a reservatórios equivalentes de energia quanto na representação a usinas individualizadas. Uma vez que a função objetivo do modelo é a minimização dos custos totais de operação, com uma componente de aversão a risco, é possível que o processo de otimização encontre soluções ótimas nas quais seja mais econômico haver corte de carga do que usar a água disponível nos reservatórios. Contudo, na prática esta é uma situação evitada pelo Operador Nacional do Sistema, que busca utilizar todos os recursos de geração disponíveis no sistema antes de acionar um déficit de energia. Por isso, a metodologia descrita neste relatório foi desenvolvida, com o objetivo de ajustar os resultados da simulação final do modelo para refletir melhor a operação real do sistema elétrico brasileiro.

**Autores:**

Cristiane Barbosa da Cruz Oliveira

Robério da Rocha Barboza

Pedro Tiago Macedo Lira

André Luiz Diniz Souto Lima

Thatiana Conceição Justino

**Palavras-Chave:**

Planejamento da operação de longo/médio prazo; Corte de carga preventivo; Déficit de energia; Reservatórios equivalentes de energia; Usinas hidrelétricas individualizadas.

**Classificação de acesso:** Público  Interno  Setorial  Confidencial**Aprovação e data de emissão****Flávio Rodrigo de Miranda Alves**  
**Chefe do Departamento de Sistemas**  
**Eletroenergéticos - DSE****Tel.:** (21) 2598-6258**E-mail:** [frma@cepel.br](mailto:frma@cepel.br)**Aprovação e data de emissão****Maurício Barreto Lisboa**  
**Diretor de Tecnologia**

## PROJETO NEWAVE

### Relatório Técnico 2417/2024

# **Metodologia para retirada do corte de carga preventivo na simulação final do modelo NEWAVE**

Agosto/2024

[newave@cepel.br](mailto:newave@cepel.br)

## ÍNDICE

1	SUMÁRIO EXECUTIVO .....	5
2	MOTIVAÇÃO .....	5
3	MODELAGEM PARA RETIRADA DO CORTE DE CARGA PREVENTIVO .....	7
3.1	Períodos com a configuração hidrelétrica representada por REEs .....	7
3.2	Períodos com a configuração hidrelétrica individualizada.....	9
3.2.1	Resultado operativo com ocorrência de déficit .....	9
3.2.2	Resultado operativo sem ocorrência de déficit .....	10
4	RESULTADOS .....	12
4.1	Risco anual de Déficit.....	12
4.2	Expectativa de Energia Não Suprida (EENS).....	12
4.3	Custo Marginal de Operação (CMO).....	14
4.4	Energia Armazenada .....	15
5	CONCLUSÕES .....	16

## **SUMÁRIO EXECUTIVO**

Este relatório apresenta a metodologia para retirada do corte de carga preventivo na simulação final do modelo NEWAVE.

**Motivação:** No modelo NEWAVE é possível observar a existência de soluções mais econômicas nos problemas de otimização nos quais ocorrem déficit de energia elétrica mesmo quando ainda existem recursos hidráulicos disponíveis nas usinas hidrelétricas. Nestas situações, o valor da água de alguma(s) usina(s) pode ultrapassar o valor do custo de déficit, de modo que seja mais vantajoso para o processo de otimização, que busca minimizar os custos totais de operação, encontrar soluções com corte de carga. Tal tipo de corte de carga é chamado de “corte de carga preventivo”. Embora seja matematicamente mais adequado do ponto de vista da otimização, este tipo de operação pode não ser compatível com as decisões do operador do sistema, uma vez que a ocorrência de déficit só costuma ser permitida quando não existem mais recursos de geração de energia elétrica disponíveis. Neste contexto, surgiu a necessidade de desenvolver uma metodologia que seja capaz de fazer com o que o modelo NEWAVE apresente resultados mais aderentes à realidade de operação do sistema elétrico brasileiro.

**Metodologia:** A metodologia proposta aborda os dois tipos de representação da configuração hidrelétrica possíveis: a Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) e a usinas hidrelétricas individualizadas. Nos períodos com configuração hidrelétrica representada por REEs, é feito um ajuste do custo de déficit, quando for necessário, para garantir que o processo de otimização acionará um corte de carga apenas quando tiver utilizado todos os outros recursos de geração disponíveis. Nestes casos, as soluções obtidas para diversos outros custos do sistema, como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO), não irão retornar resultados que estejam coerentes com os custos de déficit original, e correções algébricas nos cálculos destes custos são propostas.

Já nos períodos em que a configuração hidrelétrica é representada por usinas individualizadas, o custo de déficit também é ajustado, assim como os custos associados às variáveis de folga da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA), da evaporação e do volume bombeado pelas estações de bombeamento. Após estes ajustes, novamente os valores de CMO podem não estar alinhados com os custos originais do problema, exigindo correções. A abordagem desenvolvida para lidar com essa situação envolve: identificar os subproblemas que apresentaram déficit; adicionar uma nova restrição para cada usina hidrelétrica que garanta a mesma utilização dos recursos hidráulicos da solução anterior; e resolver o problema novamente com os custos originais. Para os subproblemas sem déficit, não há necessidade de resolver o problema novamente, e apenas uma correção algébrica dos custos é realizada.

**Resultados:** A aplicação da metodologia proposta resultou na ocorrência de valores de déficit não nulos somente quando todos os recursos de geração de energia elétrica disponíveis no sistema foram utilizados. Além disso, nestes casos nos quais ocorrem déficit, os valores de custo marginal de operação (CMO) estariam sendo impactados pelos valores modificados de custo de déficit. Contudo, a metodologia desenvolvida também mostrou ser capaz de obter os valores corretos de CMO para cada submercado e, também, de outros custos do problema.

## 2 MOTIVAÇÃO

O planejamento energético de longo e médio prazo da operação e da expansão de sistemas hidro-termo-eólicos interligados, como o Sistema Interligado Nacional, consiste na alocação ótima dos recursos de geração ao longo dos horizontes de tempo estudados. O programa NEWAVE é um modelo de otimização estocástica desenvolvido pelo CEPEL para aplicação no planejamento da operação e expansão de sistemas hidro-termo-eólicos interligados de longo e médio prazos, no qual uma abordagem baseada em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) é utilizada para construir uma política operativa para cada período mensal do horizonte considerado.

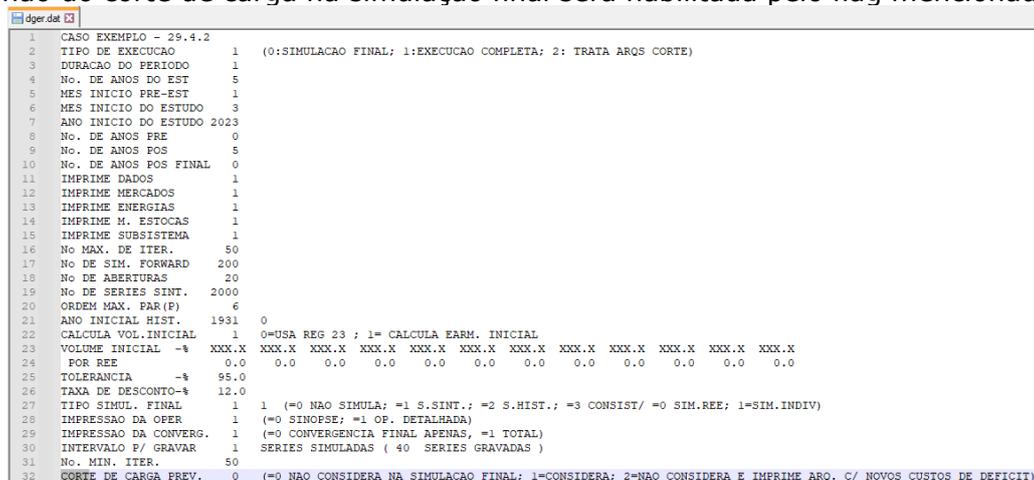
No processo de solução do problema de otimização resolvido pelo modelo NEWAVE, podem ocorrer soluções mais vantajosas economicamente nas quais há déficit de energia mesmo quando ainda há o recurso de água disponível. Esse tipo de corte de carga é chamado de “corte de carga preventivo”, também denominado como “acionamento preventivo” até a versão 19 do modelo NEWAVE.

Embora esse tipo de solução seja adequado do ponto de vista do processo de otimização, existem questões externas ao modelo que podem levar o operador a decidir por uma operação na qual só ocorra déficit quando não houver mais água a ser utilizada nos reservatórios.

Assim, com o objetivo de que as soluções obtidas na simulação final do modelo NEWAVE se assemelhem à realidade apresentada, estão disponíveis duas opções de simulação alternativas e distintas: (i) utilização de mais de um patamar de déficit; (ii) não adoção de cortes de carga preventivos. Neste documento, descreveremos a implementação da funcionalidade que permite a não adoção do corte de carga preventivo na simulação final do modelo.

Ressalta-se que, durante o processo de cálculo da política pelo modelo, há corte de carga preventivo independentemente da escolha de adoção ou não na simulação final devido aos requisitos de convergência da técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), pelo qual os procedimentos descritos mais abaixo não poderiam ser realizados durante o cálculo da política, pois o problema estaria sendo “alterado” durante as iterações do algoritmo.

O acionamento do flag existente no registro 32 do arquivo de dados gerais do caso NEWAVE (Figura 1) é usado para especificar que o modelo adotará o corte de carga preventivo na simulação final. Em geral, a adoção ou não do corte de carga na simulação final será habilitada pelo flag mencionado.



```

1 CASO EXEMPLO - 29.4.2
2 TIPO DE EXECUCAO 1 (0:SIMULACAO FINAL; 1:EXECUCAO COMPLETA; 2: TRATA ARQS CORTE)
3 DURACAO DO PERIODO 1
4 NO. DE ANOS DO EST 5
5 MES INICIO PRE-EST 1
6 MES INICIO DO ESTUDO 3
7 ANO INICIO DO ESTUDO 2023
8 NO. DE ANOS PRE 0
9 NO. DE ANOS POS 5
10 NO. DE ANOS POS FINAL 0
11 IMPRIME DADOS 1
12 IMPRIME MERCADOS 1
13 IMPRIME ENERGIAS 1
14 IMPRIME M. ESTOCAS 1
15 IMPRIME SUBSISTEMA 1
16 NO MAX. DE ITER. 50
17 NO DE SIM. FORWARD 200
18 NO DE ABERTURAS 20
19 NO DE SERIES SINT. 2000
20 ORDEM MAX. PAR(P) 6
21 ANO INICIAL HIST. 1931 0
22 CALCULA VOL.INICIAL 0=USA REG 23 ; 1= CALCULA EARM. INICIAL
23 VOLUME INICIAL -% XXX.X XXX.X
24 POR REE 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
25 TOLERANCIA -% 95.0
26 TAXA DE DESCONTO-% 12.0
27 TIPO SIMUL. FINAL 1 (0= NAO SIMULA; =1 S.SINT.; =2 S.HIST.; =3 CONSIST/ =0 SIM.REE; 1=SIM.INDIV)
28 IMPRESSAO DA OFER 1 (=0 SINOPSE; =1 OP. DETALHADA)
29 IMPRESSAO DA CONVERG. 1 (=0 CONVERGENCIA FINAL AFENAS, =1 TOTAL)
30 INTERVALO P/ GRAVAR 1 (SERIES SIMULADAS ( 40 SERIES GRAVADAS ))
31 NO. MIN. ITER. 50
32 CORTE DE CARGA PREV. 0 (=0 NAO CONSIDERA NA SIMULACAO FINAL; 1=CONSIDERA; 2=NAO CONSIDERA E IMPRIME ARQ. C/ NOVOS CUSTOS DE DEFICIT)
    
```

**Figura 2.1 - Acionamento da funcionalidade Corte de Carga Preventivo no arquivo de entrada dger.dat.**

A exceção ocorre nos casos de rodadas completas com mais de um patamar de déficit (Figura 2). Nesse caso, a simulação final ocorre com corte de carga preventivo compulsoriamente, ou seja, independentemente do valor especificado no flag do dger.dat.

```
-----  
***DADOS REEs e SUBSISTEMAS***  
-----
```

```
*** ATENCAO: CORTE DE CARGA PREVENTIVO OBRIGATORIO ***
```

**Figura 2.2 - Mensagem de alerta quando se aciona a funcionalidade Corte de Carga Preventivo concomitantemente com a definição de mais de um patamar de déficit.**

Sendo assim, caso seja necessário utilizar mais de um patamar de déficit e não adotar corte de carga preventivo na simulação final, é preciso que seja escolhido rodar o caso partindo direto para a simulação final devido à natureza da construção da Função de Custo Futuro (FCF).

### 3 MODELAGEM PARA RETIRADA DO CORTE DE CARGA PREVENTIVO

Nesta seção são apresentadas as modelagens para não consideração do corte de carga preventivo na simulação final do modelo NEWAVE.

Inicialmente descreve-se o processo adotado na simulação final de períodos com a configuração hidráulica agregada por reservatórios equivalentes de energia (REEs). Este processo está disponível no modelo NEWAVE e foi aprovado pela CPAMP.

Em seguida, é apresentada a nova metodologia concebida para retirada do corte de carga preventivo nos períodos com configuração a usinas hidrelétricas individualizadas. Esta, por sua vez, foi disponibilizada na versão 29.1 para avaliação da CPAMP em 18/12/2023 e disponibilizada aos agentes a partir da versão 29.4.

#### 3.1 Períodos com a configuração hidrelétrica representada por REEs

Para que a simulação final seja executada sem corte de carga preventivo, o custo de déficit (CDEF) de cada submercado é modificado, a cada período, conforme o processo descrito a seguir:

- I. Avalia-se o maior valor da água dos REEs no período (*VAGUA*);
- II. Avalia-se o maior custo de déficit (*CDEF*);
- III. Avalia-se o maior custo de geração térmica no período (*CTERM*);
- IV. Define-se o custo de déficit modificado como o maior valor entre I, II e III, acrescidos de uma parcela representada pelo máximo entre 0.1 e a maior penalidade que pode ser aplicada a um intercâmbio entre dois submercados.

Assim, o custo de déficit modificado é dado pela expressão (2.1).

$$CDEF' = \frac{MAX(maior\ VAGUA, maior\ CDEF, maior\ CTERM)}{+ \frac{MAX(0.1, (NSBM - 1) \times PINTERC)}{}} \quad (2.1)$$

onde:

CDEF': custo de déficit modificado, em \$/MWh;

NSBM: número de submercados;

PINTERC: micro-penalidade de intercâmbio.

Dessa maneira, o custo de déficit torna-se o mais caro entre os recursos disponíveis e, portanto, será acessado somente quando não houver mais a possibilidade de utilização das fontes hidráulicas e térmicas nas soluções ótimas do problema.

Ressalta-se que, caso tenha ocorrido déficit, os resultados obtidos para o Custo Marginal de Operação (CMO), o Benefício de Intercâmbio, o próprio custo total da solução e as parcelas que compõem esse custo precisam ser reajustados para os valores correspondentes aos custos de déficit originais e não mais aos que foram artificialmente modificados. Esse processo é descrito abaixo.

- I. Para cada submercado e patamar de carga, verifica-se a ocorrência de déficit;

- II. Caso tenha ocorrido déficit, avalia-se se a diferença entre o CMO e o custo de déficit modificado é menor do que a maior penalidade que pode ser aplicada a um intercâmbio entre dois submercados (indicando CMO associado à ocorrência de déficit);
- III. Se a avaliação feita em II for verdadeira, corrigem-se:
- Parcela relativa ao custo de déficit, conforme a expressão 2.2;
  - Custo total da solução do período, conforme a expressão 2.3;
  - Custo Marginal de Operação, conforme a expressão 2.4;
  - Benefício de Intercâmbio, conforme a expressão 2.5.

$$CUSTO\_DEF' \rightarrow CUSTO\_DEF = CDEF * DEF \quad (2.2)$$

onde:

*CUSTO\_DEF*: parcela do custo devido ao déficit, com o valor original do custo de déficit, em \$;

*CUSTO\_DEF'*: parcela do custo devido ao déficit da solução sem adoção de corte de carga preventivo, em \$;

*DEF*: montante de déficit da solução sem adoção de corte de carga preventivo.

$$CUSTO\_PERIODO = CUSTO\_PERIODO' + (CUSTO\_DEF - CUSTO\_DEF') \quad (2.3)$$

onde:

*CUSTO\_PERIODO*: Custo total da solução considerando o valor original do custo de déficit, em \$;

*CUSTO\_PERIODO'*: Custo total da solução sem adoção de corte de carga preventivo, em \$.

$$CMO = CDEF - |CMO' - CDEF| \quad (2.4)$$

onde:

*CMO*: Custo Marginal de Operação considerando o valor original do custo de déficit;

*CMO'*: Custo Marginal de Operação da solução sem adoção de corte de carga preventivo.

$$BINT = BINT' - CMO' + CDEF \quad (2.5)$$

onde:

*BINT*: Benefício de Intercâmbio considerando o valor original do custo de déficit;

*BINT'*: Benefício de Intercâmbio da solução sem adoção de corte de carga preventivo.

### 3.2 Períodos com a configuração hidrelétrica individualizada

A partir da versão 29.1\_CPAMP do NEWAVE foi disponibilizada a possibilidade de execução sem corte de carga preventivo na simulação final de períodos individualizados. A partir da versão 29.4\_CPAMP, a estratégia foi alterada para permitir a obtenção adequada do CMO também em subproblemas com ocorrência de déficit. Descreve-se abaixo o processo utilizado para a alteração do custo de déficit quando o corte de carga preventivo não é adotado:

- I. Avalia-se o maior custo de déficit;
- II. Avalia-se o maior custo de geração térmica no período;
- III. Define-se o custo de déficit modificado como o maior valor entre I e II, multiplicado pelo número máximo de períodos do horizonte de estudo;
- IV. Recalculam-se os custos de violação da FPHA, da evaporação e do volume bombeado pelas estações de bombeamento em função do custo de déficit modificado.

Assim, o custo de déficit modificado é dado pela expressão (2.6).

$$CDEF' = MAX(\text{maior } CDEF, \text{maior } CTERM) \times ZSTG \quad (2.6)$$

onde:

*ZSTG*: número máximo de períodos do horizonte de estudo (incluindo períodos de estudo, e pré e pós estudo).

Essa abordagem baseia-se no fato de que, do ponto de vista conceitual, o valor da água é um reflexo dos custos marginais de cada estágio/cenário futuro, que são impactados pelos valores de *CTERM*, *CDEF*, e penalizações por violações das restrições (que também são função de *CTERM* e *CDEF*), e podem ainda ser acumuladas na cascata. Neste caso, deve-se alterar as penalidades das folgas associadas à Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA), à evaporação e ao volume bombeado pelas estações de bombeamento para o valor  $10 \times CDEF'$ .

Quanto aos resultados operativos obtidos, esta abordagem pode ter dois comportamentos distintos a depender se houve déficit (3.2.1) ou não (3.2.2).

#### 3.2.1 Resultado operativo com ocorrência de déficit

Para que se obtenham custos marginais coerentes com os custos originais do problema, os subproblemas de otimização nos quais ocorreram déficit são resolvidos novamente utilizando os custos originais e adicionando, para cada usina hidrelétrica, uma restrição definida pela expressão (2.7).

$$\sum_{c=1}^{NPMC} GHU_{t,k,c} \geq \sum_{c=1}^{NPMC} GHU_{t,k,c}^* ; k = 1, \dots, NUSI \quad (2.7)$$

onde:

$GHU_{t,k,c}^*$ : geração da usina hidrelétrica  $k$  no patamar de carga  $c$  do estágio de tempo  $t$  do subproblema com os custos alterados;

$GHU_{t,k,c}$ : geração da usina hidrelétrica  $k$  no patamar de carga  $c$  do estágio de tempo  $t$  do subproblema com os custos originais;

Observe que, no problema anterior, ao modificar o custo de déficit como descrito, o valor total de  $GHU_{t,k,c}^*$  obtido foi tal que minimizou o déficit no atendimento à demanda. No subproblema adicional, em que os custos retornam aos valores originais, a restrição adicional permite que todo o recurso hidráulico que foi suficiente para minimizar o déficit do problema anterior seja despachado, inclusive a geração hidráulica de usinas que não seriam despachadas naturalmente (por terem valores da água superiores ao custo de déficit). Esse despacho é feito compulsoriamente devido à imposição de uma geração hidráulica mínima. Assim, o déficit total será naturalmente próximo ao obtido na solução anterior, e os custos marginais de operação estarão coerentes com os valores originais do problema.

Neste caso, como o subproblema foi resolvido com os custos originais, não é necessário fazer a correção das parcelas de custo da operação.

### 3.2.2 Resultado operativo sem ocorrência de déficit

Para os subproblemas nos quais não houve ocorrência de déficit, não é necessário resolver novamente o problema, sendo necessária apenas a correção do custo total da solução. As parcelas que compõem esse custo precisam ser reajustadas para os valores correspondentes aos custos originais e não mais aos que foram artificialmente modificados.

A parcela do custo devido à violação da evaporação é calculada conforme a expressão (2.8), a parcela do custo devido à violação da FPHA é calculada conforme a expressão (2.9) e a parcela do custo devido à violação do volume bombeado pelas estações de bombeamento é calculada conforme a expressão (2.10). Assim, o custo total da solução do período é modificado conforme a expressão (2.11).

$$CUSTO\_VIOL\_EVAP' \rightarrow CUSTO\_VIOL\_EVAP = CEVAP * VIOL\_EVAP \quad (2.8)$$

onde:

$CUSTO\_VIOL\_EVAP$ : parcela do custo devido à violação da evaporação, com o valor original do custo de violação da evaporação, em \$;

$CUSTO\_VIOL\_EVAP'$ : parcela do custo devido à violação da evaporação da solução sem adoção de corte de carga preventivo, em \$;

$CEVAP$ : custo de violação da evaporação, em \$/hm<sup>3</sup>;

$VIOL\_EVAP$ : montante de violação da evaporação.

$$CUSTO\_VIOL\_FPHA' \rightarrow CUSTO\_VIOL\_FPHA = CFPHA * VIOL\_FPHA \quad (2.9)$$

onde:

$CUSTO\_VIOL\_FPHA$ : parcela do custo devido à violação da FPHA, com o valor original do custo de violação da FPHA, em \$;

$CUSTO\_VIOL\_FPHA'$ : parcela do custo devido à violação da FPHA da solução sem adoção de corte de carga preventivo, em \$;

CFPHA: custo de violação da FPHA, em \$/MWh;

VIOL\_FPHA: montante de violação da FPHA.

$$CUSTO\_VIOL\_BOMB' \rightarrow CUSTO\_VIOL\_BOMB = CBOMB * VIOL\_BOMB \quad (2.10)$$

onde:

$CUSTO\_VIOL\_BOMB$ : parcela do custo devido à violação do volume bombeado pelas estações de bombeamento, com o valor original do custo de violação do volume bombeado, em \$;

$CUSTO\_VIOL\_BOMB'$ : parcela do custo devido à violação do volume bombeado pelas estações de bombeamento da solução sem adoção de corte de carga preventivo, em \$;

CBOMB: custo de violação do volume bombeado pelas estações de bombeamento, em \$/hm<sup>3</sup>;

VIOL\_BOMB: montante de violação do volume bombeado pelas estações de bombeamento.

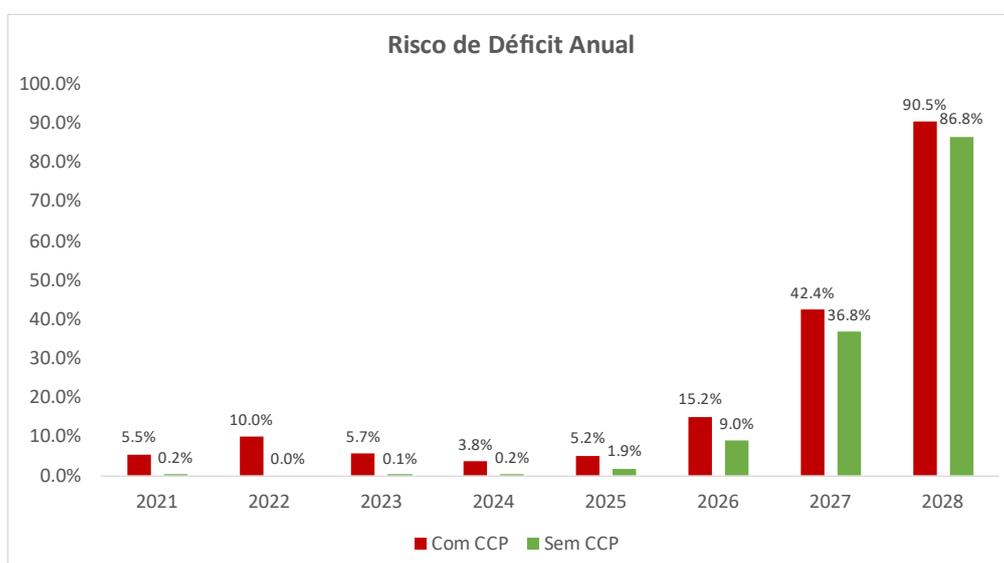
$$CUSTO_{PERIODO} = CUSTO'_{PERIODO} + (CUSTO\_VIOL\_EVAP - CUSTO\_VIOL\_EVAP') \quad (2.11) \\ + (CUSTO\_VIOL\_FPHA - CUSTO\_VIOL\_FPHA') \\ + (CUSTO\_VIOL\_BOMB - CUSTO\_VIOL\_BOMB')$$

## 4 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados alguns resultados comparativos entre uma execução com adoção de corte de carga preventivo e outra sem um caso híbrido com os 12 primeiros meses individualizados e os demais agregados em REEs.

### 4.1 Risco anual de Déficit

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra o risco anual de déficit, em percentual, do caso híbrido baseado no PDE 2031 com e sem a adoção de corte de carga preventivo. Para melhor visualização do gráfico, são mostrados os valores para os anos de 2021 a 2028.

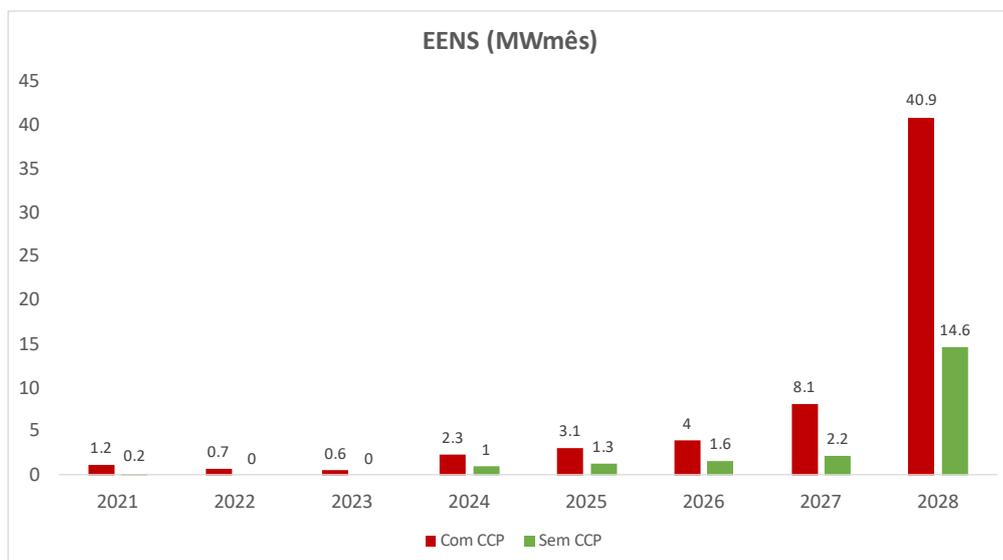


**Figura 4.1 – Risco anual de déficit com e sem adoção de corte de carga preventivo do caso híbrido.**

Observa-se que, por permitir que sejam utilizados os armazenamentos dos reservatórios cujos valores da água são maiores do que o custo de déficit para geração hidráulica, o caso sem adoção de corte de carga preventivo apresenta riscos de déficit anual menores. Em contrapartida, é esperado que o custo total de operação seja mais elevado no caso sem corte de carga preventivo, uma vez que recursos com custos mais elevados do que o custo de déficit estão sendo utilizados.

### 4.2 Expectativa de Energia Não Suprida (EENS)

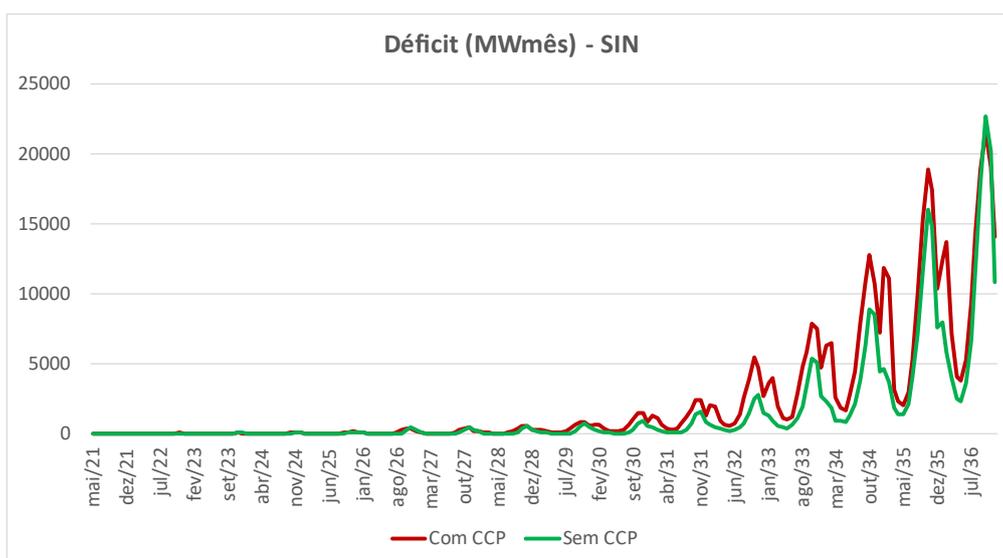
A Figura 4.2 mostra o montante anual de EENS, em MWh, do caso híbrido baseado no PDE 2031 com e sem a adoção de corte de carga preventivo. Para melhor visualização do gráfico, são mostrados os valores para os anos de 2021 a 2028.



**Figura 4.2 – Expectativa de energia não suprida com e sem adoção de corte de carga preventivo do caso híbrido.**

Assim como acontece com o risco de déficit, os valores de EENS para o caso sem adoção de corte de carga preventivo são menores, já que o modelo permite que sejam utilizados recursos com custos mais elevados para gerar energia hidrelétrica ao invés de permitir que haja déficit mesmo com um custo associado menor.

Na Figura 4.3 está apresentado o montante de déficit ao longo de todo o período de estudo para o caso híbrido.

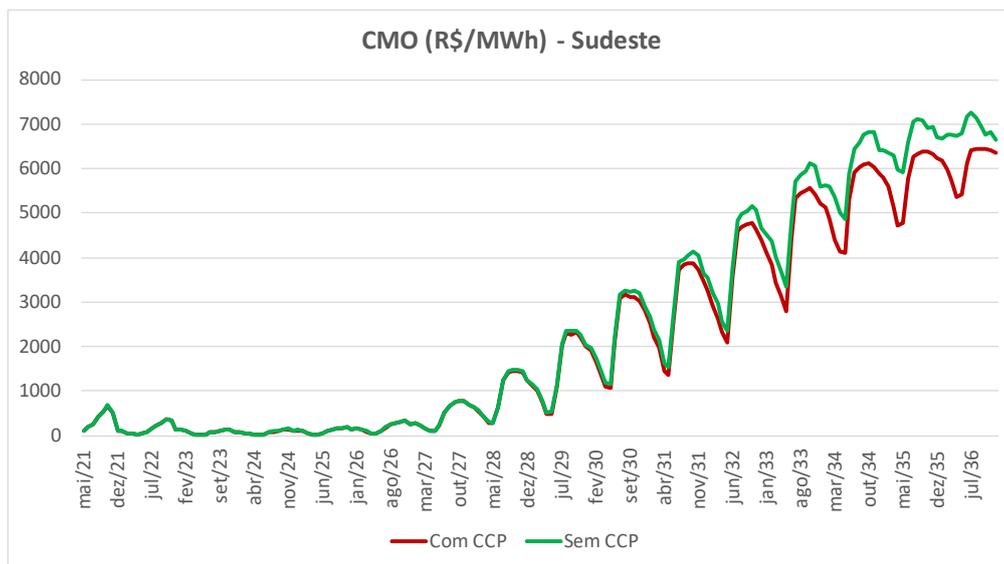


**Figura 4.3 – Montantes de déficit ao longo do período de estudo com e sem adoção de corte de carga preventivo do caso híbrido.**

O caso sem adoção de corte de carga preventivo, além de possuir uma frequência menor de ocorrência de déficit, também possui montantes menores de déficit.

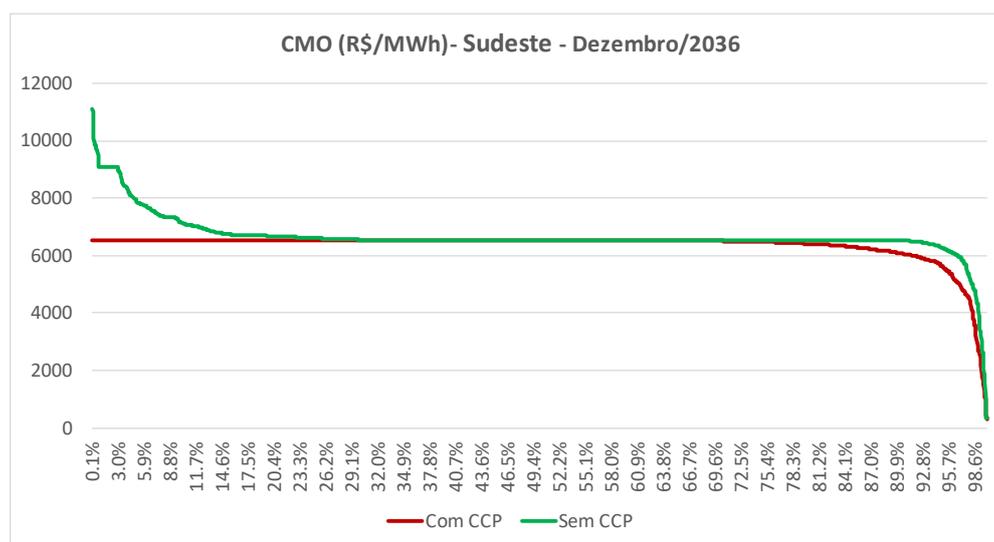
### 4.3 Custo Marginal de Operação (CMO)

A Figura 4.4 mostra o custo marginal de operação médio, em R\$/MWh, ao longo do período de estudo do caso híbrido com e sem a adoção de corte de carga preventivo.



**Figura 4.4 – Custo marginal de operação médio ao longo do período de estudo do caso híbrido.**

A Figura 4.5 mostra a curva de permanência do custo marginal de operação, em R\$/MWh, no último período de estudo do caso híbrido com e sem a adoção de corte de carga preventivo.



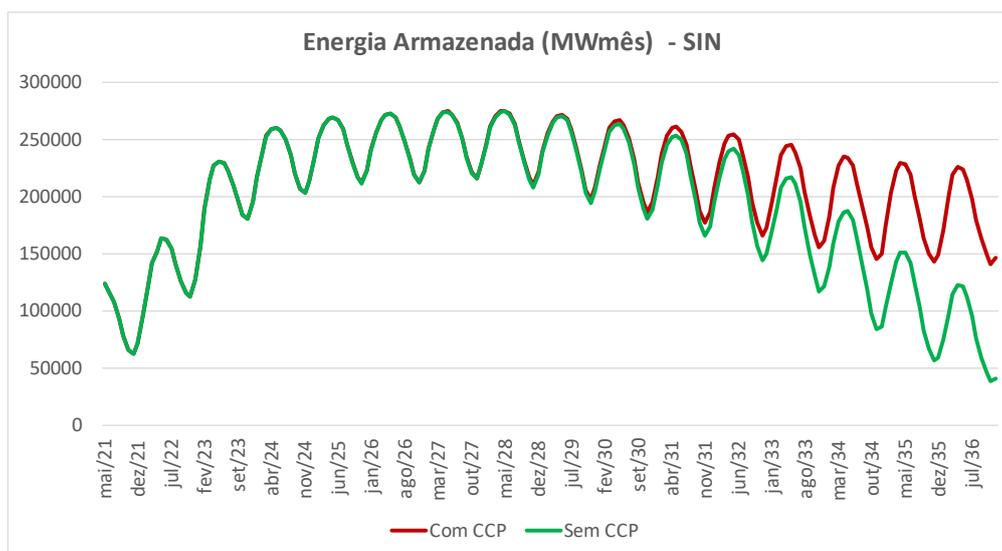
**Figura 4.5 – Curva de permanência do CMO com e sem adoção de corte de carga preventivo do caso híbrido.**

Observa-se nas Figuras Figura 4.4 e Figura 4.5 que, em caso de não adoção de corte de carga preventivo, os valores de CMO são maiores do que o custo de déficit. Isto acontece porque o CMO passa

a ser representado pelos valores das águas das usinas hidrelétricas, que podem ser mais elevados do que o custo associado ao déficit.

#### 4.4 Energia Armazenada

Por conseguir utilizar os volumes armazenados que possuem custos maiores do que o custo de déficit, a não adoção de corte de carga preventivo acarreta armazenamentos menores no sistema. Este fato é explicitado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, que mostra a energia armazenada ao final de cada período de estudo do caso híbrido com e sem a adoção de corte de carga preventivo.



**Figura 4.6 – Energia armazenada ao final do período com e sem adoção de corte de carga preventivo do caso híbrido.**

De modo geral, todos os resultados de risco de déficit, EENS, CMO e energia armazenada apresentam comportamento consistente com o que era previsto na comparação com e sem corte de carga preventivo, fornecendo indícios razoáveis de que a funcionalidade está operando conforme era esperado.

## 5 CONCLUSÕES

Este relatório descreve a metodologia proposta para retirar o corte de carga preventivo da simulação final do modelo NEWAVE, tanto na representação a reservatórios equivalentes de energia quanto na representação a usinas individualizadas. Uma vez que a função objetivo do modelo é a minimização dos custos totais de operação, é possível que o processo de otimização encontre soluções ótimas nas quais o seja mais econômico haver déficit de energia do que usar água disponível nos reservatórios. Como na prática esta é uma situação evitada pelo operador do sistema, que busca utilizar todos os recursos de geração hidrelétrica disponíveis no sistema antes de acionar um corte de carga, a metodologia descrita neste relatório foi desenvolvida, com o objetivo de deixar as saídas do modelo mais aderentes à realidade da operação.

Nos períodos com configuração hidrelétrica representada por REEs, é feita uma avaliação dos maiores valores da água de cada REE e do maior custo de geração térmica em cada período. Caso o custo de déficit seja menor do que algum destes valores, ele é reajustado para ser sempre o valor mais caro dentre eles. Desta forma, passa a ser garantido que o processo de otimização acionará um corte de carga apenas quando tiver utilizado todos os outros recursos de geração disponíveis. Entretanto, as soluções obtidas com este reajuste no custo de déficit não irão retornar resultados para o CMO, o Benefício de Intercâmbio, o custo total da solução e cada parcela que compõe esse custo total que estejam coerentes com os custos de déficit original. Para corrigir tal efeito, todos estes custos também são corrigidos, conforme descrito nas Equações (2.2) a (2.5).

Nos períodos com configuração hidrelétrica representada por usinas individualizadas, o custo de déficit também é reajustado, desta vez para o maior valor entre o maior custo de déficit e o maior custo de geração térmica, multiplicado pelo número máximo de período do horizonte de estudo, assim como os custos associados às variáveis de folga da FPHA, da evaporação e do volume bombeado pelas estações de bombeamento. Após estes reajustes, novamente os valores de CMO não estariam coerentes com os custos originais do problema, sendo necessário corrigi-los. A metodologia desenvolvida para esta situação consiste em identificar os subproblemas que apresentaram déficit, inserir uma nova restrição que garanta a mesma utilização dos recursos hidráulicos de cada usina em cada período da solução anterior e resolver o problema novamente com os custos originais do problema. Nos subproblemas que não houve déficit, não há necessidade de resolver o problema novamente, e somente uma correção dos custos é feita, conforme descrito nas Equações (2.8) a (2.10).

Os resultados preliminares obtidos com a aplicação das metodologias propostas neste relatório demonstraram que os objetivos de evitar que haja déficit de energia quando ainda existem recursos de geração disponíveis no sistema (caso não esteja sendo adotado o corte de carga preventivo) e de correção dos custos estão sendo satisfatoriamente atendidos e o modelo NEWAVE está fornecendo resultados mais aderentes à realidade da operação do sistema elétrico brasileiro.