Regras de COMERCIALIZAÇÃO

Preço de Liquidação das Diferenças

Versão 2023.3.1

ccee Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

ÍNDICE

PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD) **3**

1. Introdução *3*

1.1. Conceitos Básicos 5

2. Detalhamento das Etapas da Formação do PLD *9*

2.1. Processamentos dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM 10

2.2. Determinação do PLD 15

3. Anexos *21*

3.1. Detalhamento do Cálculo do PLD_X 21

Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

1.Introdução

Uma das principais atribuições da CCEE, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo - MCP.

Este módulo envolve:

- ✓ *Todos os agentes que comercializam energia no Mercado de Curto Prazo.*

Para a valoração dos montantes liquidados no MCP é utilizado o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, apurado pela CCEE, por submercado[1], (Submercados são as divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs e cujas fronteiras são definidas em razão da presença de restrições elétricas relevantes aos fluxos de energia. Atualmente o SIN possui 4 submercados organizados por regiões geoelétricas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste), conforme determina o inciso V do art. 2º do Decreto nº 5.177/2004, em base horária, em consonância com as diretrizes do art. 57° do Decreto nº 5.163/2004 e da Portaria MME nº 301/2019. A base para cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação – CMO[2] , (Custo para se produzir o próximo MWh necessário, ou seja, representa o custo de geração da usina marginal para suprir o incremento marginal de carga), fruto dos modelos matemáticos utilizados também pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para definir a programação da operação do sistema, limitado por um preço mínimo, preços máximos horário e estrutural, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A Figura 1 apresenta a relação do módulo de "Preço de Liquidação das Diferenças" com os demais módulos das Regras de Comercialização.

[1] Submercados são as divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs e cujas fronteiras são definidas em razão da presença de restrições elétricas relevantes aos fluxos de energia. Atualmente o SIN possui 4 submercados organizados por regiões geoelétricas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

[2] Custo para se produzir o próximo MWh necessário, ou seja, representa o custo de geração da usina marginal para suprir o incremento marginal de carga.

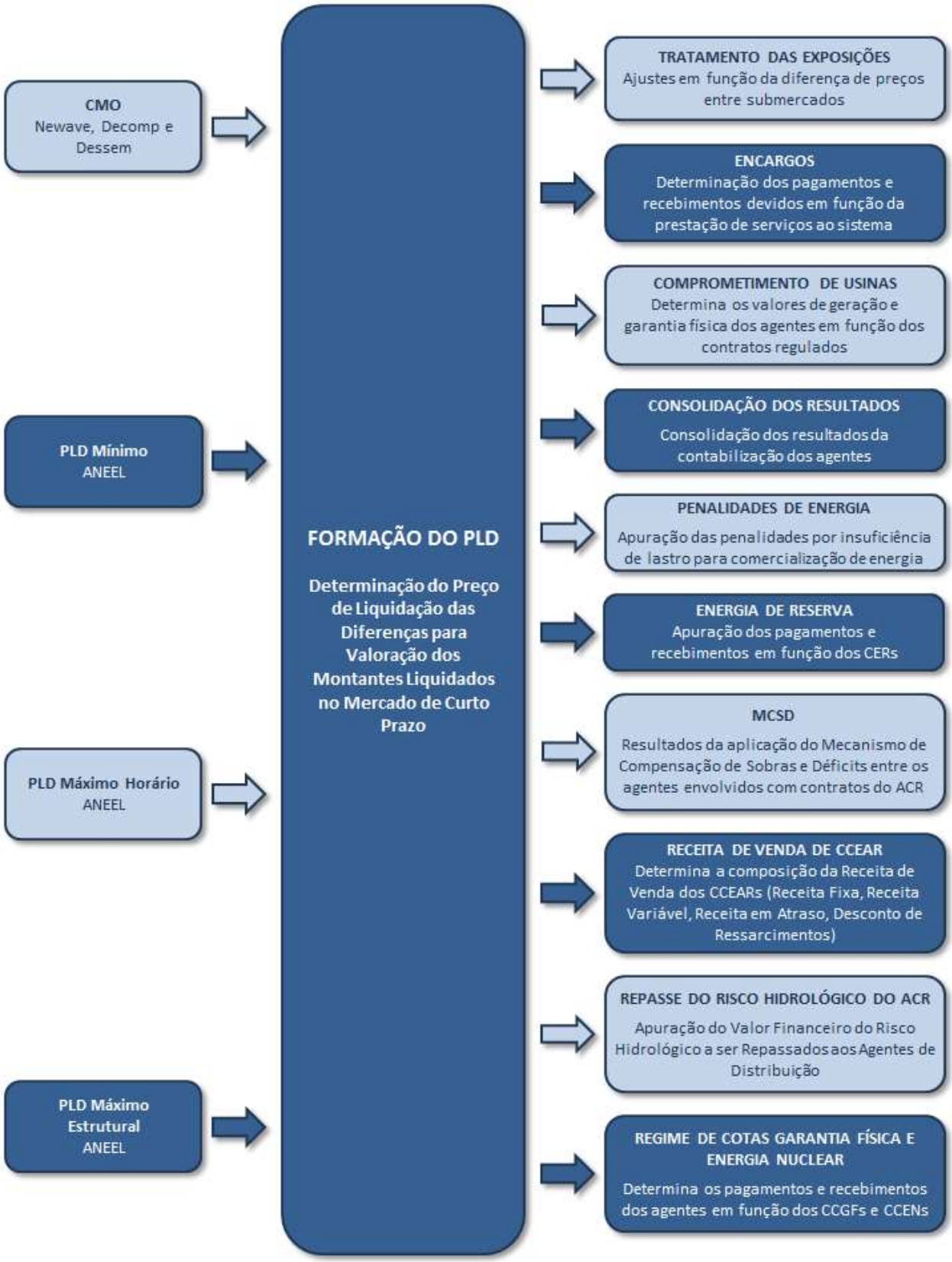

Figura 1: Relação do módulo Preço de Liquidação das Diferenças com os demais módulos das Regras de Comercialização

1.1. Conceitos Básicos

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos abrange um largo espectro de atividades, desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação. Devido ao porte e complexidade desse problema é necessária sua divisão em diversas etapas.

Em cada etapa são utilizados modelos computacionais com objetivo de minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema. Esses modelos possuem diferentes graus de detalhamento para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo).

Na etapa de médio prazo são realizados estudos com um horizonte de até 5 anos, discretizados mensalmente, otimizadas a geração termelétrica por usina e a geração hidrelétrica por reservatório equivalente de energia (modelo NEWAVE).

A etapa de curto prazo possui um horizonte de planejamento de 2 meses com discretização semanal para o primeiro mês. Considerando as informações de médio prazo e um detalhamento dos intercâmbios de energia entre os submercados, são definidas as metas individuais de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica do sistema (modelo DECOMP).

Com discretização semi-horária para o primeiro dia e um horizonte de planejamento de até 7 dias, a etapa de curtíssimo prazo tem por objetivo determinar a programação diária da operação hidrotérmica. Nesta etapa, são consideradas as variações características das fontes intermitentes, a representação de restrições operativas das unidades termelétricas e as restrições de segurança (modelo DESSEM).

Em cada um dos modelos haverá atualizações nos dados de entrada, com periodicidade mensal, semanal e diária, respectivamente, com intuito de representar de maneira mais realista a conjuntura energética do SIN.

Os modelos de estudos energéticos mencionados são utilizados no planejamento da operação do sistema conforme detalhado abaixo:

O Planejamento Anual da Operação Energética

O Planejamento Anual da Operação Energética – PEN, é realizado com periodicidade anual e revisões quadrimestrais. Com base em informações, recebidas das autoridades setoriais e dos agentes associados, sobre a oferta futura de energia e sobre as previsões de consumo do mercado, o ONS utiliza modelos matemáticos de otimização e simulação da operação para determinar estratégias operativas e avaliação das condições de suprimento ao SIN. Nesse estudo são realizadas avaliações probabilísticas do atendimento ao mercado, em que se calculam, inclusive, os riscos de ocorrência de déficits.

Os dados e informações utilizados nos estudos para o PEN também são empregados no processamento do modelo de médio prazo, no âmbito da elaboração do Programa Mensal de Operação – PMO.

O Programa Mensal da Operação Energética

O Programa Mensal da Operação Energética – PMO, é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes, com objetivo de garantir a transparência do processo. Os estudos são realizados em base mensal, com discretização em etapas semanais e por patamar de carga. Estabelecem políticas de geração hidrotérmica e de intercâmbio, além de fornecer metas e diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL.

As revisões semanais atualizam as informações do estado do sistema, as condições meteorológicas e as previsões de carga e de afluências.

O Programa Diário da Operação Eletroenergética

O Programa Diário da Operação Eletroenergética – PDE, tem como objetivo garantir a otimização energética dos recursos de geração e a segurança operacional do SIN, estabelecendo os programas diários de carga, geração e intercâmbio, com base na proposta de geração definida pelo modelo de curtíssimo prazo (modelo DESSEM).

O Modelo NEWAVE

O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação individualizada do parque termelétrico e agregação por Reservatórios Equivalentes de Energia - REE para as usinas hidrelétricas. As demais fontes são modeladas como Usinas Não Simuladas Individualmente – UNSI, atendendo parte da carga do submercado onde estão presentes.

Os intercâmbios de energia, que interligam os submercados, são representados por conexões equivalentes, com o intuito de simplificar a modelagem das linhas de transmissão.

A topologia dos submercados, os reservatórios equivalentes de energia e os intercâmbios de energia são ilustrados na Figura 2.

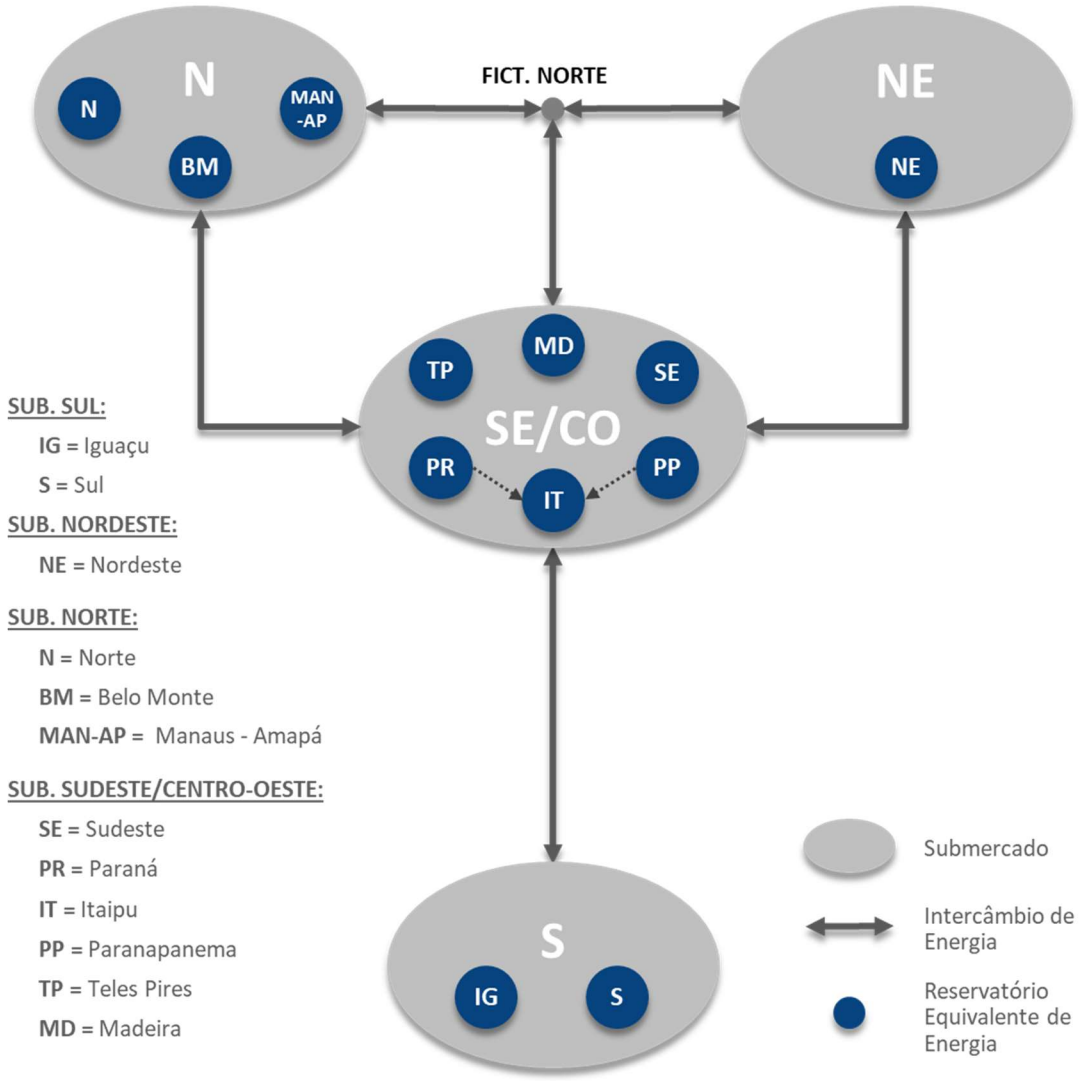

Figura 2: Representação dos submercados, dos Reservatórios Equivalentes de Energia e intercâmbios de energia do SIN no modelo NEWAVE

O objetivo principal do NEWAVE é determinar uma política de operação que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

Um dos principais resultados obtidos pela estratégia de solução do modelo NEWAVE é a Função de Custo Futuro[3], (A Função de Custo Futuro valora o custo esperado da operação dependendo da tendência hidrológica e dos níveis dos reservatórios para o horizonte de planejamento. Esta função é calculada iterativamente minimizando o custo imediato e o custo futuro), que permite o acoplamento com o modelo de curto prazo – DECOMP, compatibilizando a política de operação dessas duas etapas.

[3] A Função de Custo Futuro valora o custo esperado da operação dependendo da tendência hidrológica e dos níveis dos reservatórios para o horizonte de planejamento. Esta função é calculada iterativamente minimizando o custo imediato e o custo futuro.

O Modelo DECOMP

O DECOMP é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação dos parques termelétrico e hidrelétrico de forma individualizada. Os intercâmbios de energia entre submercados são modelados de maneira semelhante ao NEWAVE, com algumas particularidades referentes à representação individualizada.

O objetivo do DECOMP é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (previsões de cargas, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, função de custo futuro do NEWAVE, etc).

O modelo DECOMP fornece a Função de Custo Futuro, resultado da estratégia de solução do curto prazo, para o acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo - DESSEM.

O Modelo DESSEM

O DESSEM é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação das usinas termelétricas por unidade geradora, considerando as restrições de *unit commitment*[4] (Unit Commitment é o conjunto de restrições operativas que engloba a representação da rampa de acionamento, tempo mínimo de acionamento, rampa de desligamento, tempo mínimo desligamento até um novo acionamento, além de taxa e frequência de tomada de carga, dentre outras) e a operação em ciclo combinado, enquanto as usinas hidrelétricas são representadas de forma individualizada.

Os limites de transferência de energia entre submercados podem também ser representadas por meio de limites de intercâmbio dinâmicos, que dependem das condições operativas do sistema.

O objetivo do DESSEM é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto mais detalhado das informações (previsões de carga, vazões, geração eólica, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do DECOMP).

[4] É o conjunto de restrições operativas que engloba a representação da rampa de acionamento, tempo mínimo de acionamento, rampa de desligamento, tempo mínimo desligamento até um novo acionamento, além de taxa e frequência de tomada de carga, dentre outras.

2. Detalhamento das Etapas da Formação do PLD

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Preço de Liquidação das Diferenças", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

O tratamento dos dados de entrada diferencia o processamento dos modelos NEWAVE/DECOMP/DESSEM executados pela CCEE em relação aos executados pelo ONS.

O Esquema Geral

Por razões que serão explicitadas a seguir, a CCEE realiza algumas alterações nos decks recebidos do ONS. A Figura 3 ilustra o fluxo das atividades necessárias para o cálculo do PLD:

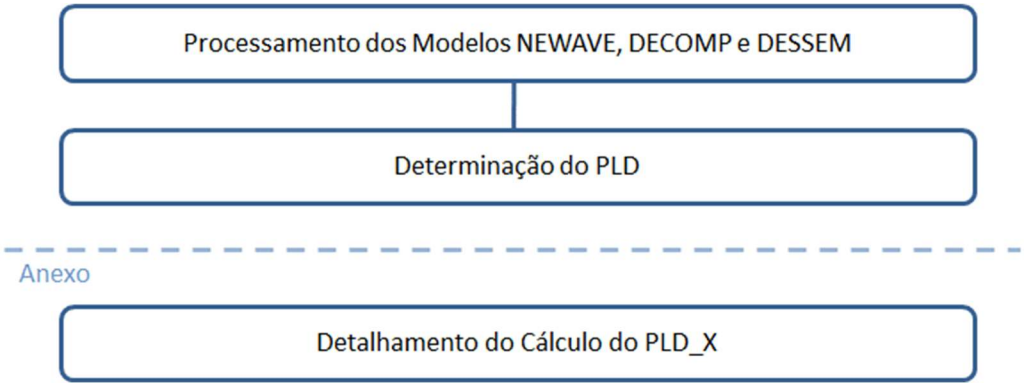

Figura 3: Esquema Geral do Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças

2.1. Processamentos dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Objetivo:

Calcular o CMO, principal insumo para a determinação do PLD.

Contexto:

O CMO estabelece quanto custa produzir um MWh adicional para o submercado, conforme previsto na legislação vigente, deve ser a base para o PLD. A Figura 4 destaca esta etapa em relação ao módulo completo:

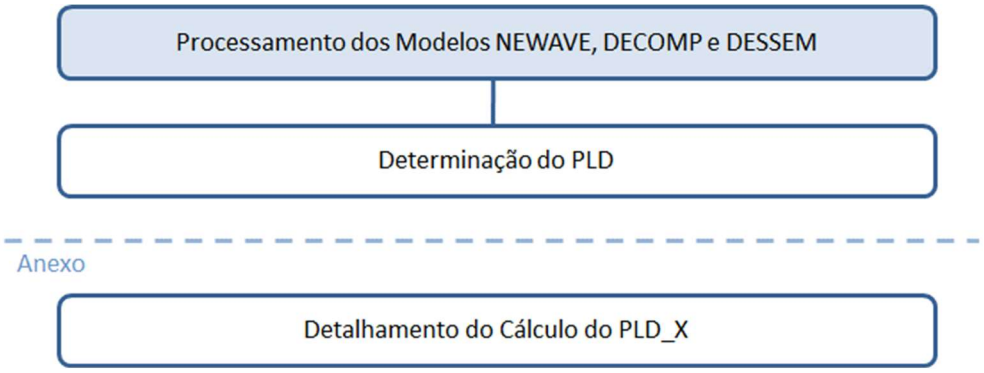

Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Preço de Liquidação das Diferenças"

2.1.1. Detalhamento dos Processamentos dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

1. Mensalmente o ONS processa e encaminha à CCEE o deck com os dados utilizados para o processamento do NEWAVE. Esse conjunto de dados é resultado do Programa Mensal da Operação Energética – PMO.

2. Após o recebimento dos dados do NEWAVE, a CCEE realiza o tratamento para processamento do modelo, com o objetivo de obter a função de custo futuro necessária para o encadeamento com o modelo de curto prazo – DECOMP. A execução do NEWAVE está restrita à semana que antecede a primeira semana operativa de cada mês. Semanalmente, o ONS processa e encaminha à CCEE o deck com os dados utilizados para o processamento do DECOMP.

3. Após o recebimento desses dados, a CCEE realiza o tratamento e o processamento do modelo, com o objetivo de obter uma nova função de custo futuro, necessária para a execução do modelo de curtíssimo prazo – DESSEM. A execução do DECOMP está restrita ao dia útil que antecede a próxima semana operativa.

4. Por fim, diariamente a CCEE, recebe do ONS o deck com os dados para o processamento do DESSEM, realiza o tratamento dos dados e efetua o processamento do DESSEM com objetivo de calcular o PLD em base horária válido para o dia subsequente.

5. Diferentemente do planejamento da operação do ONS, que considera todas as restrições elétricas do sistema, a CCEE para calcular o PLD deve considerar a energia como sendo igualmente disponível em todos os pontos de consumo de um mesmo submercado.

6. Assim sendo, os dados oriundos do ONS e recebidos pela CCEE para cálculo do PLD são tratados em cada uma das etapas descritas anteriormente, de forma a **não** considerar as restrições elétricas internas aos submercados.

7. Entretanto, a regulamentação vigente prevê alguns tratamentos excepcionais das restrições elétricas para a formação do PLD. Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados:

   i. Cuja eliminação necessita de solução de planejamento; ou

   ii. Que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

Representação Gráfica – Restrição elétrica interna que não impacta a capacidade de intercâmbio entre os submercados:

Suponha que seja identificada a situação apresentada na Figura 5 onde há uma restrição na linha de transmissão entre N1-N2, interna ao submercado 1, e que não afete os limites de transmissão entre os submercados 1 e 2.

Como existe uma restrição elétrica na linha de transmissão, para que a carga L1 seja atendida, é necessário manter um nível mínimo de geração na usina G1. Esse nível mínimo de geração será considerado pelo ONS no PMO.

No entanto, como a geração mínima foi determinada por conta de uma restrição elétrica interna ao submercado, e restrições dessa natureza não são consideradas na formação do preço, o nível mínimo de geração será desconsiderado no deck da CCEE.

No NEWAVE esse procedimento é adotado somente nas usinas termelétricas, visto que as hidrelétricas são representadas por meio do reservatório equivalente de energia.

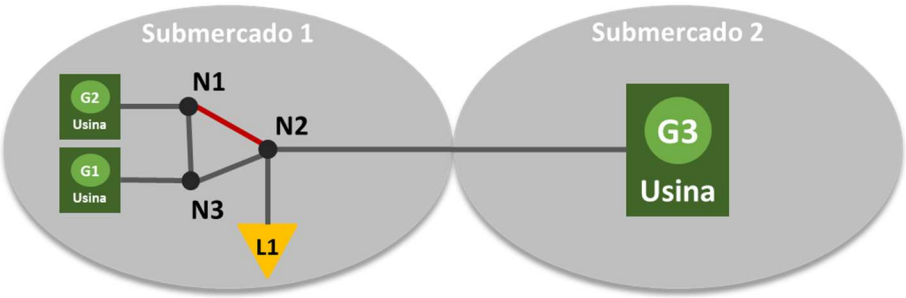

Figura 5: Restrição Elétrica Interna ao Submercado que não impacta a capacidade de intercâmbio entre eles

Representação Gráfica– Restrição elétrica interna, de caráter estrutural, que impacta a capacidade de intercâmbio entre os submercados:

A Figura 6 ilustra restrições elétricas internas ao submercado 2, entre N1 e N2 e entre N2 e N3, fazendo com que a geração das usinas G_1 e G_2, concorram com o envio de energia do submercado 1 para o submercado 2. Considerando que estas restrições elétricas internas ao submercado 2, de caráter estrutural, impactam a capacidade de intercâmbio entre os submercados 1 e 2, as mesmas são consideradas no cálculo do PLD.

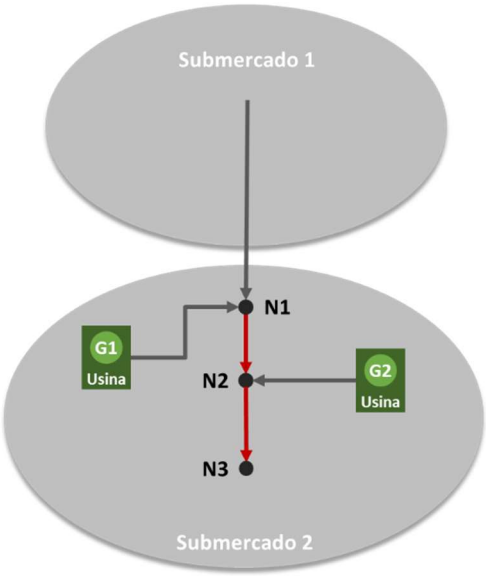

Figura 6: Restrição Elétrica Interna, de caráter estrutural, ao Submercado que impacta a capacidade de intercâmbio entre eles

2.1.2. Dados de Entrada do Processamento dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

	Arquivos de Entrada do NEWAVE, DECOMP e DESSEM	
Arquivos de Entrada do NEWAVE, DECOMP e DESSEM	Descrição	Arquivos de Entrada do NEWAVE: item 3 do Manual do Usuário do NEWAVE – Especificação dos dados de entrada. Arquivos de Entrada do DECOMP: item 3 do Manual do Usuário do DECOMP – Descrição dos arquivos de dados de entrada. Arquivos de Entrada do DESSEM: item 3 do Manual do Usuário do DESSEM – Descrição dos arquivos de dados de entrada.
	Unidade	-
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	-

2.1.3. Dados de Saída do Processamento dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

$CMO_SH_{s,sj}$	**Custo Marginal de Operação Semi-Horário**	
	Descrição	Custo para se produzir o próximo MWh para o sistema, calculado pela aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM antes da operação física do sistema (cálculo ex-ante). Definido por submercado "s", no período semi-horário "js"
	Unidade	R$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Arquivos de Saída do NEWAVE, DECOMP e DESSEM	**Arquivos de Saída do NEWAVE, DECOMP e DESSEM**	
	Descrição	Arquivos de Saída do NEWAVE: item 4.1 do Manual do Usuário do NEWAVE – Função de Custo Futuro que é utilizado pelo DECOMP. Arquivos de Saída do DECOMP: item 4.2 do Manual do Usuário do DECOMP – Função de Custo Futuro que é utilizado pelo DESSEM. Arquivos de Saída do DESSEM: item 4 do Manual do Usuário do DESSEM – Relatório dos subsistemas (PDO_SIST) que contém o Custo Marginal de Operação e geração das usinas
	Unidade	-
	Valores Possíveis	-

2.2. Determinação do PLD

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Preço de Liquidação das Diferenças", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

Objetivo:

Calcular o PLD, valor utilizado na contabilização do MCP.

Contexto:

O PLD é determinado com base no CMO horário, considerando a aplicação dos limites mínimo e máximos estrutural e horário estabelecidos pela ANEEL para todos submercados. A Figura 7 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

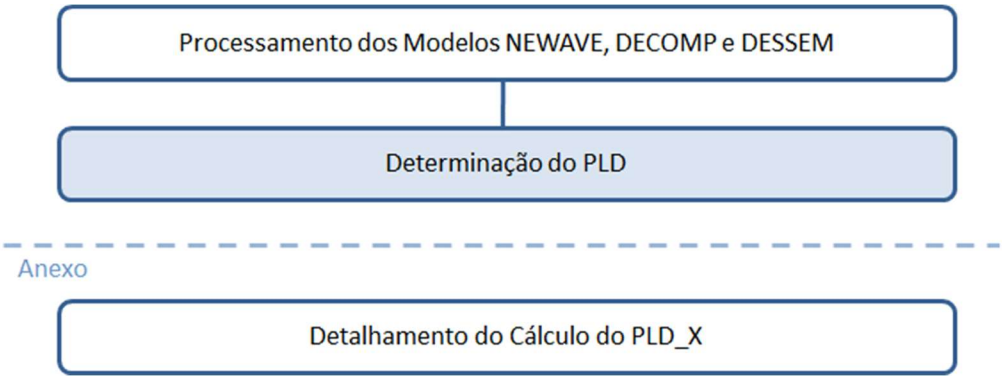

Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Preço de Liquidação das Diferenças"

2.2.1. Determinação do PLD

O processo de determinação do PLD é composto pelos seguintes comandos e expressões:

8. O cálculo do Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante é realizado com o objetivo de encontrar o CMO na base horária, sendo obtido através da média horária dos CMOs semi-horários oriundos dos decks do DESSEM, desta forma é expresso por:

$$CMO_SR_EA_{s,j} = \frac{\sum_{js \in j} CMO_SH_{s,js}}{2}$$

Onde:

$CMO_SR_EA_{s,j}$ é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

$CMO_SH_{s,js}$ é o Custo Marginal de Operação Semi-Horário determinado por submercado "s", no período semi-horário "js"

Importante:

Em caso de acionamento da contingência na determinação do PLD, nos termos dos Procedimentos de Comercialização, também serão aplicados os limites de PLD Mínimo, Máximo Horário e, quando a média diária dos PLDs horários for superior ao PLD Máximo Estrutural, será aplicado o processo iterativo do PLD Máximo Estrutural, antes da divulgação.

Se a contingência adotada utilizar o valor na granularidade semana/patamar, o valor será replicado para todas as horas ao longo daquela semana e patamar, respeitando os patamares de carga de cada hora, também obedecendo os limites máximos e mínimo conforme disposto no parágrafo anterior.

9. A sequência de cálculos para determinação do Preço de Liquidação das Diferenças ajustado ao Limite Máximo Estrutural e aos limites de PLD Máximo Horário e Mínimo, estipulados pela Aneel, é realizada de forma iterativa, começando em σ=1 até σ=n, com incrementos unitários, sendo finalizada quando a média dos valores diários do PLD for menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural, conforme disposto no fluxograma a seguir e nas Linhas de Comando abaixo:.

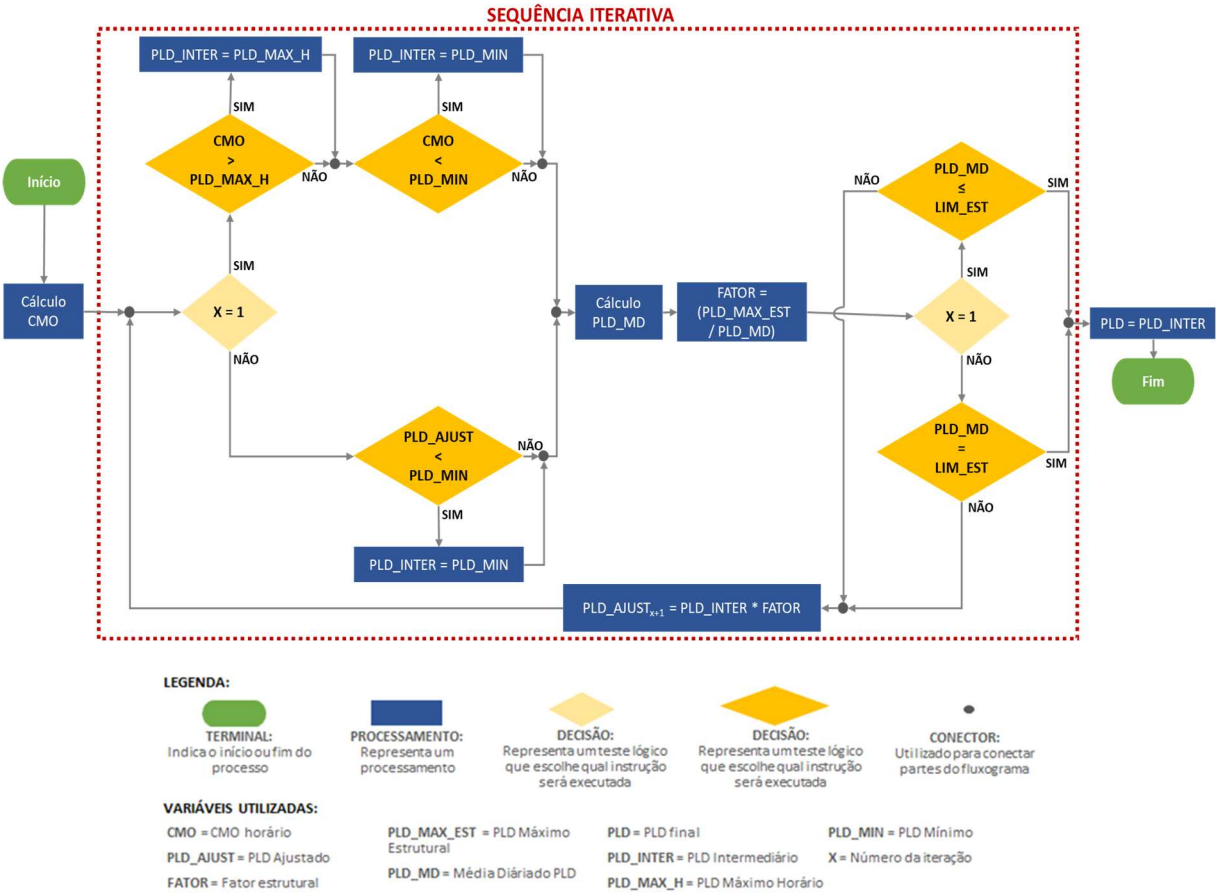

Figura 8 - Fluxograma da metodologia do PLD Estrutural

9.1. O PLD Intermediário, definido por submercado, será determinado dependendo do número de iterações de "σ". Caso esteja na primeira iteração (σ=1), o valor utilizado no seu cálculo deve ser o CMO Sem Restrição Ex-Ante. Caso contrário, o valor utilizado no cálculo do PLD Intermediário será o PLD Ajustado ao Limite Estrutural, conforme a seguinte expressão:

Se σ=1, então:

$$PLD_INTER_{s,j,\sigma} = min\left(max\left(CMO_SR_EA_{s,j};\ PLD_MIN_f\right);\ PLD_MAX_H_f\right)$$

Caso contrário:

$$PLD_INTER_{s,j,\sigma} = \left(max\left(\boldsymbol{PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}};\ PLD_MIN_f\right)\right)$$

Onde:

$PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ"

$CMO_SR_EA_{s,j}$ é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

PLD_MIN_f é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração "f"

$PLD_MAX_H_f$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Horário determinado para o ano de apuração "f"

$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela Aneel, calculado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ"

9.2. O cálculo do PLD Médio Diário é obtido, para cada iteração, a partir da média dos PLDs Intermediários, de acordo com a expressão:

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} = \frac{\sum_{j \in d} PLD_INTER_{s,j,\sigma}}{D_HORAS_d}$$

Onde:

$PLD_MD_{s,d,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado "s", que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia "d", na iteração "σ"

$PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ"

D_HORAS_d é a Quantidade de Horas que compõe o dia "d"

"d" é a dimensão que contêm o número de horas que representa um dia, composto pelos 24 períodos de comercialização "j"

9.3. O Fator Estrutural estabelece o percentual, para cada iteração, do quanto será necessário ajustar nos valores de CMOs Sem Restrição Ex-Ante, para que a média diária dos PLDs seja igual ao Limite Estrutural, determinado pela Aneel. Esse fator é expresso por:

$$F_EST_{s,d,\sigma} = \frac{PLD_MAX_EST_f}{PLD_MD_{s,d,\sigma}}$$

Onde:

$F_EST_{s,d,\sigma}$ é o Fator Estrutural calculado por submercado "s", para o dia "d", na iteração "σ"

$PLD_MAX_EST_f$ é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração "f"

$PLD_MD_{s,d,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado "s", que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia "d", na iteração "σ"

Importante:

No cálculo do Fator Estrutural (F_EST) devem ser utilizadas 12 casas decimais.

9.4. A finalização da sequência de cálculos para determinação do PLD Ajustado ao Limite Máximo Estrutural, ocorre quando a média dos valores diários do PLD for menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural. Caso esta condição não seja verdadeira, se faz necessário o cálculo do PLD Ajustado ao Limite Estrutural, para a próxima iteração, que é definido com a aplicação do Fator Estrutural, da iteração atual, de acordo com as expressões a seguir:

$$Caso$$

$$Para\ \sigma=1$$

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} \leq PLD_MAX_EST_{f}:$$

$$ou\ para\ \sigma>1$$

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} = PLD_MAX_EST_{f}:$$

$$Então:$$

$$PLD_{s,j} = PLD_INTER_{s,j,\sigma}$$

$$Caso\ Contrário:$$

$$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma+1} = F_EST_{s,d,\sigma} * PLD_INTER_{s,j,\sigma}$$

Onde:

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_MD_{s,d,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado "s", que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia "d", na iteração "σ"

$PLD_MAX_EST_{f}$ é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração "f"

$PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ"

$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela Aneel, calculado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ"

$F_EST_{s,d,\sigma}$ é o Fator Estrutural calculado por submercado "s", para o dia "d", atribuído na iteração "σ"

Importante:

A iteração "σ" ocorre pela verificação do PLD Médio Diário (PLD_MD) para cada submercado. Assim, caso o valor do PLD_MD seja inferior ou igual ao Limite Máximo Estrutural (PLD_MAX_EST), as iterações cessam e não é necessário executar novamente o cálculo das Linhas de Comando 9.1, 9.2, 9.3, 9.4. Do contrário, sua execução se faz necessária até que a média diária ajustada do PLD (PLD_MD) atinja o limite estrutural.

2.2.2. Dados de Entrada da Determinação do PLD

$CMO_SH_{s,sj}$	**Custo Marginal de Operação Semi-Horário**	
	Descrição	Custo para se produzir o próximo MWh para o sistema, calculado pela aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM antes da operação física do sistema (cálculo ex-ante). Definido por submercado "s", no período semi-horário "js"
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	DESSEM
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

PLD_MIN_f	**Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo**	
	Descrição	Valor mínimo que o PLD pode assumir em uma hora para um determinado ano de apuração "f". Este valor é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a TEOItaipu e a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

$PLD_MAX_EST_f$	**Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural**	
	Descrição	Limite máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração "f"
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

$PLD_MAX_H_f$	**Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Horário**	
	Descrição	Limite máximo que o PLD pode assumir na hora. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração "f"
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

2.2.3. Dados de Saída da Determinação do PLD

	Preço de Liquidação das Diferenças	
$PLD_{s,j}$	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

3. Anexos

3.1. Detalhamento do Cálculo do PLD_X

Objetivo:

Calcular o PLD_X, necessário para precificar os encargos a serem pagos às usinas hidrelétricas em função de deslocamento hidráulico ocorrido por geração fora da ordem de mérito, conforme definido pela Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, e regulamentação específica.

Contexto:

Este anexo detalha as etapas de cálculos do PLD_X, que se define como o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, em R$/MWh. O PLD_X será calculado e divulgado anualmente pela CCEE no mês da contabilização de janeiro. A Figura 9 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

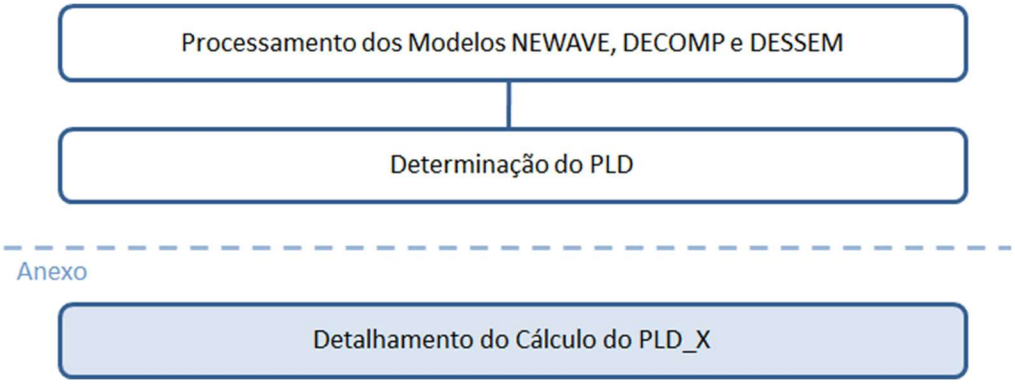

Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Preço de Liquidação das Diferenças"

3.1.1. Detalhamento do Processo de Determinação do PLD_X

O PLD_X é calculado a partir dos seguintes comados e expressões:

10. Determinar o PLD Médio Mensal de um Submercado ponderado pela carga, desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X. O cálculo é feito pela razão entre o produto do PLD Médio Mensal do período citado de cada submercado e o consumo do submercado do ano civil anterior ao cálculo do PLD_X, considerado no centro de gravidade, pelo consumo total do SIN no centro de gravidade, também do ano anterior:

$$PLD_MM_m = \frac{\sum_s \left(PLD_MS_{s,m} * \boldsymbol{TRC_A_{s,f-1}}\right)}{\sum_s \boldsymbol{TRC_A_{s,f-1}}}$$

$$\forall\, m \in MX$$

Onde:

PLD_MM_m é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal do no mês de apuração "m"

$PLD_MS_{s,m}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal de um Submercado, por submercado "s", no mês de apuração "m"

$TRC_A_{s,\,f-1}$ é o Total de Consumo Anual no submercado "s", no ano de apuração "f"

"f-1" é o ano civil anterior ao cálculo do PLD_X

"MX" é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X

10.1. O Total de Consumo Anual de um submercado é determinado pela soma do consumo de todos os agentes com perfil de consumo para cada submercado, no ano de apuração, a partir da seguinte equação:

$$TRC_A_{s,f-1} = \sum_{m \in f-1} \sum_{j \in m} \sum_{a} TRC_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC_A_{s,\,f-1}$ é o Total de Consumo Anual no submercado "s", no ano de apuração "f"

$TRC_{a,s,j}$ é o Consumo Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j" "f-1" é o ano civil anterior ao cálculo do PLD_X

11. O Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado é determinado pela atualização do PLD médio mensal pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, referenciado a dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X, a partir da seguinte expressão:

$$PLD_MMA_m = PLD_MM_m * \frac{NIPCA_{md}}{NIPCA_m}$$

$$\forall\, m \in MX$$

Onde:

PLD_MMA_m é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal Atualizado no mês de apuração "m"

PLD_MM_m é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal no mês de apuração "m"

$NIPCA_m$ é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"

"md" é o mês de dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X, utilizado como referência para a atualização

"MX" é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X

12. O Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado Limitado é determinado pela limitação do PLD médio atualizado entre os valores máximo e mínimo do PLD vigentes no ano de apuração do PLD_X, a partir da seguinte expressão:

$$PLD_MMAL_m = min\big(max\big(PLD_MMA_m;\ PLD_MIN_f\big);\ PLD_MAX_EST_f\big)$$

$$\forall\, m \in MX$$

Onde:

PLD_MMAL_m é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado Limitado no mês de apuração "m"

PLD_MMA_m é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal Atualizado no mês de apuração "m"

PLD_MIN_f é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração "f"

$PLD_MAX_EST_f$ é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração "f"

"MX" é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X

13. O PLD_X é obtido a partir da mediana dos valores do PLD Médio atualizados e limitados, considerando o intervalo de tempo que se inicia em janeiro de 2001 e vai até o mês de dezembro do ano anterior ao ano de cálculo do PLD_X, através da seguinte expressão:

$$PLD_X_f = mediana\ (PLD_MMAL_m)$$

$$\forall\, m \in MX$$

Onde:

PLD_X_f é o Preço associado ao custo de oportunidade de geração das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano corrente "f"

PLD_MMAL_m é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado Limitado no mês de apuração "m"

"MX" é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD_X

Importante:

O PLD_X só será calculado uma vez por ano, independentemente de ocorrer recontabilização da carga.

3.1.2. Dados de Entrada do Detalhamento do Cálculo do PLD_X

PLD_MIN_f	**Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo**	
	Descrição	Valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano de apuração "f". Este valor é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a TEOItaipu e a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

$PLD_MAX_EST_f$	**Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural**	
	Descrição	Limite máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração "f"
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

$PLD_MS_{s,m}$	**Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal**	
	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal de um Submercado, por submercado, "s", no mês de apuração "m"
	Unidade	R$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

$TRC_{a,s,j}$	**Consumo Total do Perfil do Agente**	
	Descrição	Consumo Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

$NIPCA_m$	**Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo**	
	Descrição	Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.1.3. Dados de Saída do Detalhamento do Cálculo do PLD_X

PLD_X_f	**Preço do Deslocamento Hidráulico**	
	Descrição	Preço associado ao custo de oportunidade de geração das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano corrente "f"
	Unidade	R$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos