



## **PROJETO DE GRADUAÇÃO**

# **MODELO ESTRATÉGICO LINEAR DE OFERTAS DE ENERGIA DE COMPANHIAS GERADORAS HIDROELÉTRICAS**

**Gabriel Henrique Mendonça**

**Brasília, 08 de Julho de 2019**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica

## PROJETO DE GRADUAÇÃO

# MODELO ESTRATÉGICO LINEAR DE OFERTAS DE ENERGIA DE COMPANHIAS GERADORAS HIDROELÉTRICAS

**Gabriel Henrique Mendonça**

Relatório submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica como requisito parcial para obtenção  
do grau de Engenheiro Eletricista.

### **Banca Examinadora**

Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, UnB/ ENE  
(Orientador)

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, UnB/ ENE

Prof. Fábio Stacke Silva, ANEEL

---

---

---

Brasília, 08 de Julho de 2019

## **Agradecimentos**

*Agradeço primeiramente a Deus, a Ele toda honra e toda a glória. Agradeço à minha mãe Shirley, ao meu pai André e à minha irmã Alice por tudo, principalmente pelo apoio, carinho e cuidado ao longo da minha vida, sem eles eu nunca teria chegado até aqui. Agradeço ao meu orientador Pablo pela paciência e pela disponibilidade de se reunir comigo todas as semanas, não senti falta de apoio em momento algum. Agradeço à minha namorada Jéssica e ao meu amigo Robbi pelos incentivos dados a mim durante essa fase e por todo o suporte que me ofereceram.*

*Gabriel Henrique Mendonça*

Este trabalho apresenta a modelagem de um problema de otimização linear do lucro de uma companhia geradora que possui apenas usinas hidroelétricas em sua matriz e vende sua energia tanto no mercado de curto prazo (mercado *pool*) quanto através de contratos bilaterais. O horizonte analisado é de apenas um dia e o objetivo do modelo é determinar a quantidade de energia que a companhia deve vender através de cada modalidade de negócio em cada hora do dia de forma a maximizar seu lucro, ao mesmo tempo em que leva em conta a influência do risco associado às variações de preço no mercado *pool*. Para a implementação dessa modelagem foi utilizado o software GAMS, bastante eficiente para problemas de otimização linear e não linear. Finalmente o algoritmo resultante foi submetido a testes para comprovar sua correta operação.

Palavras-chave: mercado *pool*, contratos bilaterais, oferta de energia, despacho, usinas hidroelétricas.

---

## ABSTRACT

This work presents the modeling of a linear optimization problem of the profit of a generating company that only has hydroelectric plants in its matrix and sells its energy in both the short term market (pool market) and through bilateral contracts. The horizon analyzed is only one day and the objective of the model is to determine the amount of energy that the company must sell through each market at each hour of the day in order to maximize its profit, while taking into account the influence of the risk associated with price variations in the pool market. For the implementation of this model the software GAMS was used, very efficient for linear and nonlinear optimization problems. Finally, the resulting algorithm was tested to verify its correct operation.

Keywords: pool market, bilateral contracts, energy offering, dispatch, hydroelectric power plants.

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>	
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.1.1	Modelo de mercado <i>pool</i>	1
1.1.1.1	<i>Tight pool</i>	1
1.1.1.2	<i>Loose pool</i>	1
1.1.2	Contratos bilaterais	2
1.2	MOTIVAÇÃO	3
1.3	OBJETIVOS	4
1.4	JUSTIFICATIVA	4
1.5	CONTRIBUIÇÕES	5
1.6	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	5
<b>2 FORMULAÇÃO DO MODELO</b>	<b>6</b>	
2.1	USINAS HIDROELÉTRICAS	6
2.1.1	Potências máxima e mínima	6
2.1.2	Rampas de subida e descida	7
2.1.3	Potência Inicial	7
2.1.4	Energia disponível no dia	7
2.1.5	Custo de geração	8
2.2	MODELO DE CONTRATOS BILATERAIS	8
2.2.1	Múltiplos blocos	8
2.2.2	Horários de abrangência dos contratos	9
2.3	MODELO PARA O MERCADO <i>POOL</i>	9
2.4	MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA	10
2.3	FERRAMENTA GAMS	15
<b>3 CASOS DE ESTUDO</b>	<b>16</b>	
3.1	CASO BASE	16
3.1.1	Dados das usinas	16
3.1.2	Dados dos contratos	20
3.1.3	Dados do mercado <i>pool</i>	21
3.2	ANÁLISE DE CASOS	23
3.2.1	Caso 1 – Influência dos preços dos contratos	23
3.2.1.1	Caso 1.1	24
3.2.1.2	Caso 1.2	28

3.2.1.3	Caso 1.3 .....	30
3.2.2	Caso 2 – Influência do risco .....	33
3.2.2.1	Caso 2.1 .....	33
3.2.2.2	Caso 2.2 .....	35
3.2.3	Caso 3 – Comportamento Lucro x CVaR .....	37
3.2.3.1	Caso 3.1 .....	37
3.2.3.1	Caso 3.2 .....	38
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>40</b>
4.1	CONCLUSÃO .....	40
4.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	40
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>42</b>
	<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>44</b>
A1.	CONDITIONAL VALUE AT RISK (CVaR) .....	44
A2.	CÓDIGO GAMS .....	46

# LISTA DE FIGURAS

1.1	Exemplo de modelo <i>loose pool</i> .....	2
3.1	Usinas da bacia do Paranapanema.....	16
3.2	Geração de energia da UHE Chavantes em 2018.....	17
3.3	Geração de energia da UHE Mauá em 2018.....	18
3.4	Geração de energia da UHE Jurumirim em 2018.....	18
3.5	Cenários de preços do mercado <i>pool</i> .....	24
3.6	Curva de oferta no mercado <i>pool</i> para a hora 1 (caso base).....	24
3.7	Energia vendida por contratos (caso base).....	25
3.8	Despacho das usinas (caso base).....	26
3.9	Curva de oferta no mercado <i>pool</i> para a hora 1 (preço dos contratos reduzido).....	28
3.10	Despacho das usinas (preço dos contratos reduzido).....	28
3.11	Energia vendida por contratos (preço dos contratos aumentado).....	30
3.12	Despacho das usinas (preço dos contratos aumentado).....	31
3.13	Curva de oferta no mercado <i>pool</i> para a hora 8 com $\beta = 0$ .....	32
3.14	Energia vendida por contratos (caso base).....	32
3.15	Curva de oferta no mercado <i>pool</i> para a hora 8 com $\beta = 0,2$ .....	33
3.16	Energia vendida por contratos com $\beta = 0,2$ .....	34
3.17	Comparação do despacho das usinas com $\beta = 0$ e $\beta = 0,2$ .....	35
3.18	Gráfico Lucro x CVaR ( <i>enday</i> base).....	36
3.19	Gráfico Lucro x CVaR ( <i>endays</i> variados).....	37
A.1	Função densidade de probabilidade do lucro.....	42



## LISTA DE TABELAS

3.1	Dados técnicos das usinas.....	17
3.2	Dados dos contratos.....	19
3.3	Dados do mercado <i>pool</i> .....	20
3.4	Dados dos contratos.....	24
3.5	Dados dos contratos com preço reduzido.....	27
3.6	Dados dos contratos com preço aumentado.....	29
3.7	Dados de energia disponível para cada usina.....	37

## LISTA DE SÍMBOLOS

$t$	período de tempo (h)
$T$	total de períodos no dia (h)
$s$	cenários de preços
$S$	total de cenários implementados
$ru$	cópia da variável $s$
$c$	contratos
$C$	quantidade de contratos utilizada
$b$	blocos dos contratos
$B$	quantidade de blocos utilizados
$i$	usina hidroelétrica
$I$	número de usinas hidroelétricas possuídas pela companhia geradora
$\gamma$	nível de confiança para cálculo do CVaR
$\beta$	constante positiva usada para ponderação da influência do risco no lucro
$\alpha(s)$	probabilidade de ocorrência do cenário $s$
$z$	lucro esperado
$n(s)$	variável auxiliar deduzida de cada cenário $s$ e usada para computar o valor de CVaR ( <i>conditional value-at-risk</i> )
$dc(c)$	intervalo de duração do contrato (h)
$dint$	duração de um período de tempo (h)
$rnz$	lucro esperado com risco neutro ( $\beta = 0$ )
$var$	<i>value-at-risk</i>
$cvar$	CVaR ( <i>conditional value-at-risk</i> )
$gmin(i)$	mínima potência de saída da usina $i$ (MW)
$gmax(i)$	máxima potência de saída da usina $i$ (MW)
$enday(i)$	energia disponível no dia para a usina $i$ (MWh)

$cost(i)$	custo de geração para a usina $i$ (R\$/MWh)
$rampa(i)$	limite de variação por hora da potência de saída da usina $i$ (MW/h)
$start(i)$	valor de potência produzida pela usina $i$ na primeira hora do dia (MW)
$nintc(c)$	quantidade de períodos do dia que são varridos pelo contrato $c$ (h)
$inter(c, t)$	quantidade de períodos $t$ no dia abrangidos pelo contrato $c$
$price(t, s)$	preço do mercado $pool$ no período $t$ e cenário $s$ (R\$/MWh)
$pricer(t, ru)$	cópia da variável $price(t, s)$
$pricec(c, b)$	preço da energia pertencente ao bloco $b$ do contrato $c$ (R\$/MWh)
$pmaxc(c, b)$	máxima potência que pode ser vendido através do bloco $b$ do contrato $c$ (MW)
$g(t, s)$	potência vendida no mercado $pool$ durante o período $t$ no cenário $s$ (MW)
$gr(t, ru)$	variável auxiliar cópia de $g(t, s)$
$eg(t, s)$	energia vendida no pool durante o período $t$ no cenário $s$ (MWh)
$gc(c, b)$	potência vendida através do bloco $b$ do contrato $c$ (MW)
$egc(c, b)$	energia vendida através do bloco $b$ do contrato $c$ (MWh)
$gp(i, t, s)$	potência gerada pela usina $i$ no período $t$ do cenário $s$ (MW)
$egp(i, t, s)$	energia gerada pela usina $i$ no período $t$ do cenário $s$ (MWh)
$cst(t, s)$	custo da geração no período $t$ do cenário $s$ (R\$/MWh)
$edayav(i, s)$	energia gerada no dia pela usina $i$ no cenário $s$ (MWh)

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente, existem duas modalidades de negócios dentro do contexto de mercado de energia elétrica. São elas o modelo de mercado *pool* e contratos bilaterais.

### 1.1.1 Modelo de mercado *pool*

O modelo de mercado *pool* se baseia na ideia de um despacho de energia controlado por um órgão chamado operador de mercado. Todas as transações envolvendo compra e venda de energia devem passar pela análise e aprovação desse órgão, o qual é o intermediador entre o comprador e o vendedor. Assim, as negociações nessa modalidade acontecem entre um agente e o operador de mercado, e não entre dois agentes [7],[9].

A característica principal do mercado *pool* é a oscilação no preço de liquidação do mercado

O modelo de mercado *pool* possui ainda duas vertentes, o chamado modelo *tight pool* e o modelo *loose pool*.

#### 1.1.1.1 *Tight pool*

Nessa vertente o modelo de despacho e formação de preços é baseado em custos, ou seja, as companhias geradoras podem fornecer apenas os dados técnicos e os custos variáveis de suas usinas ao operador de mercado, o qual usa essas informações recebidas como base para encontrar uma solução ótima de despacho de energia do sistema ao menor custo esperado. Esse cálculo é feito pelo operador através de programas de otimização [7],[9].

Em nenhum momento os agentes geradores submetem ao operador suas ofertas de preços.

#### 1.1.1.2 *Loose pool*

Já nessa vertente o contrário acontece, pois o modelo de despacho e formação de preços é baseado em ofertas. Assim, as companhias geradoras podem submeter ao operador de mercado suas ofertas de preço e quantidade de energia, (ou curvas de oferta) [9].

Neste tipo de mercado, as ofertas de quantidade e preços a serem submetidas ao operador de mercado devem ser referentes a cada hora do dia seguinte, e esses dados devem ser enviados

no dia anterior. Portanto, o planejamento da companhia geradora é feito para o dia seguinte, onde no dia anterior ela determina as quantidades de energia e o preço dessas quantidades para cada uma das 24 horas do dia seguinte [8],[9].

Após receber todas as ofertas de preços e quantidades das companhias geradoras, o operador de mercado cruza essas informações com a previsão da demanda para aquele dia, de forma realizar um despacho ao menor custo possível para os compradores de energia. Esse cruzamento é feito entre a curva de oferta e a curva de demanda, e essas curvas são obtidas quando as ofertas dos geradores são colocadas em ordem crescente de preço e a previsão da demanda em ordem decrescente de preço [6],[9].

O preço de equilíbrio resultante deste cruzamento de informações é chamado de preço *spot* [6],[9].

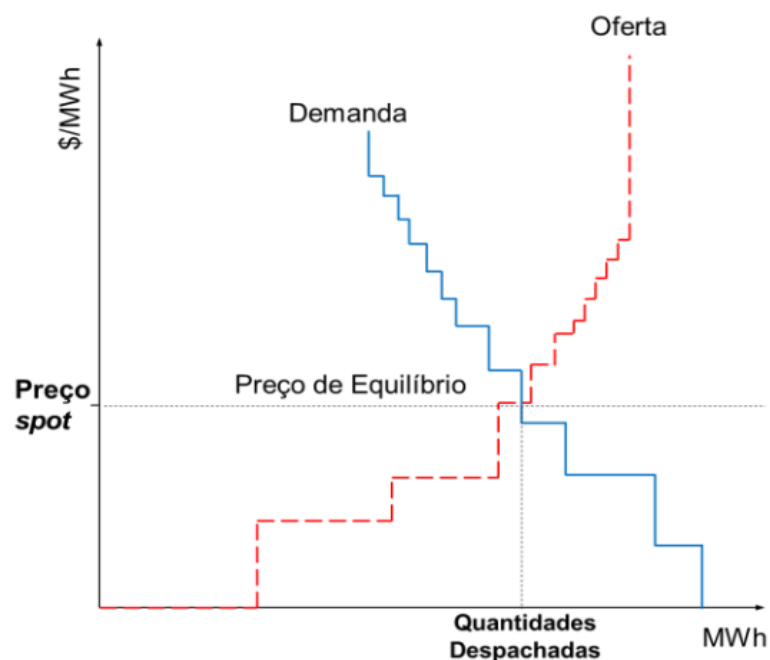


Figura 1.1 – exemplo de modelo *loose pool* [9]

### 1.1.2 Contratos bilaterais

No modelo de negócios por meio de contratos bilaterais, os acordos de compra e venda não são mais intermediados pelo operador de mercado, e os agentes vendedores e compradores podem negociar entre si livremente. Na assinatura de um contrato bilateral, o produtor se compromete a entregar a quantidade de energia contratada durante o intervalo de tempo combinado a um preço fixo definido no dia da assinatura.

Para os objetivos deste trabalho, assim como o mercado *loose pool*, os contratos também são firmados no dia anterior para serem válidos apenas no dia seguinte.

Na prática não existe um mercado apenas formado por contratos bilaterais, mas há modelos que mesclam *pool* e contratos [9].

## 1.2 MOTIVAÇÃO

A motivação principal deste trabalho está em propor ao caso brasileiro um modelo de mercado ainda não existente aqui, o *loose pool*, o qual será implementado em intervalos de hora a hora, juntamente com o modelo de contratos bilaterais já utilizado no Brasil.

A maioria dos países que reestruturaram seus setores elétricos utilizam o *loose pool*, pois é um modelo mais eficiente e dinâmico de mercado. Um exemplo bem conhecido é o chamado “*Nord Pool*”, implementado nos países nórdicos com sucesso [8].

Atualmente, no Brasil, o modelo utilizado no mercado de curto prazo é o *tight pool* [9], e o operador de mercado é a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Por causa disso, o cálculo do despacho é baseado em custos, sendo enviados pelas companhias geradoras os dados técnicos e custos variáveis de suas usinas, mas nenhuma oferta de preços é submetida.

Não somente isso, mas a liquidação financeira é realizada pela CCEE apenas na base mensal e o despacho ótimo do mercado é obtido através de dois modelos matemáticos de otimização, NEWAVE e DECOMP [17].

O preço do mercado de curto prazo no Brasil é determinado pela CCEE e chamado de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), o qual é calculado semanalmente com base no CMO (Custo Marginal de Operação), calculado pela ONS.

O CMO considera apenas as condições físicas do sistema e não reflete o resultado das leis de mercado (oferta x demanda) [9]. Como o PLD é derivado do CMO, ele também não refletirá essas questões.

Além disso, sobre o valor do PLD são impostos limites máximos e mínimos admissíveis determinados pela ANEEL.

Devido a todas essas restrições sobre o cálculo do preço do mercado de curto prazo no Brasil, o PLD não pode ser usado como preço no mercado *loose pool*, pois não apresenta oscilações significativas de valor ao longo do dia entre uma hora e outra, como deveria ser o preço do mercado *pool*.

Em vista dessas limitações, será implementado neste trabalho um modelo matemático que simula as diretrizes do mercado *loose pool* para o contexto brasileiro.

Para simplificação, quando aparecer nas próximas páginas do texto “mercado *pool*”, ou apenas “*pool*”, estará implícito que se trata do modelo *loose pool*.

### **1.3 OBJETIVOS**

Este estudo tem por objetivo a modelagem matemática de um problema de otimização, onde o lucro de uma companhia geradora deve ser maximizado à medida em que o produtor toma decisões por vender sua energia no mercado *pool* hora a hora ou por vender sua energia por meio de contratos bilaterais.

Serão passados parâmetros característicos das usinas, dos contratos bilaterais e do mercado *pool* ao algoritmo e ele deve usar esses dados de entrada para direcionar o produtor ao modelo de negócio que mais lhe trará retorno financeiro.

O planejamento da companhia geradora por negociar no mercado *pool* ou através de contratos deverá ser tomada no dia anterior ao dia do despacho. Para cada uma das 24 horas do dia do despacho deve ser alocada uma quantidade de energia ofertada a um determinado preço, seja por meio de contratos ou mercado *pool*.

Será assumido neste trabalho que a companhia geradora possui apenas usinas hidroelétricas em sua matriz energética.

A partir dos próximos capítulos será então assumido que o mercado de energia brasileiro está operando no modelo *loose pool* e de contratos hora a hora. A CCEE será o operador de mercado responsável por receber as curvas de ofertas dos produtores no dia anterior e transmitir ao operador do sistema o planejamento de despacho do mercado para o dia seguinte.

### **1.4 JUSTIFICATIVA**

Uma das maiores necessidades de desenvolver uma abordagem matemática que incorpora o planejamento da geração em base horária no Brasil é aumentar a precisão das previsões que serão feitas pelas companhias geradoras.

Quando o planejamento da geração é semanal ou mensal, inevitavelmente deve-se prever expectativas de geração e preços para muitos dias a frente, e muitas vezes as companhias perdem lucro com essas estimativas muito longas.

Em um modelo em que a previsão é feita no dia anterior para o dia seguinte, o produtor possui mais confiabilidade para planejar sua geração com base no ocorrido no dia anterior, tendo também a possibilidade de corrigir rapidamente certas decisões tomadas de forma equívoca. Essa proximidade das decisões torna as amostras de dados mais precisas, possibilitando que o produtor faça previsões e apostas mais certeiras, aumentando seus lucros.

## **1.5 CONTRIBUIÇÕES**

Este trabalho contribui para o estudo de planejamento de despacho energético a curto prazo, se apresentando como uma ferramenta bastante útil para ajudar as companhias geradoras nas tomadas de decisão. Atualmente, há a falta de um instrumento completo que auxilie o mercado, sendo capaz de apresentar o resultado do despacho ótimo e também ponderar as influências do risco no lucro esperado pelo produtor.

Como busca-se um modelo para implementar modalidades de mercado que ainda não são usadas no Brasil, este trabalho lança bases para que outras expansões e melhorias possam ser feitas através da continuação dos estudos, até que se chegue em uma solução ótima.

## **1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

No capítulo 2 será explicada a modelagem de cada componente do problema de otimização: usinas hidroelétricas, contratos bilaterais e mercado *pool*. Também serão apresentadas as equações e restrições matemáticas que compõem o algoritmo de otimização.

No capítulo 3 o programa será testado em diferentes casos com o objetivo de comprovar a coerência dos resultados das simulações.

No capítulo 4 será apresentada a conclusão sobre a eficácia do modelo em representar a realidade de forma satisfatória, e também serão sugeridos tópicos para serem acrescentados a este trabalho com o objetivo de refinar ainda mais os resultados obtidos.



## 2 FORMULAÇÃO DO MODELO

Neste capítulo serão modelados os componentes básicos que compõem o mercado de energia e o sistema elétrico brasileiro.

Cada componente possui características intrínsecas que devem ser corretamente modeladas matematicamente de forma a se obter um resultado condizente com a realidade brasileira.

As partes do sistema que serão modeladas a seguir são: usinas hidroelétricas, contratos bilaterais e mercado *pool*.

### 2.1 USINAS HIDROELÉTRICAS

Como o objetivo deste trabalho não é o estudo aprofundado de uma usina hidroelétrica, mas o desenvolvimento de um modelo para ofertas de energia, serão explicados neste capítulo apenas os parâmetros da usina que são relevantes à implementação deste modelo matemático.

Tais parâmetros, inerentes à construção e operação da usina, serão inseridos como restrições dentro do problema de otimização.

#### 2.1.1 Potências máxima e mínima

A potência máxima de uma usina hidroelétrica representa a maior potência que ela é capaz de gerar através do movimento de suas turbinas em um determinado instante de tempo. Essa potência é limitada pela vazão turbinada máxima que ocorre quando o reservatório está no seu volume máximo operativo, acima do qual a turbina não consegue mais acelerar [14]. A potência máxima é igual à capacidade instalada na usina.

Analogamente, a potência mínima é o menor valor de potência que a usina gera em um determinado momento, ocorrendo quando o volume do reservatório está abaixo do mínimo operativo. A potência mínima não é necessariamente 0 MW, pelo contrário, é um valor baixo no qual as turbinas ainda operam.[10]

### **2.1.2 Rampas de subida e descida**

As rampas de subida e descida não são grandezas fisicamente existentes, elas são restrições impostas para simular uma limitação real de uma usina hidroelétrica. A rampa estipula o máximo valor de variação, entre uma hora e outra, da potência gerada, sendo expressa em MW/h. [10]

Essa restrição deve ser considerada na descrição matemática da usina para impedir o modelo computacional de simular situações impossíveis, onde em uma determinada hora a usina opera a uma potência próxima do seu valor máximo e já na hora seguinte essa potência é abaixada drasticamente para um valor próximo do mínimo (devido a uma diminuição brusca do preço da energia no mercado *pool*, por exemplo). Toda usina hidroelétrica possui restrições de construção que inviabilizam transições abruptas de estado de operação. O que ocorre na realidade são transições suaves e gradativas no aumento ou na diminuição do despacho de potência entre uma hora e outra.

Neste trabalho será considerado que as rampas de subida e descida são iguais, significando que a usina suporta aumentar ou diminuir sua geração de uma mesma quantidade em MW por hora.

### **2.1.3 Potência Inicial**

A potência inicial da usina também é um valor estabelecido com fins de modelagem matemática. Significa a definição de uma potência específica que estava sendo gerada pela usina na hora imediatamente anterior ao início do dia em que se analisará o despacho do mercado.

A potência inicial também é usada para que o modelo matemático determine, junto com a restrição de rampa, qual deve ser o maior ou menor valor de energia gerada na segunda hora do dia.

### **2.1.4 Energia disponível no dia**

O valor de energia disponível no dia significa a máxima quantidade de energia que uma determinada usina hidroelétrica é capaz de gerar ao longo das 24 horas do dia.

Esse número também não é definido na realidade da operação do sistema, pois o que se obtém na prática são dados históricos de quanta energia foi gerada por uma usina em um determinado dia, não sendo possível estipular ou controlar o valor para um dia no futuro.

Porém, com base no histórico, a companhia geradora pode prever com razoabilidade qual será a expectativa de geração de energia para o dia seguinte.

É com o objetivo de representar essa vantagem de previsão que esse parâmetro será inserido como dado de entrada do modelo matemático.

Cabe destacar a seguinte consideração: com base nos estudos feitos em [3], foi comprovado que, dado o tamanho dos reservatórios da maioria das plantas hidroelétricas no Brasil, não é necessária a representação de equações de continuidade da água dentro do problema de otimização, uma vez que o planejamento da geração se dá em um horizonte de um dia apenas, o que é muito pouco.

Foi concluído que as variações no nível dos reservatórios da maioria das hidroelétricas do Brasil são desprezíveis se avaliadas durante apenas 24 horas [3]. Devido a esses fatos, pode-se considerar para os efeitos deste trabalho que os reservatórios permanecem exatamente no mesmo nível durante todo o dia.

### **2.1.5 Custo de geração**

As usinas hidroelétricas em geral possuem custo operativo baixo, pois a geração de energia é produzida através da vazão da água pelas turbinas, sendo essa fonte um recurso renovável e sem custo.

Para fins de comparação, as usinas termoeletricas possuem custo operativo muito maior, pois necessitam de combustível para operar e, quanto maior a potência demandada delas, maior o gasto de combustível, dando origem a um custo incremental bastante oneroso.

## **2.2 MODELO DE CONTRATOS BILATERAIS**

A assinatura de um contrato bilateral por um produtor implica a venda de uma quantidade de potência acordada durante um período de tempo específico a um preço fixo em R\$/MWh [1].

No caso deste trabalho, como será analisado o planejamento de uma companhia geradora para o dia seguinte, o período máximo de validade de um contrato será de 24 horas, podendo ser menor a depender do tipo de contrato.

Os contratos bilaterais também possuem limites que devem ser descritos matematicamente.

### **2.2.1 Múltiplos blocos**

Os contratos serão modelados na forma de múltiplos blocos e funcionarão da seguinte forma:

Cada venda por contrato será dividida em blocos, onde cada bloco possui uma potência máxima a ser negociada a um valor fixo durante um período.

Caso a potência máxima de um bloco seja atingida e ainda for necessário vender mais energia, o próximo bloco é negociado a um valor um pouco menor do que o primeiro bloco. O preço fixo tende a diminuir com o aumento da quantidade de energia negociada com o comprador.

Isso significa que primeiramente é vendida uma quantidade máxima de energia a um preço fixo e posteriormente uma quantidade adicional a um preço menor.

Exemplo: Uma companhia geradora se compromete a entregar a quantidade de 100 MW durante as 24 horas do dia para uma distribuidora de energia cobrando 60 R\$/MWh e ainda uma quantia adicional de 150 MWh a 55 R\$/MWh.[1]

### **2.2.2 Horários de abrangência dos contratos**

Como dito anteriormente, o período máximo de validade de um contrato será de 24 horas.

Porém, há contratos de diferentes tipos: contratos que varrem apenas horários de pico do dia, contratos que varrem apenas horários fora de pico, contratos que varrem todas as horas do dia, e outros mais que podem varrer horários definidos entre produtor e comprador [1].

Os horários de pico e fora de pico definidos em [1] e adotados neste trabalho são:

- Horários de pico: 8h à 20h.
- Horário fora de pico: de 00h à 07h e de 21h à 00h.

### **2.3 MODELO PARA O MERCADO *POOL***

A característica mais importante do mercado *pool* é a incerteza e oscilação dos preços no horizonte diário. Essa realidade será implementada estatisticamente via descrição de 10 cenários possíveis de preços para o dia em questão.

Cada cenário será como um dia, com 24 horas de duração e um determinado preço de energia em R\$/MWh associado a cada hora.

Para um mercado onde a modalidade *loose pool* já é implementada a algum tempo, os cenários de preços são obtidos pela companhia geradora com base em dados históricos de preços da região.

A título de exemplo, o estudo realizado em [1] utilizou os preços históricos do mercado *pool* na região da Península Ibérica.

Como no Brasil a modalidade de mercado *loose pool* ainda não foi implementada, não é possível obter um histórico de preços hora a hora cujas oscilações são fiéis à dinâmica desse mercado.

Para os objetivos deste trabalho os valores de preços no mercado *pool* serão gerados manualmente, com base em algumas premissas que serão explicadas na seção 3.1.3.

## 2.4 MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA

De acordo com [15], um modelo estocástico é um modelo matemático que não oferece solução única, mas apresenta uma distribuição de soluções associadas a uma determinada distribuição de probabilidades.

Esse tipo de modelo será usado neste trabalho pois o contexto de oferta no mercado *pool* deve ser representado por cenários probabilísticos, uma vez que se trata de uma previsão de geração para o dia seguinte baseado em dados passados. Dessa forma a solução não será exata, mas será obtida em função das probabilidades associadas a vários cenários de soluções possíveis de despacho.

O problema de maximizar o lucro da companhia geradora a partir da melhor escolha pelo produtor de quantidade e preço de energia a ser negociada no mercado *pool* ou de contratos foi formulado conforme as expressões matemáticas abaixo, como um problema de otimização linear.

Todos os símbolos usados nas equações abaixo estão definidos na lista de símbolos mostrada no início deste trabalho.

Busca-se maximizar a equação (2.1):

$$z = \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B pricec(c, b) . egc(c, b) + \sum_{s=1}^S \left( \sum_{t=1}^T (price(t, s) . eg(t, s) - cst(t, s)) \right) \alpha(s) + \beta . CVaR \quad (2.1)$$

A equação (2.1) é chamada de função objetiva e corresponde ao lucro esperado pela companhia geradora, o qual deve ser maximizado. Ela é composta por três termos somados, os quais são, da esquerda para a direita: a receita obtida no dia pela venda de energia através de contratos bilaterais (preço dos blocos dos contratos multiplicado pela energia negociada), a receita esperada no dia pela venda de energia no mercado *pool* (somatório do preço do *pool* na hora  $t$

multiplicado pela energia negociada nessa hora) subtraída do custo total da geração, e o termo controlador da influência do risco na otimização.

O coeficiente  $\beta$  é apenas uma constante e não possui significado físico. Sua função é apenas aumentar ou diminuir a influência do valor de CVaR (*conditional value-at-risk*) na maximização da equação (2.1).

Quando  $\beta$  é igual a 0, temos que o termo  $\beta.CVaR$  se torna nulo, significando que não haverá influência alguma do risco no processo de maximização do lucro da companhia geradora. Já quando  $\beta$  aumenta o seu valor, o termo  $\beta.CVaR$  aumenta, significando que quanto maior o valor de  $\beta$ , mais o risco passará a influenciar o processo de maximização do lucro. Este comportamento será discutido no capítulo 3.

Cabe destacar que a motivo da utilização de cenários no modelo matemático é descrever as incertezas sobre os preços do dia seguinte no mercado *pool*. Devido a isso, o lucro esperado real pela companhia nesse mercado é calculado na equação (2.1) através da média ponderada entre os lucros esperados de cada cenário multiplicados pelas suas probabilidades de ocorrência. Será assumido neste trabalho que cada um dos cenários possui a mesma probabilidade de ocorrência, a qual é representada nas equações pelo parâmetro  $\alpha(s)$ .

A maximização da equação (2.1) deve estar sujeita às restrições das equações (2.2) a (2.26):

$$cst(t, s) = \sum_{i=1}^I cost(i) * gp(i, t, s) * dint(t) \quad \forall t, s \quad (2.2)$$

A equação (2.2) computa o valor da soma dos custos da geração de cada usina em um hora  $t$  dentro de um cenário  $s$ , de forma a condensar a escrita da função objetiva na equação (2.1).

$$\sum_{i=1}^I gp(i, t, s) = g(t, s) + \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B gc(c, b).inter(c, t) \quad \forall t, s \quad (2.3)$$

A restrição representada na equação (2.3) assegura o balanço de energia para cada hora do dia dentro de um cenário, significando que a soma de toda a energia vendida por contratos e por mercado *pool* em uma determinada hora deve ser igual à energia total gerada pelas três usinas naquela mesma hora.

$$0 \leq gc(c, b) \leq pmaxc(c, b) \quad \forall b, c \quad (2.4)$$

A desigualdade (2.4) determina que a potência vendida por contratos deve ser sempre positiva e menor que o limite máximo estipulado para cada bloco dos contratos.

$$g(t, s) \geq 0 \quad \forall t, s \quad (2.5)$$

$$gr(t, ru) \geq 0 \quad \forall t, ru \quad (2.6)$$

A restrição (2.5) e (2.6) impõem que a potência vendida no mercado *pool*  $g(t, s)$  deve ser sempre positiva, assim como sua variável auxiliar  $gr(t, ru)$ .

$$\text{Se } s \neq ru \text{ e } price(t, s) > pricer(t, ru), \quad \text{então } g(t, s) > gr(t, ru) \quad \forall s, ru, t \quad (2.7)$$

$$\text{Se } s \neq ru \text{ e } price(t, s) < pricer(t, ru), \quad \text{então } g(t, s) < gr(t, ru) \quad \forall s, ru, t \quad (2.8)$$

As restrições (2.7) e (2.8) impõem que as curvas de oferta de energia no mercado *pool* sejam sempre crescentes: quanto maior o preço em uma hora no mercado, maior deve ser a quantidade de energia ofertada pela companhia geradora naquela hora, de forma a aumentar sempre o lucro. Se essa restrição não existir, o algoritmo pode simular uma situação que não faz sentido na realidade.

$$\text{Se } s \neq ru \text{ e } price(t, s) = pricer(t, ru), \quad \text{então } g(t, s) = gr(t, ru) \quad \forall s, ru, t \quad (2.9)$$

A restrição (2.9) é chamada de restrição de não-antecipatividade, referente às curvas de oferta no mercado *pool*. Considerando uma hora  $t$  e todos os cenários  $s$  com igual preço de oferta  $price(t, s)$ , essa restrição garante que as ofertas de potência na hora  $t$ ,  $g(t, s)$ , serão também iguais para todos os cenários  $s$ . Isso significa que  $g(t, s)$  depende do preço na hora  $t$  apenas, e não de preços em horas futuras, de forma que nenhuma informação seja antecipada [1].

Essa restrição é necessária pois o algoritmo vê como dado de entrada do programa uma tabela com todos os preços de todas as 24 horas do dia para os 10 cenários. Se não houver a restrição de não-antecipatividade, o algoritmo pode facilmente gerar um resultado de despacho para uma hora específica com base nos preços de horas à frente desta, antecipando o processo que deve ser cronológico.

$$gmin(i) \leq gp(i, t, s) \leq gmax(i) \quad \forall i, t, s \quad (2.10)$$

A restrição (2.10) impõe que a potência gerada por uma usina em uma determinada hora e cenário deve estar dentro de seus limites máximo e mínimo operacionais.

$$Se t = 1, \quad \text{então } gp(i, t, s) - start(i) \leq rampa(i) \quad \forall i, t, s \quad (2.11)$$

$$Se t \neq 1, \quad \text{então } gp(i, t + 1, s) - gp(i, t, s) \leq rampa(i) \quad \forall i, t, s \quad (2.12)$$

$$Se t = 1, \quad \text{então } start(i) - gp(i, t, s) \leq rampa(i) \quad \forall i, t, s \quad (2.13)$$

$$Se t \neq 1, \quad \text{então } gp(i, t, s) - gp(i, t + 1, s) \leq rampa(i) \quad \forall i, t, s \quad (2.14)$$

As restrições (2.11) a (2.14) implementam as rampas para limitar as variações de geração entre duas horas.

$$n(s) \geq var - \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B pricec(c, b) \cdot egc(c, b) - \sum_{t=1}^T (price(t, s) \cdot eg(t, s) - cst(t, s)) \quad \forall s \quad (2.15)$$

$$n(s) \geq 0 \quad \forall s \quad (2.16)$$

$$CVaR = var - \frac{1}{1 - \gamma} \sum_{s=1}^S \alpha(s) \cdot n(s) \quad (2.17)$$

As equações (2.15) a (2.17) implementam estatisticamente o modelo da influência do risco no lucro, conforme modelado em [2]. A implementação do risco nessas equações será melhor explicada no apêndice A.

$$rnz = \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B pricec(c, b) \cdot egc(c, b) + \sum_{s=1}^S \left( \sum_{t=1}^T (price(t, s) \cdot eg(t, s) - cst(t, s)) \right) \alpha(s) \quad (2.18)$$



A equação (2.18) calcula o lucro esperado sem influência do risco, para que esse resultado seja usado como base para comparação.

$$revc = \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B pricec(c, b) \cdot egc(c, b) \quad (2.19)$$

$$revpool = \sum_{s=1}^S \left( \sum_{t=1}^T price(t, s) \cdot eg(t, s) \right) \alpha(s) \quad (2.20)$$

$$tcst = \sum_{s=1}^S \left( \sum_{t=1}^T cst(t, s) \right) \alpha(s) \quad (2.21)$$

As equações (2.19) a (2.21) explicitam o conteúdo dos dois primeiros termos da equação (2.1). Cada termo é mostrado separadamente de modo a visualizar facilmente seus valores após cada simulação computacional.

$$edayav(i, s) = \sum_{t=1}^T egp(i, t, s) \quad \forall i, s \quad (2.22)$$

$$0 \leq edayav(i, s) \leq enday(i) \quad \forall i, s \quad (2.23)$$

As restrições (2.22) e (2.23) definem e delimitam, respectivamente, o valor de energia diária gerada por cada usina.

A restrição (2.23) é necessária para a modelagem de usinas hidroelétricas pois a operação destas é baseada em energia e não em potência. Como a geração depende da vazão da água através das turbinas, e isso é um evento que depende dos níveis de reservatório, deve-se acompanhar a evolução no tempo da geração, para ao final do dia ser determinada a energia gerada.

Para melhor compreensão, cabe aqui uma comparação com as usinas térmicas. Neste caso, a preocupação é com a potência disponível, ou capacidade disponível em MW, sendo necessário implementar uma restrição parecida com a (2.23) mas com limites máximos e mínimos de potência para cada hora, ao invés de limites de energia diária. Como as térmicas utilizam

combustível como fonte, o produtor possui total controle sobre sua potência gerada, pois basta queimar mais combustível ou menos para acontecer o despacho desejado.

Já no caso das hidroelétricas não é assim. As restrições devem ser em valores de energia pois, como não se tem controle sobre a geração instantânea, que depende de circunstâncias climáticas, a solução é esperar o fim do dia para contabilizar quanta energia foi gerada e usar como base para os limites máximos.

$$eg(t, s) = g(t, s) * dint(t) \quad \forall t, s \quad (2.24)$$

$$egc(c, b) = gc(c, b) * dc(c) * nintc(c) \quad \forall b, c \quad (2.25)$$

$$egp(i, t, s) = gp(i, t, s). dint(t) \quad \forall i, t, s \quad (2.26)$$

Finalmente, as igualdades (2.24) a (2.26) multiplicam potência (MW) por tempo para determinar a energia (MWh).

## 2.3 FERRAMENTA GAMS

O modelo matemático descrito na seção anterior constitui um problema de otimização linear, e pode ser resolvido por vários softwares de otimização disponíveis no mercado.

Neste trabalho foi escolhido o programa GAMS (General Algebraic Modeling System), o qual é um software especializado em otimização. Ele possui opções para solucionar problemas lineares (*Linear Programming – LP*), não lineares (*Non-Linear Programming – NLP*) e inteiros mistos (*Mixed Integer Programming – MIP*).

O GAMS foi desenvolvido para ser capaz de resolver problemas complexos e longos com eficiência, permitindo a construção de modelos robustos que se adaptam rapidamente a novas situações impostas pelo código. Um programa em GAMS pode receber como entrada parâmetros, variáveis, equações, tabelas e listas, possibilitando também a importação de planilhas em Excel.

Uma de suas maiores vantagens é a proximidade entre sua linguagem de programação e a escrita matemática tradicional, facilitando bastante a modelagem do problema de forma intuitiva e simples. Isso permite ao programador focar apenas na modelagem correta do problema, definindo suas funções objetivo e as restrições necessárias para a otimização do resultado.

## 3 CASOS DE ESTUDO

### 3.1 CASO BASE

O objetivo dessa seção é definir o que será chamado de **caso base**.

Basicamente, agora serão atribuídos significado e valores de referência a todos os parâmetros das usinas hidroelétricas, dos contratos bilaterais e do mercado *pool*, os quais foram conceituados nas seções 2.1, 2.2 e 2.3, respectivamente.

O conjunto de todos esses valores de referência será chamado de caso base, pois os resultados obtidos da simulação com estes valores serão tomados como base para comparação com os casos que serão analisados na seção 3.2.

Será admitido que o caso base não levará em consideração a influência do risco na tomada de decisão da companhia geradora, ou seja, será atribuído o valor 0 ao índice  $\beta$  presente na equação (2.1).

#### 3.1.1 Dados das usinas

Será considerado o contexto reduzido de uma companhia geradora que possui três usinas hidroelétricas em sua rede. As usinas reais escolhidas são as seguintes:

- UHE Chavantes: 414 MW de potência instalada;
- UHE Mauá: 352,1 MW de potência instalada;
- UHE Jurumirim: 101 MW de potência instalada.

Essas três usinas estão localizadas na bacia do rio Paranapanema, o qual divide os estados de São Paulo e Paraná. A figura 3.1 mostra as disposições dessas usinas na bacia do rio Paranapanema.

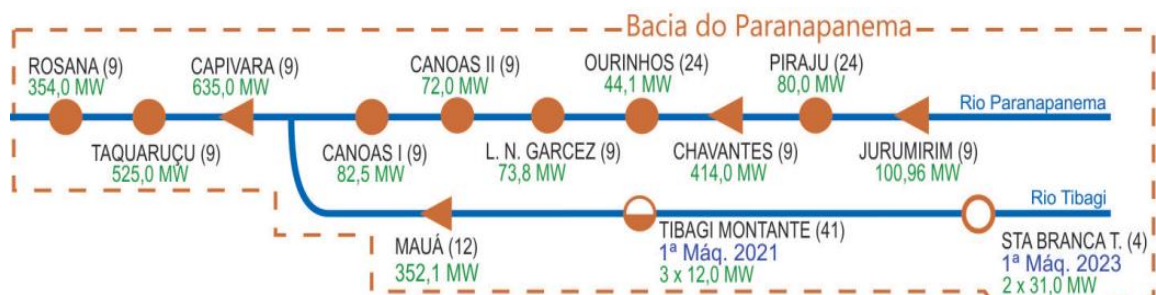


Figura 3.1 – Usinas da bacia do Paranapanema [16]

Os dados técnicos de cada uma das usinas são mostrados na tabela 3.1:

Usina	Potência máxima (MW)	Potência mínima (MW)	Rampa de subida (MW/h)	Rampa de descida (MW/h)	Potência inicial (MW)	Energia disponível no dia (MWh)	Custo fixo (R\$/MWh)
Chavantes	414	35	60	60	35	5544	10
Mauá	352	30	55	55	30	5136	10
Jurumirim	101	25	20	20	25	1488	10

Tabela 3.1 – Dados técnicos das usinas

Os valores de potência máxima são iguais a potência instalada na usina.

Os valores das rampas foram escolhidos de forma a calibrar o comportamento do algoritmo para uma situação mais realista, uma vez que não são encontrados valores estabelecidos de rampas para essas usinas [3]. Da mesma forma os valores de potência mínima e potência inicial foram ajustados após vários testes de simulações com outros valores, de forma a possibilitar um resultado condizente.

Ao custo fixo das usinas foram atribuídos arbitrariamente valores baixos e iguais às três usinas, apenas para representar que os custos de geração nas hidroelétricas são baixos e não influenciam significativamente o desempenho do modelo.

Já os valores das energias disponíveis no dia foram obtidos precisamente com base no histórico de geração de cada usina. Eles foram calculados com base nos gráficos disponibilizados pela ONS, mostrados nas figuras 3.2 a 3.4.

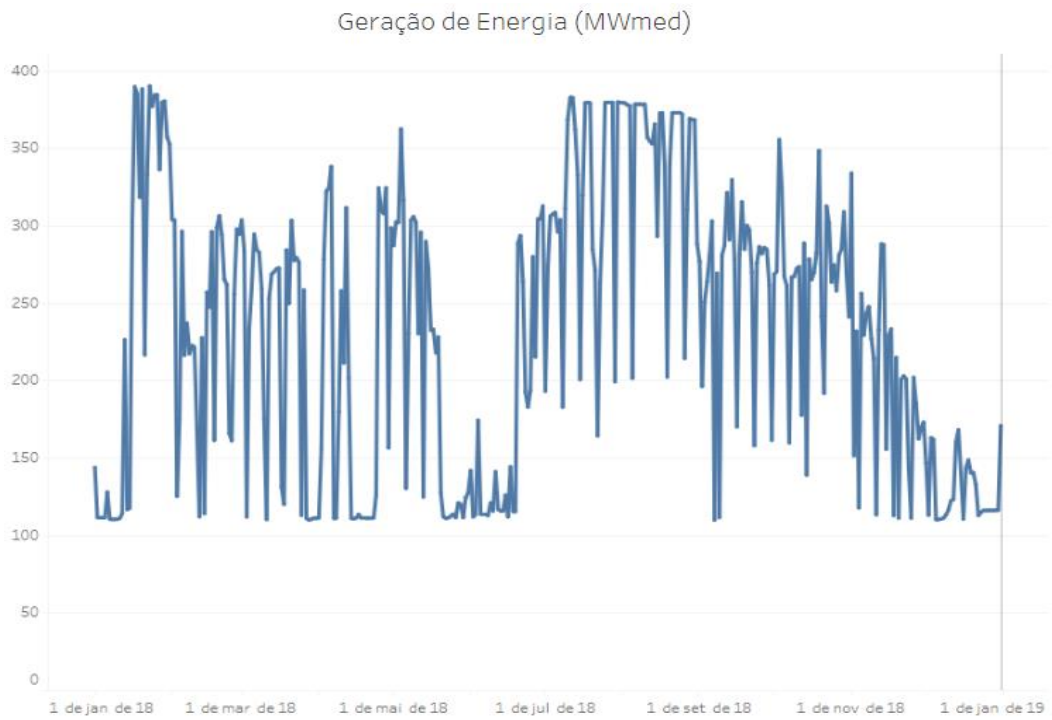


Figura 3.2 – Geração de energia da UHE Chavantes em 2018 [13]

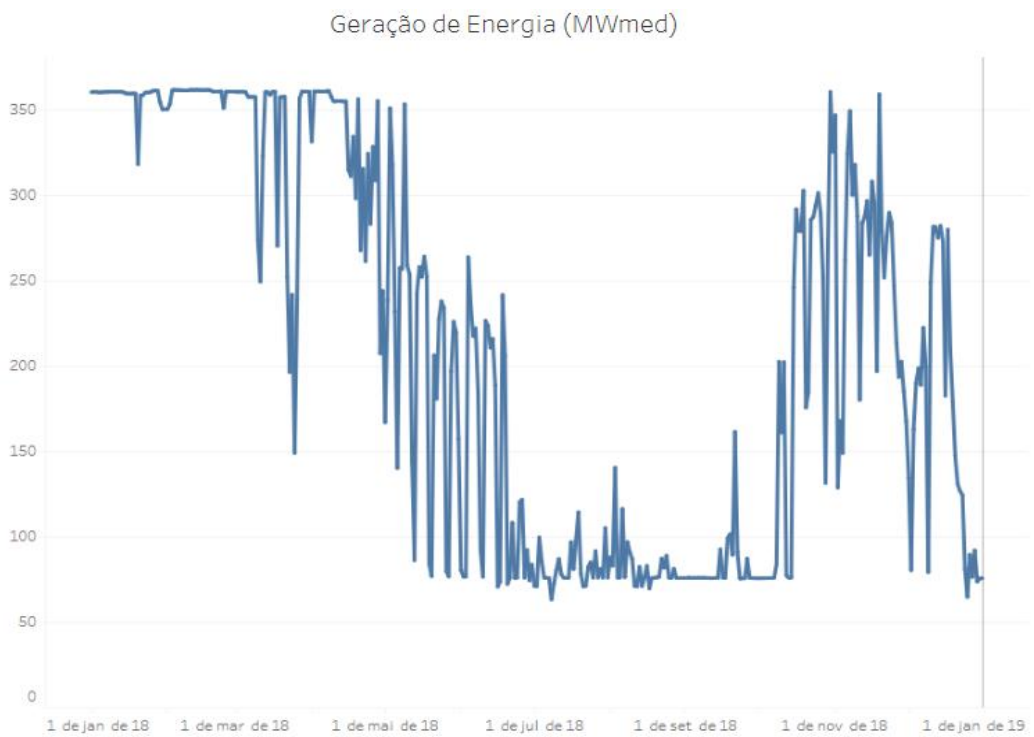


Figura 3.3 – Geração de energia da UHE Mauá em 2018 [13]

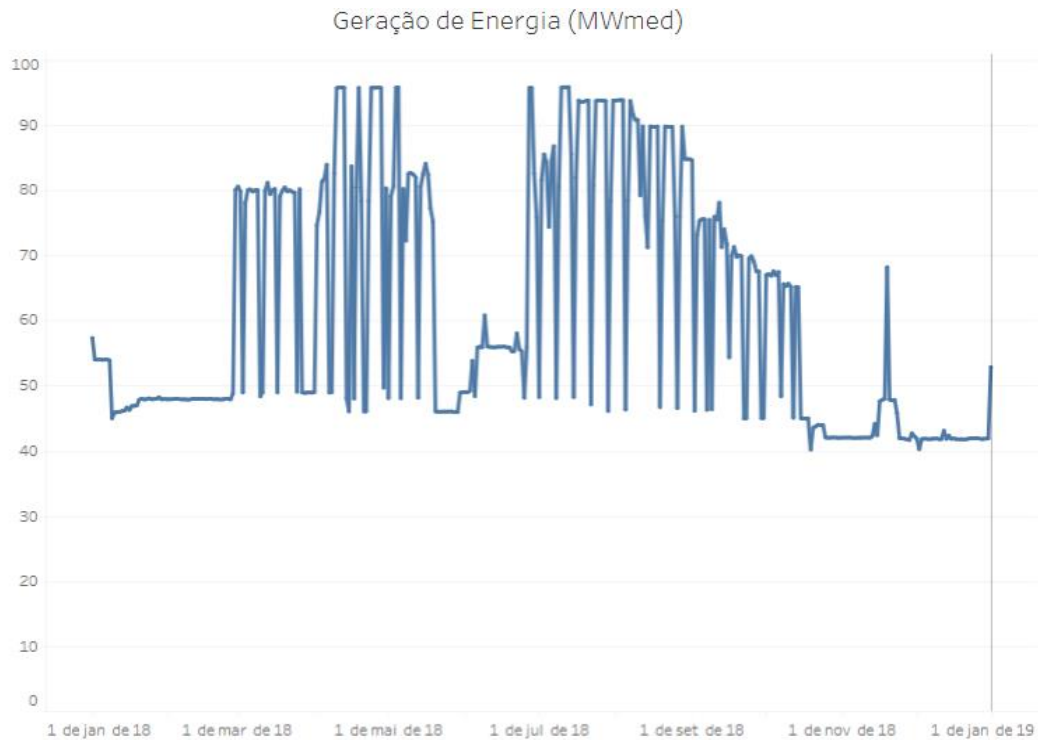


Figura 3.4 – Geração de energia da UHE Jurumirim em 2018 [13]

As figuras 3.2, 3.3 e 3.4 mostram quanta energia foi gerada pela usina em cada dia do ano de 2018.

Com base nas variações de cada gráfico, a ONS também calcula a potência média produzida por dia durante o ano todo [13], resultando nos seguintes valores para 2018:

- UHE Chavantes: 231 MWmed
- UHE Mauá: 214 MWmed
- UHE Jurumirim: 62 MWmed

A escolha das energias diárias mostradas na tabela 3.1 foi baseada nas médias acima. Foi assumido que em um determinado dia cada usina produziu a energia dada pela potência média multiplicada por 24 horas, resultando nos valores finais abaixo:

- UHE Chavantes: 5544 MWh
- UHE Mauá: 5136 MWh
- UHE Jurumirim: 1488 MWh

### 3.1.2 Dados dos contratos

Os dados dos contratos são mostrados na tabela 3.2:

Tipo	Blocos	Potência máxima (MW)	Preço (R\$/MWh)
Contrato 1	1	140	85,8
	2	105	85,3
	3	105	84,5
Contrato 2	1	100	90,2
	2	75	89,6
	3	75	88,7
Contrato 3	1	140	86,5
	2	105	85,9
	3	105	85,1

Tabela 3.2 – Dados dos contratos

Foram considerados neste trabalho que três tipos de contratos estão disponíveis para a companhia geradora negociar, e cada um possui três blocos [1].

Foi definido que o contrato do tipo 1 cobre apenas os horários fora de pico, o contrato do tipo 2 cobre apenas os horário de pico e o contrato do tipo 3 não possui restrição de horários, cobrindo todo o dia [1].

### 3.1.3 Dados do mercado *pool*

Serão implementados dez cenários de preços para o mercado *pool*, cujos valores estão dispostos na tabela 3.3 e são exibidos graficamente na figura 3.5.

Hora	Cenários de preços (R\$/MWh)									
	s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10
0	31,69	5,77	1,06	143,73	227,04	252,42	166,52	0,28	198,95	220,61
1	31,66	140,11	108,35	23,57	135,97	146,34	1,51	162,27	45,90	68,38
2	31,44	20,03	257,98	38,44	30,49	101,31	46,51	57,23	13,77	32,51
3	121,34	154,33	17,90	53,43	105,42	56,31	31,50	27,16	42,56	55,99
4	151,47	48,13	62,90	23,54	150,66	26,35	16,50	147,13	57,56	99,97
5	46,62	211,99	92,90	143,53	226,29	137,54	136,47	87,11	149,93	145,92
6	107,16	12,69	138,11	128,57	78,11	80,24	76,47	56,99	49,57	45,19
7	78,04	41,87	33,32	23,90	19,48	21,79	46,58	41,69	34,73	120,66
8	138,45	122,28	80,99	100,34	95,80	53,90	92,70	146,76	140,27	24,10
9	18,48	95,06	157,36	115,52	111,00	101,27	123,08	57,02	65,28	40,48
10	78,53	140,80	262,97	190,67	126,91	146,53	168,21	102,05	20,56	10,94
11	153,58	187,34	8,05	145,82	37,47	11,55	3,28	102,11	5,85	146,13
12	183,50	82,74	263,11	40,37	142,12	26,52	136,83	27,10	140,06	71,17
13	183,58	67,77	8,17	84,92	37,31	41,66	48,28	102,07	110,61	56,20
14	18,62	22,81	23,22	145,03	67,73	131,76	93,34	132,07	50,88	131,23
15	3,61	67,84	143,27	99,77	7,81	101,82	108,41	147,07	125,88	11,25
16	123,60	143,36	128,34	26,42	22,85	131,87	33,45	27,10	140,88	41,30
17	48,49	39,08	38,70	146,57	157,70	71,65	3,40	12,11	50,89	26,47
18	93,56	25,78	9,67	26,13	232,87	42,12	168,26	162,14	200,75	132,40
19	153,53	160,83	264,38	41,32	8,08	12,26	123,76	27,23	6,13	162,07
20	18,46	55,52	9,11	146,43	232,74	266,85	111,54	147,32	201,00	71,56
21	138,43	100,36	53,91	99,77	142,08	11,53	5,87	57,40	50,81	86,46
22	123,35	24,64	23,08	53,72	51,53	25,91	20,81	72,38	5,51	11,26
23	3,31	68,87	111,68	23,87	20,76	112,28	5,90	27,33	200,23	220,45

Tabela 3.3 – Dados do mercado *pool*



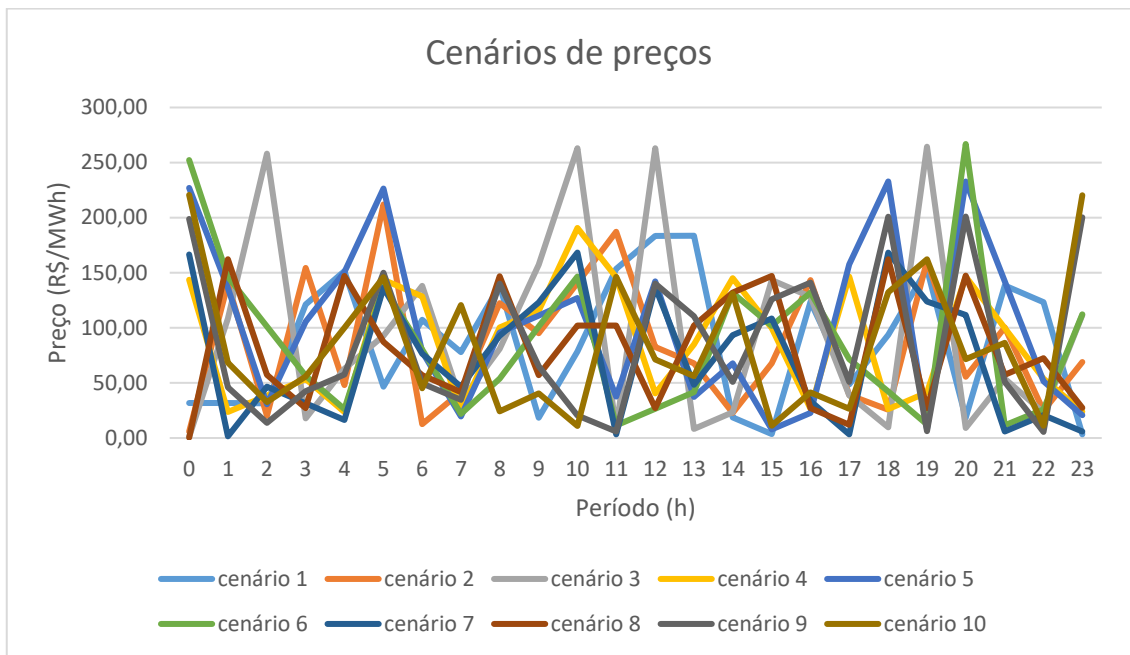


Figura 3.5 – Cenários de preços do mercado *pool*

Como dito na seção 2.3, não há dados históricos de preços de mercados *pool* disponíveis no Brasil para cada hora do dia.

Assim, os valores da tabela 3.3 foram gerados manualmente, excursionados em torno de uma faixa média de valores.

Essa faixa média de valores foi retirada da tabela de PLD's horários "sombra", disponibilizada pela CCEE, para o período úmido de Dezembro de 2018 a Abril de 2019 no submercado do Sudeste. Foi levado em conta o comportamento médio dos preços ao longo de todo o período úmido, e em grande parte do tempo os preços estavam entre 100 e 250 R\$/MWh.

Os preços mínimos dentre deste período chegaram próximo de 40 R\$/MWh na primeira semana de Dezembro e os preços máximos atingiram a casa dos 500 R\$/MWh na segunda semana de Fevereiro. Mas para gerar a tabela 3.3 foi preferível selecionar como base os preços médios.

Porém, os valores de PLD's em questão são muito parecidos para cada hora de um mesmo dia, não apresentando variações significativas ao longo do dia, e em alguns casos permanecendo constantes. Essa rigidez dos preços não contribui para o bom desempenho do modelo matemático proposto neste trabalho, pois ele foi projetado para justamente responder a variações significativas dos preços do mercado *pool* para cada hora.

Devido a essa limitação dos preços no Brasil, foi necessário variar manualmente os preços de cada hora para os dez cenários da tabela 3.3.

## 3.2 ANÁLISE DE CASOS

Nesta seção serão realizadas algumas simulações para comprovar a eficácia do modelo matemático proposto. Alguns parâmetros importantes do programa serão variados em relação ao caso base, de forma a facilitar o entendimento de como cada parâmetro interfere no resultado. As análises serão divididas em casos, onde cada caso focará na influência que um parâmetro específico possui sobre o resultado da simulação, sempre em comparação com o caso base.

Estes casos são explicados abaixo:

- Caso 1 – Influência dos preços dos contratos:
  - Caso 1.1: análise dos resultados da simulação com o caso base.
  - Caso 1.2: análise dos resultados da simulação de um sistema apenas com ofertas no mercado *pool*, após diminuição dos preços dos contratos.
  - Caso 1.3: análise dos resultados da simulação de um sistema com mais energia vendida por contratos do que no mercado *pool*, após aumento dos preços dos contratos.
- Caso 2 – Influência do risco:
  - Caso 2.1: análise dos resultados do caso base.
  - Caso 2.2: análise dos resultados quando  $\beta = 0,2$
- Caso 3 – Comportamento Lucro x CVaR:
  - Caso 3.1: análise do comportamento do lucro esperado em função do CVaR.
  - Caso 3.2: análise do comportamento do lucro esperado em função do CVaR, para diferentes valores de energia diária disponível.

### 3.2.1 Caso 1 – Influência dos preços dos contratos

As simulações que serão feitas aqui partirão do caso base e apenas os preços dos contratos serão variados para análise.

Será feita a comparação entre três simulações, onde cada uma representa uma possibilidade diferente de planejamento diário.

A primeira simulação (chamada de caso 1.1) mostrará o comportamento do sistema no caso base. A maior parte da geração diária das usinas da companhia será vendida no mercado *pool* e a parte restante vendida por meio de contratos bilaterais.

A segunda simulação (caso 1.2) mostrará o comportamento quando toda a produção das usinas da companhia for vendida no mercado *pool*.

A terceira simulação (caso 1.3) mostrará o comportamento quando a maior parte da produção das usinas for vendida por meio de contratos bilaterais, e o restante no mercado *pool*.

Na prática, a decisão pela companhia geradora entre vender blocos de energia por contratos e/ou vender no mercado *pool* é tomada no dia anterior. Assumimos que a companhia possui o histórico dos cenários de preços e de geração de suas usinas para cada dia, obtidos através de registros de anos anteriores.

De posse desses dados históricos, a companhia geradora decidirá se há vantagem em negociar no mercado *pool* e, se sim, qual a quantidade de energia que vale a pena negociar neste mercado.

Para participar, as companhias geradoras deverão submeter à CCEE as curvas históricas de oferta de energia e quantidade para cada cenário e para cada hora do dia seguinte (essas curvas serão mostradas adiante). Após finalizado o período de submissão das ofertas, a CCEE, baseado nas ofertas enviadas pelos produtores e na previsão da demanda para o dia seguinte, irá resolver um problema de despacho econômico, buscando atender essa demanda ao menor custo. Isso é feito como apresentado na figura (1.1), onde as ofertas dos geradores é organizada em ordem crescente de preço, para elaborar o cruzamento com a curva de demanda decrescente.

Cabe lembrar que no Brasil esta modalidade não existe ainda e não é dessa forma que a CCEE trabalha. Porém, está sendo assumido neste trabalho que o modelo *loose pool* já é implementado, para fins de contextualização.

Com relação aos contratos, as distribuidoras de energia são as maiores compradoras de lotes de energia por meio de contratos firmados com as companhias geradoras também no dia anterior, em decisões chamadas de “aqui e agora”. Caso o valor que a distribuidora ofereça pagar por determinados blocos de energia seja atraente, a companhia pode vender, ou não, parte de sua energia para elas.

### **3.2.1.1 Caso 1.1**

Será analisado aqui o comportamento do sistema da companhia geradora quando a maior parte de sua produção for vendida no mercado *pool* e outra pequena parte vendida por meio de contratos bilaterais. Será usado então o caso base, o qual proporciona este comportamento.

A tabela 3.4 mostra novamente os preços base dos contratos, pois eles serão variados nos casos 1.2 e 1.3. Os demais dados de entrada se manterão constantes.

Tipo	Blocos	Potência máxima (MW)	Preço (R\$/MWh)
Contrato 1	1	140	85,8
	2	105	85,3
	3	105	84,5
Contrato 2	1	100	90,2
	2	75	89,6
	3	75	88,7
Contrato 3	1	140	86,5
	2	105	85,9
	3	105	85,1

Tabela 3.4 – Dados dos contratos

A figura 3.6 mostra a curva de oferta para a hora 1 do dia analisado. Cada ponto deste gráfico corresponde a um cenário e a distribuição dos pontos no gráfico foi arrumada para os cenários estarem em ordem crescente de preço. Assim, o cenário com o menor preço é o primeiro ponto do gráfico, e o cenário com o maior preço é o último ponto do gráfico.

Pode-se perceber que a curva obtida é sempre crescente, significando que quanto maior o preço por MWh em uma determinada hora no mercado *pool*, maior será a quantidade de energia ofertada naquela hora pelo produtor.

Esse comportamento é coerente com a realidade, sendo corretamente simulado devido às condições de não-antecipatividade inseridas no código fonte.

São curvas como essa que as companhias devem submeter ao operador de mercado no dia anterior ao despacho, sendo necessário submeter uma curva para cada uma das 24 horas do dia.

Dentro do caso 1 será analisada somente a curva da hora 1, enquanto no caso 2 será analisada somente a curva da hora 8.

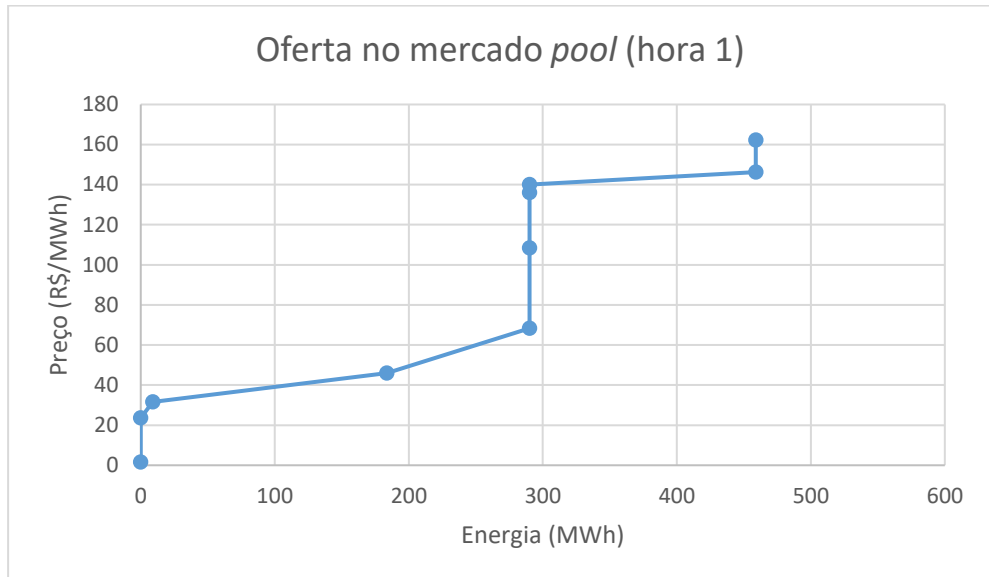


Figura 3.6 – Curva de oferta no mercado *pool* para a hora 1 (caso base)

Já a figura 3.7 mostra a oferta de energia constante durante todas as horas do dia por meio do mercado de contratos.

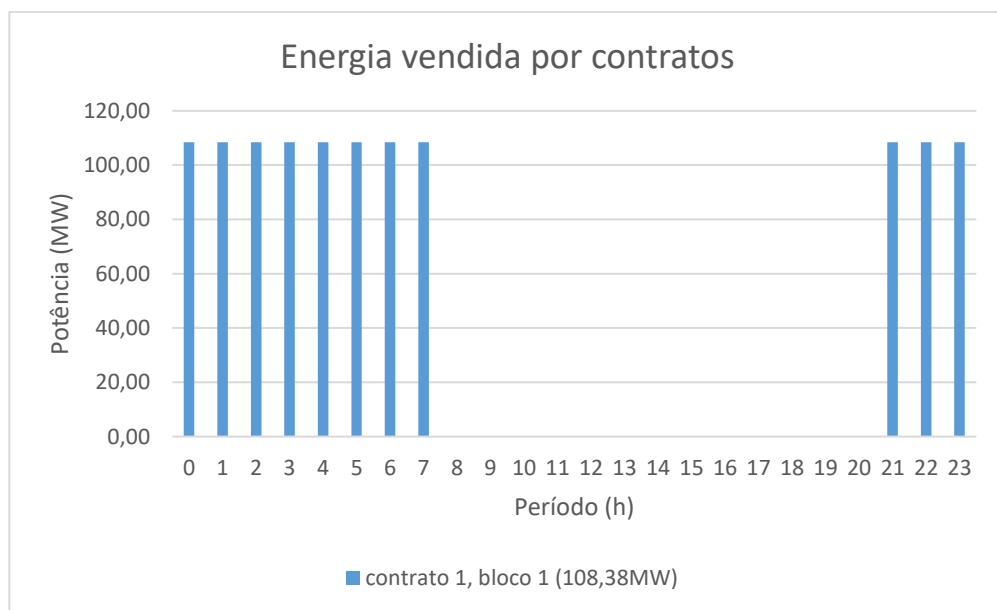


Figura 3.7 – Energia vendida por contratos (caso base)

Neste caso a companhia geradora escolhe assinar o contrato do tipo 1, garantindo entregar a potência de 108,38 MW a cada hora do período de pico para o agente comprador.

Assim, a energia contratada durante o dia é igual a 1192,18 MWh, pois basta multiplicar a energia de 108,38MW ofertada em cada hora pelo número de horas em que o contrato é válido.

Ao comparar as duas figuras, nota-se que em 7 dos 10 cenários de preços a energia negociada no mercado *pool* para a hora 1 é superior aos 108,38 MWh vendidos pelo contrato 1 para a mesma hora.

Isso significa que há uma preferência da companhia por negociar no mercado de *pool* a maior parte de sua geração na hora 1, ofertando a maior parte da energia produzida pelas suas três usinas neste mercado, e apenas uma pequena fração de 108,38 MWh é vendida a preço fixo.

A figura 3.6 mostra a curva apenas para a hora 1, com o objetivo de usá-la de referência para comparar com as curvas dos casos 1.2 e 1.3, mas a preferência da companhia por vender no mercado *pool* na simulação desse caso se estende para todas as horas do dia.

O lucro esperado total da companhia geradora nesta simulação é igual a R\$ 1.052.614,22. Composto este lucro, R\$ 1.072.002,957 é a receita obtida no mercado *pool* e R\$ 102.291,26 é a receita obtida no mercado de contratos. Há também a componente do custo de R\$ 121.680,00 que é levada em conta na obtenção do lucro.

A figura 3.8 mostra o despacho de cada usina durante as 24 horas do dia. Como foram implementados 10 cenários de preços para o mercado *pool*, cada cenário resultará em um despacho diferente para cada usina.

Então, assim como o cálculo do lucro esperado na equação (2.1) é realizado multiplicando o lucro em cada cenário pela probabilidade de ocorrência deles, da mesma forma foi feito na figura 3.7. Realizou-se uma média dos despachos obtidos em cada cenário e, como a probabilidade de ocorrência de cada cenário  $\alpha(s)$  é igualmente 1/10, o cálculo resultou em uma média simples.

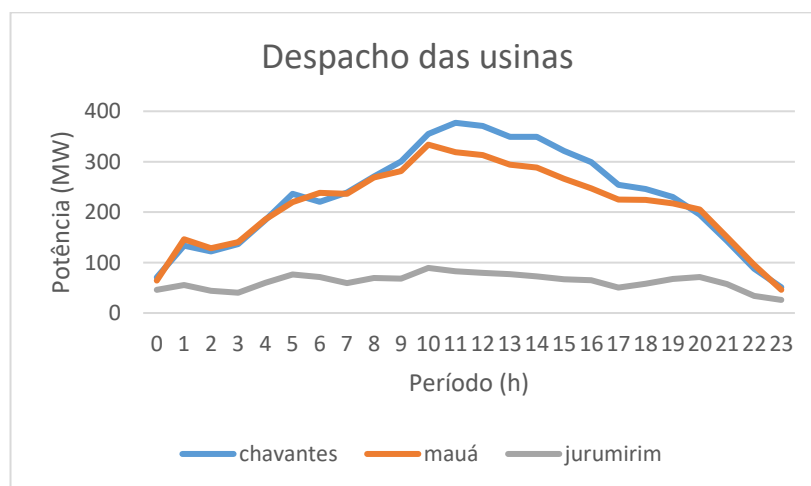


Figura 3.8 – Despacho das usinas (caso base)

De posse dos gráficos e valores derivados desta simulação, a qual representa o caso base adotado neste texto, pode-se ter uma base para avaliar o comportamento das ofertas das companhias geradoras nas próximas simulações, sendo possível julgar a eficácia e coerência do modelo apresentado. Isso será feito a seguir, e a avaliação será sempre feita tendo como referência os resultados obtidos no caso 1.1 para o caso base.

### **3.2.1.2 Caso 1.2**

Nesta simulação será analisado o comportamento do sistema da companhia geradora quando toda a sua produção for vendida no mercado *pool*.

Um possível contexto real que colabora para uma escolha da companhia geradora apenas por arriscar no mercado *pool* se dá quando os preços que as concessionárias de energia (ex: CEB, CEMIG, etc), estão dispostas a pagar por blocos de energia é muito baixo, sendo mais vantajoso para o produtor arriscar toda sua produção no mercado *pool*.

Outro contexto que complementa o anterior se dá quando o produtor consulta o histórico dos preços variáveis do mercado *pool* e percebe que a expectativa de preços por MWh para determinado dia do ano é bastante alta, e a expectativa de produção de suas hidroelétricas também é satisfatoriamente alta. Nesse caso, pode ser bem mais vantajoso para o produtor submeter ao operador de mercado (CCEE) toda sua expectativa de produção para o dia seguinte, com o objetivo de lucrar muito com as oscilações de preços ao longo do dia, ao invés de correr o risco de não ganhar muito dinheiro ao se limitar aos baixos preços oferecidos nos contratos bilaterais.

Para obter uma situação como essa partindo do caso base mostrado no caso 1.1, basta então diminuir suficientemente os preços dos contratos, de forma que não haja vantagem alguma em assiná-los durante o período de um dia, forçando assim a companhia geradora a se arriscar no mercado *pool* durante todas as 24 horas.

A tabela 3.5 mostra os preços reduzidos dos contratos:

Tipo	Blocos	Potência máxima (MW)	Preço (R\$/MWh)
Contrato 1	1	140	75,8
	2	105	75,3
	3	105	74,5
Contrato 2	1	100	80,2
	2	75	79,6
	3	75	78,7
Contrato 3	1	140	76,5
	2	105	75,9
	3	105	75,1

Tabela 3.5 – Dados dos contratos com preço reduzido

Sendo assim, apenas a curva de oferta no mercado *pool* será gerada para análise. Após a diminuição dos preços dos contratos, o resultado será como mostrado na figura 3.8 para a mesma hora 1:

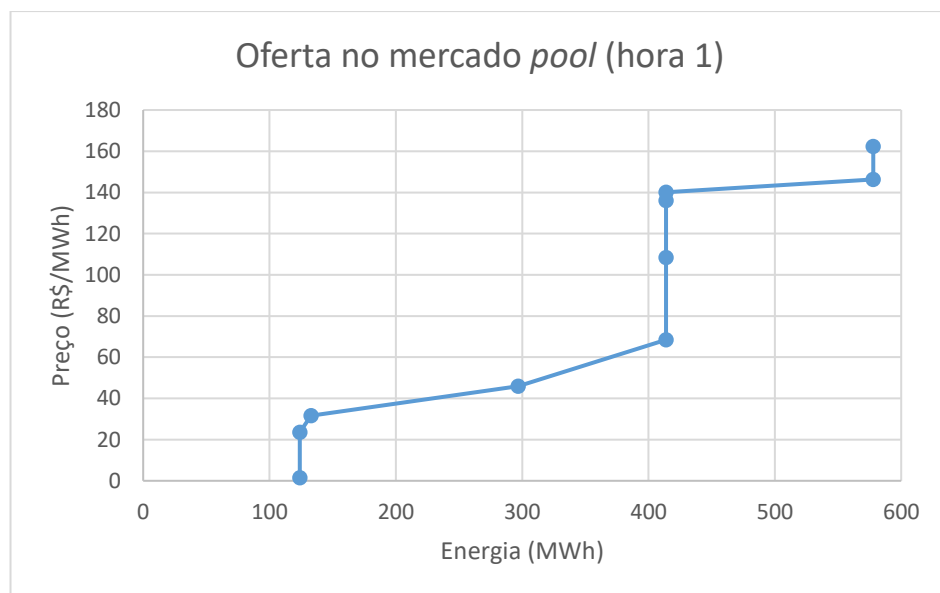


Figura 3.9 – Curva de oferta no mercado *pool* para a hora 1 (preço dos contratos reduzido)



Percebe-se o aumento da oferta de energia para cada preço em relação à curva da figura 3.6 para o caso 1.1. Houve um deslocamento de pouco mais de 100 MWh para a direita.

Como o contrato 1 da figura 3.7 cobre a hora 1, era esperado que quando ele deixasse de ser negociado toda a energia das usinas deveria ser destinada ao mercado *pool*, aumentando assim a oferta.

O lucro esperado total da companhia geradora nesta simulação é igual a R\$ 1.046.759,20. Compondo este lucro, R\$ 1.168.439,20 é a receita obtida no mercado *pool* e o custo total da produção se mantém em R\$ 121.680,00.

A figura 3.10 mostra o gráfico de despacho das usinas para essa situação. Nota-se que ele é bastante semelhante ao da figura 3.7, com alterações sutis em alguns pontos, mas mantendo o mesmo perfil ao longo do dia.

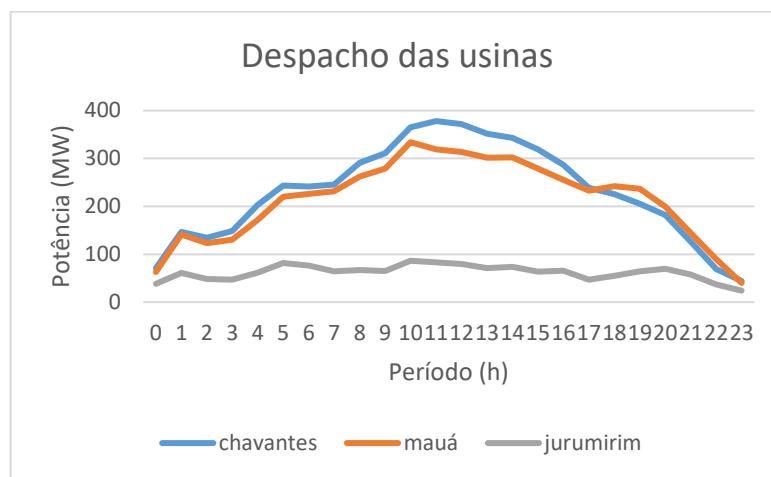


Figura 3.10 – Despacho das usinas (preço dos contratos reduzido)

### 3.2.1.3 Caso 1.3

Nesta simulação será analisado o comportamento do sistema quando a maior parte da produção da companhia geradora for vendida por meio de contratos bilaterais, gerando um lucro bem maior do que o obtido pelo mercado *pool*.

Cabe destacar que não é possível simular com coerência um contexto em que apenas contratos sejam escolhidos, pois os preços desses contratos deveriam ser desproporcionalmente altos, e os preços do mercado *pool* bastante baixos, tornando a situação quase impossível de ocorrer no dia a dia do mercado.

Um contexto real que colabora para a escolha da companhia geradora apenas por assinar mais contratos se dá quando muitas concessionárias de energia estão dispostas a pagar valores

bastante altos por blocos de MWh de energia, sendo mais vantajoso para o produtor garantir a venda de toda sua produção para elas.

Não somente isso, mas pode ocorrer de o produtor verificar uma expectativa muito ruim de preços por MWh para determinado dia, aliado à uma expectativa baixa de produção de suas usinas. Baixas produções de energia por hidroelétricas ocorrem em períodos de seca na região.

Sabendo isto, para simular este caso, deve-se aumentar os preços dos contratos de forma que se torne mais vantajoso para a companhia geradora vender blocos de energia a preços fixos para as concessionárias. Apostar nos preços oscilantes do mercado *pool* não será mais lucrativo, uma vez que os agentes compradores oferecem bons preços nos contratos, diminuindo a exposição do produtor ao risco inerente ao mercado *pool*.

Tipo	Blocos	Potência máxima (MW)	Preço (R\$/MWh)
Contrato 1	1	140	105,8
	2	105	105,3
	3	105	104,5
Contrato 2	1	100	110,2
	2	75	109,6
	3	75	108,7
Contrato 3	1	140	106,5
	2	105	105,9
	3	105	105,1

Tabela 3.6 – Dados dos contratos com preço aumentado

Após o aumento dos preços dos contratos aos valores da tabela 3.6, os resultados da simulação são mostrados na figura 3.11:

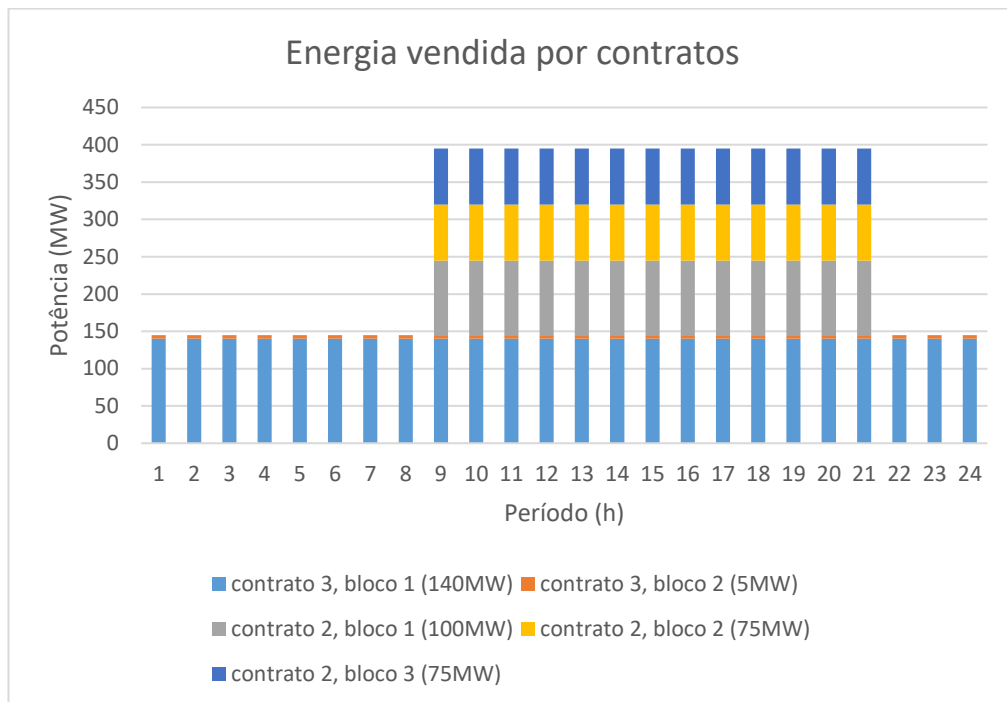


Figura 3.11 – Energia vendida por contratos (preço dos contratos aumentado)

Nessa situação foram assinados os contratos 2 e 3. Como a potência contratada pelo contrato 2 foi bem maior, viu-se a necessidade de utilizar todos os seus 3 blocos, uma vez que nos blocos 1 e 2 foram atingidas as potências máximas estipuladas previamente.

Integrando os valores de potência para cada período, temos o valor de 3.250 MWh referente ao contrato 2 e 3.480 MWh referente ao contrato 3, totalizando 6.730 MWh negociados ao longo do dia por contratos. Esse valor é bem superior aos 1.192,18 MWh negociados por contratos no caso 1.1 para o mesmo dia.

Somando os valores de energia disponível no dia (tabela 3.1) para cada usina obtemos o total de 12.168 MWh, que podem ser negociados por meio de contratos e no mercado *pool*. Neste caso, os contratos vendem pouco mais da metade da energia disponível, o que é uma quantia bem alta.

Não será mostrado aqui a curva de oferta no mercado *pool* para a hora 1, pois seus valores se mantiveram iguais aos da figura 3.5. Isso ocorre pois tanto no caso 1.1 quanto no caso 1.3 a energia vendida por contratos na hora 1 continua bem parecida, aumentando de 108,38 MWh para 145 MWh apenas. O aumento mais drástico de energia vendida por contratos foi no período de pico.

O lucro esperado total da companhia geradora nesta simulação é igual a R\$ 1.162.336,33. Composto este lucro, R\$ 726.650,50 é a receita obtida pelos contratos, R\$ 557.365,83 é a receita obtida por negociações no mercado *pool*, e o custo total da produção continua em R\$ 121.680,00.

A figura 3.12 mostra o despacho das usinas para essa situação, revelando que houve pouca variação no perfil de despacho em comparação com as figuras 3.8 e 3.10, informação essa que é suficiente para se afirmar que o despacho não é influenciado significativamente pela venda de mais ou menos energia por contratos ou no mercado *pool*.

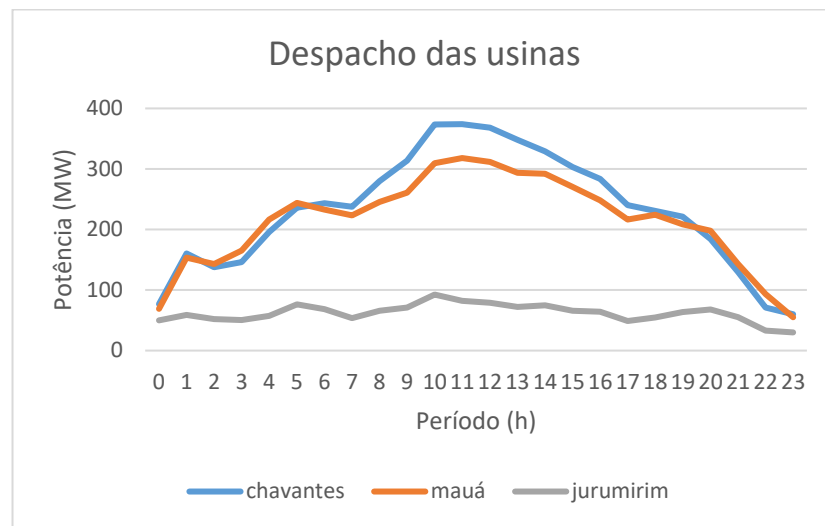


Figura 3.12 – Despacho das usinas (preço dos contratos aumentado)

### 3.2.2 Caso 2 – Influência do risco

Neste segundo caso, o objetivo será analisar apenas o impacto do risco na oferta de energia pela companhia geradora. Assim, os preços dos contratos, que foram alterados no caso 1, permanecerão em seus valores base. O caso base servirá de referência para as análises.

O único parâmetro a ser variado dessa vez será o  $\beta$ , pois a escolha do seu valor aumenta ou diminui a influência do risco na otimização do lucro da companhia, ora colaborando mais para a escolha dos contratos, ora colaborando mais para a escolha do mercado *pool*.

Será simulado o caso base, um caso com  $\beta=0,2$  e depois feita a comparação qualitativa entre as duas situações.

#### 3.2.2.1 Caso 2.1

Neste caso será analisada o caso base novamente. O contexto é igual ao mostrado no caso 1.1, e servirá apenas como base para comparar com o caso 2.2.

A única diferença é que agora a escolha do gráfico de oferta no mercado *pool* será para a hora 8, ao invés da hora 1.

A figura 3.13 mostra o comportamento da oferta na hora 8:

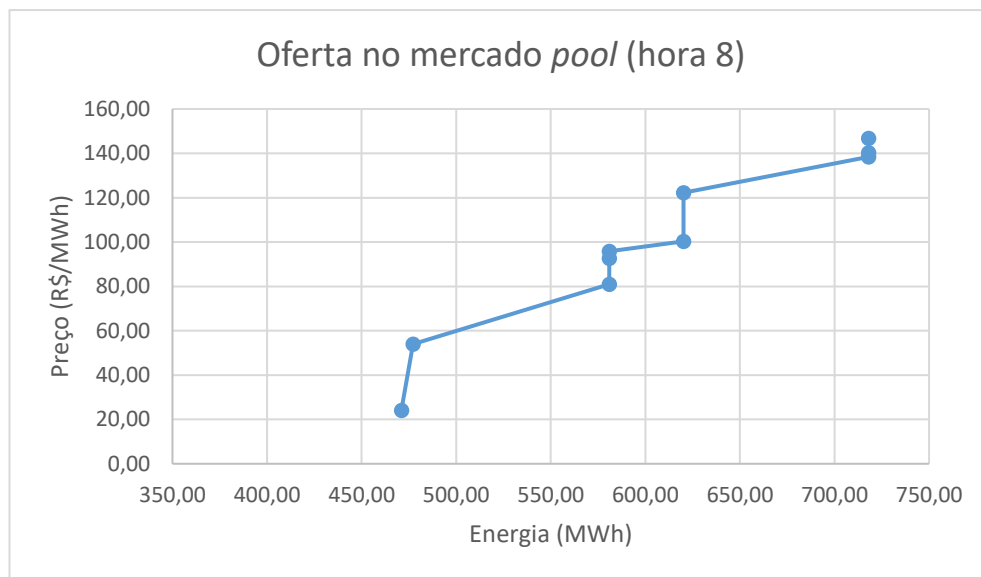


Figura 3.13 – Curva de oferta no mercado *pool* para a hora 8 com  $\beta = 0$

E a energia vendida por contratos é mostrada na figura 3.14, (igual ao caso 1.1).

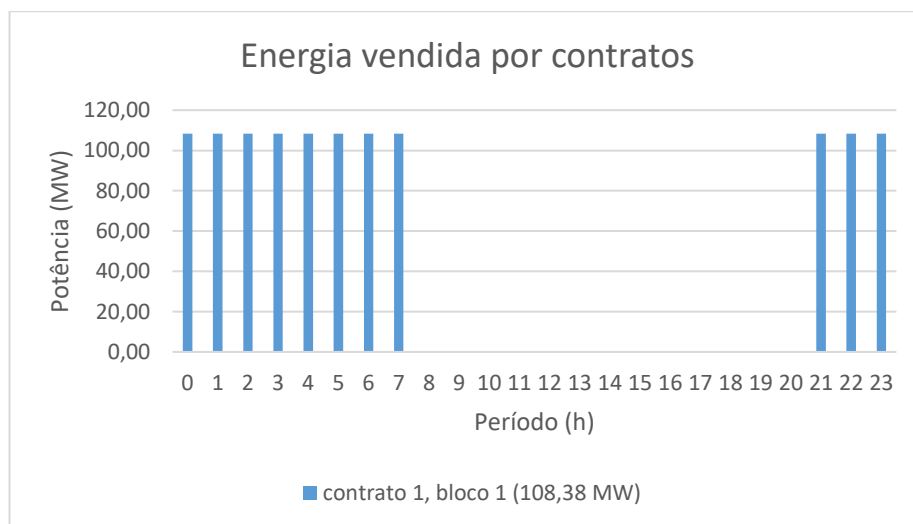


Figura 3.14 – Energia vendida por contratos (caso base)

Pode-se perceber que a figura 3.13 mostra a negociação de valores maiores de energia na hora 8 do que na curva para a hora 1 da figura 3.6. Um dos motivos para isso é que toda a energia

gerada nessa hora é vendida no mercado *pool*, ao contrário da hora 1, quando também há a presença de uma quantia vendida pelo bloco 1 do contrato 1.

Igualmente ao caso 1.1, o lucro esperado total da companhia geradora é igual a R\$ 1.052.614,22. Composto este lucro, R\$ 1.072.002,957 é a receita obtida no mercado *pool* e R\$ 102.291,26 é a receita obtida no mercado de contratos. O custo se mantém em R\$ 121.680,00.

### 3.2.2.2 Caso 2.2

Neste caso será analisado o mesmo contexto do caso 2.1, mas agora com  $\beta$  ligeiramente aumentado para 0,2. A oferta no mercado *pool* resultante é mostrada na figura 3.15:

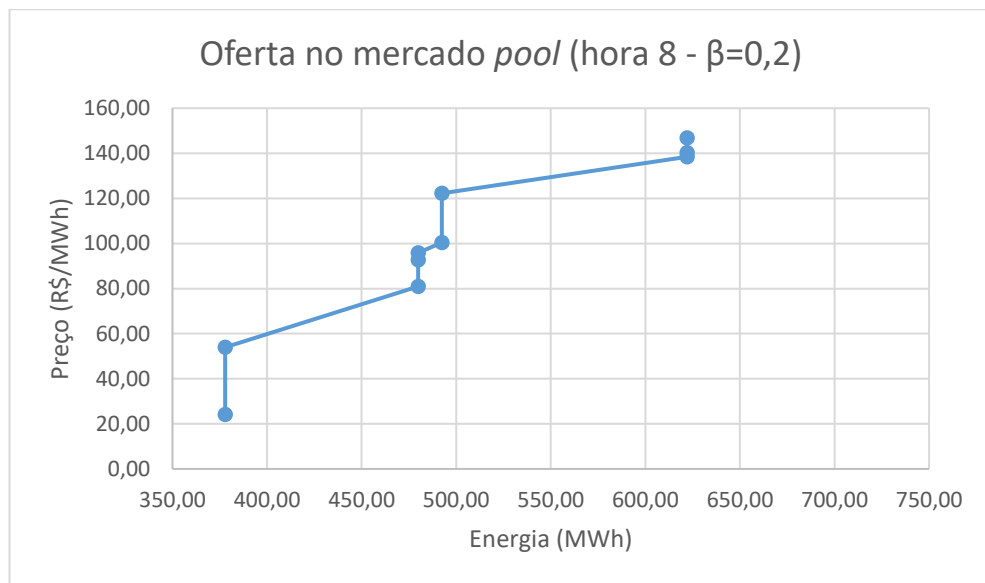


Figura 3.15 – Curva de oferta no mercado *pool* para a hora 8 com  $\beta = 0,2$

Nota-se que há uma redução da oferta de energia em relação ao caso 2.1 com  $\beta = 0$ .

Para os mesmos cenários de preços desse dia e para a mesma hora, a energia negociada varia de aproximadamente 471 MWh até 718 MWh para  $\beta = 0$ , crescendo com o aumento dos preços. Já quando temos  $\beta = 0,2$ , a energia negociada varia de 378MWh até 622 MWh, também de forma crescente.

Este comportamento é coerente com o desejado, uma vez que o fator  $\beta$  regula a influência do risco associado ao mercado *pool* no processo de otimização do lucro. Quanto maior o valor de  $\beta$ , maior é a aversão ao risco por parte da companhia geradora.

Na figura 3.16 é mostrado como os contratos se comportam com o aumento de  $\beta$ :

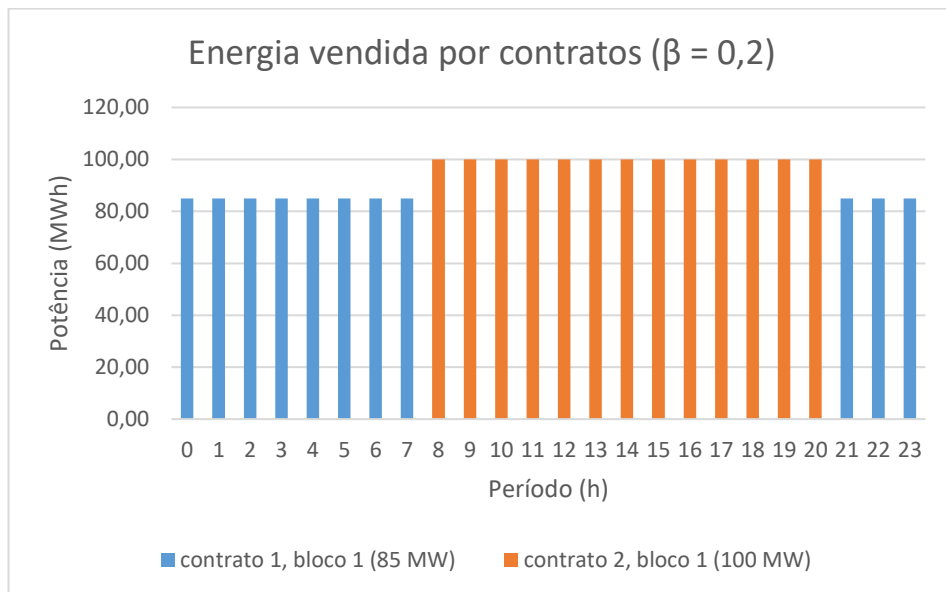


Figura 3.16 – Energia vendida por contratos com  $\beta = 0,2$

Percebe-se que agora o contrato 2 também é escolhido.

Assim, a energia negociada por contratos no dia aumenta significativamente, passando dos antigos 1.192,18 MWh no caso 2.1 para 2.235 MWh.

Esse aumento também é coerente com o esperado, uma vez que os contratos não acrescentam risco para o produtor, pelo contrário, a assinatura deles assegura que o produtor receberá o valor acordado pela quantidade de energia vendida para os compradores.

O fato de o contrato 2 incluir a hora 8 é outro motivo que explica a diminuição da oferta no mercado *pool* para a mesma hora 8, pois a energia vendida é dividida nas duas modalidades.

Conclui-se que o aumento da aversão ao risco na tomada de decisão do produtor de energia causa um diminuição da sua oferta no mercado *pool* e um consequente aumento na venda por contratos.

O lucro esperado total da companhia nesta simulação é igual a R\$ 1.047.387,31. Composto este lucro, R\$ 971.584,31 é a receita obtida no mercado *pool* e R\$ 197.483,00 é a receita obtida no mercado de contratos. O custo continua em R\$ 121.680,00.

A figura 3.17 compara as curvas de despacho das usinas para os dois valores de  $\beta$  estudados. Percebe-se pouca alteração entre elas, sugerindo que o valor de  $\beta$  não influencia o despacho, assim como concluído no caso 1, onde a venda de mais ou menos energia nos mercado *pool* ou contratos também não influenciava o despacho.

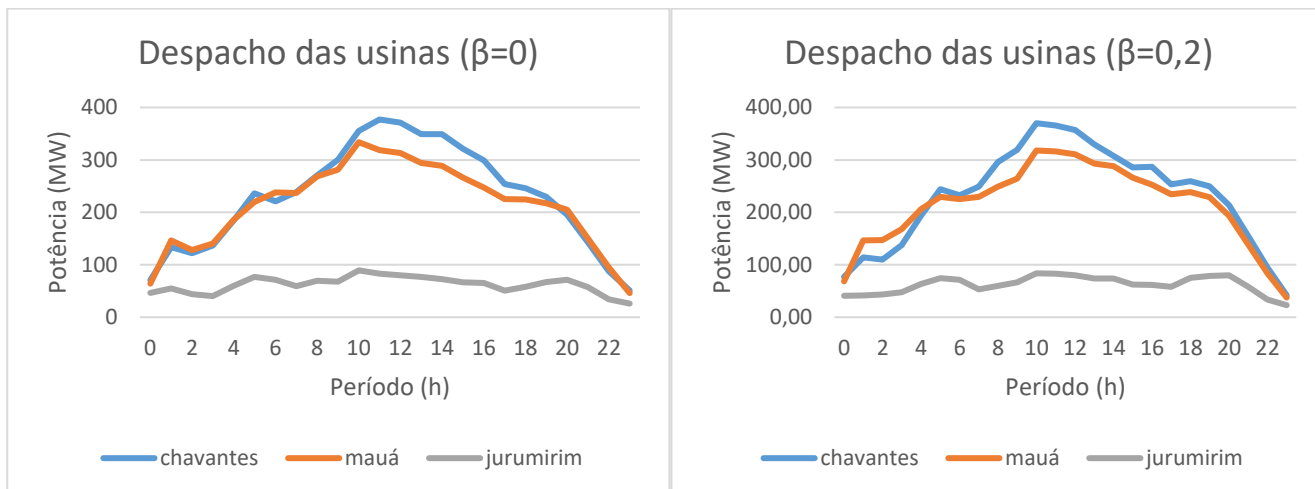


Figura 3.17 – Comparação do despacho das usinas com  $\beta = 0$  e  $\beta = 0,2$

### 3.2.3 Caso 3 – Comportamento Lucro x CVaR

Neste caso será analisado como o lucro esperado se comporta em função do CVaR (*conditional value at risk*). Cada ponto será gerado para um valor de  $\beta$  e os valores resultantes de lucro e CVaR mostrados em gráficos.

O caso base será usado para essa análise. No caso 3.1 a energia disponível no dia para cada usina se manterá em seu valor base, já no caso 3.2 essas energias serão variadas para verificar as consequências no lucro e no CVaR.

#### 3.2.3.1 Caso 3.1

Para essa primeira análise as energias diárias para cada usina se manterão constantes em seus valores base, conforme mostrado na tabela 3.1. O resultado é mostrado na figura 3.18.



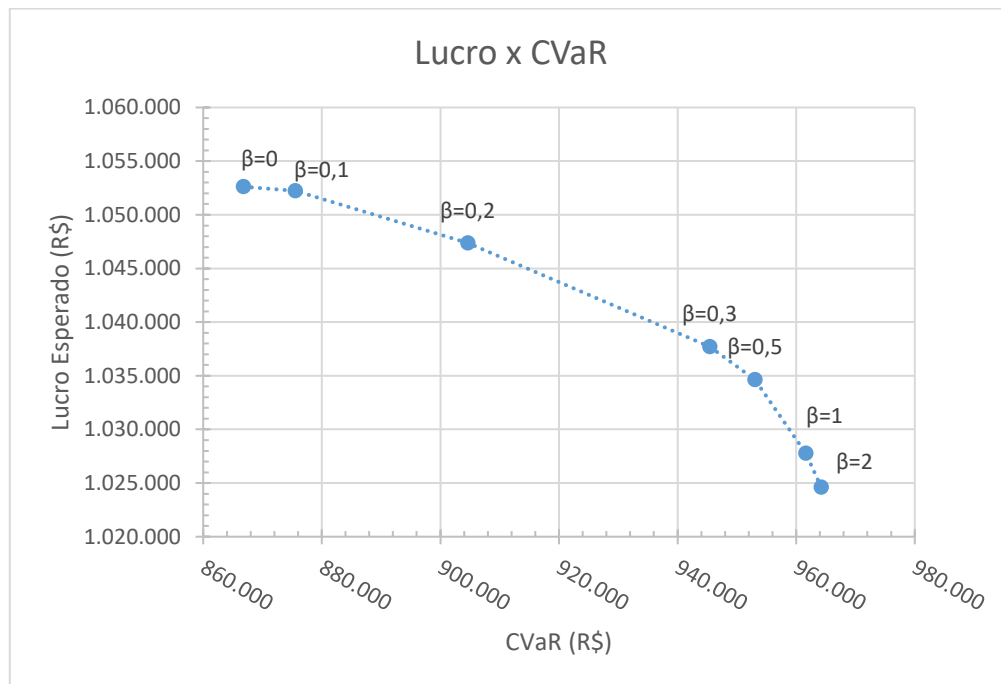


Figura 3.18 – Gráfico Lucro x CVaR (*enday(i)* base)

Como esperado pela teoria estatística, percebe-se na curva acima que quanto maior é o lucro esperado, menor é o CVaR. À medida que o valor de CVaR aumenta, o lucro esperado diminui [1], [2], [4].

### 3.2.3.1 Caso 3.2

A diferença deste caso para o caso 3.1 é que agora serão adicionadas mais duas curvas no gráfico CVaR x Lucro, as quais são resultado de pequenas variações nos valores de energia diária de cada uma das três usinas. O resultado gráfico é mostrado na figura 3.19.

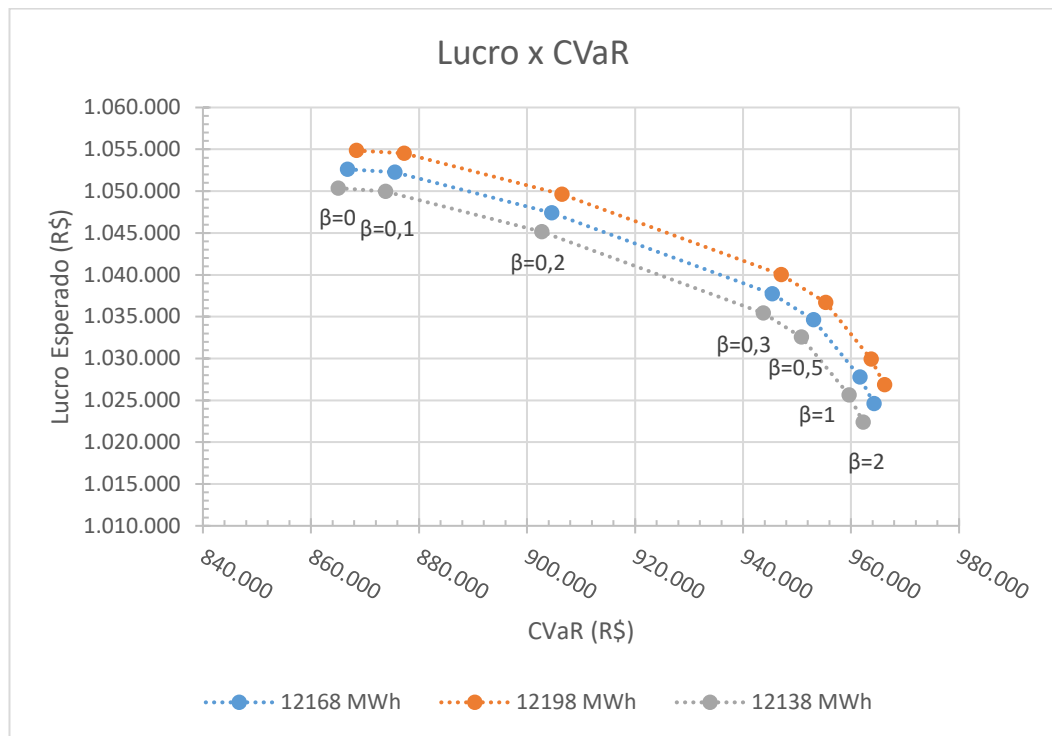


Figura 3.19 – Gráfico Lucro x CVaR (*enday(i)* variado)

A tabela 3.7 mostra os valores utilizados para as três curvas:

Usinas	Energia disponível menor (MWh)	Energia disponível base (MWh)	Energia disponível maior (MWh)
Chavantes	5534	5544	5554
Mauá	5126	5136	5146
Jurumirim	1478	1488	1498
Total	12138	12168	12198

Tabela 3.7 – Dados de energia disponível para cada usina

Cada usina sofreu um aumento ou diminuição de apenas 10 MWh para serem desenhadas as demais curvas. Foi escolhida essa variação pequena e simétrica apenas para fins didáticos, pois facilita a visualização de todas as três curvas juntas sob a mesma escala.

Nota-se nessa comparação que, com o aumento das energias diárias disponíveis das usinas, o lucro da companhia naturalmente aumenta, pois mais energia será vendida naquele dia, seja por meio de contratos ou mercado *pool*.

Não somente isso, mas a variação do lucro ocorre linearmente com a variação das energias diárias, como pode ser percebido pelo espaçamento igual entre as três curvas no gráfico, uma vez que a variação da energia é de 10 MWh tanto para mais como para menos.

# 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

## 4.1 CONCLUSÃO

O modelo de otimização linear proposto nesta monografia foi desenvolvido com o foco em auxiliar companhias geradoras hidroelétricas a tomar decisões no dia anterior sobre vender sua geração do dia seguinte por meio de contratos bilaterais, negociar suas curvas de oferta no mercado *pool*, ou dividir a venda entre os dois mercados. O modelo não somente indica qual o melhor mercado para investir naquele dia, mas mostra também as quantidades de energia que devem ser negociadas.

O algoritmo desenvolvido recebe os dados de entrada das usinas hidroelétricas, dos contratos, do mercado *pool* e procura um resultado otimizado de despacho de forma a maximizar o lucro do produtor ao mesmo tempo em que o previne de correr riscos desnecessários no mercado *pool*, se mostrando uma ferramenta valiosa para qualquer companhia geradora no Brasil.

Concluiu-se através das análises de diferentes casos que o modelo se comportou de maneira satisfatória, produzindo resultados coerentes e sensíveis à calibração dos parâmetros importantes, principalmente quando a influência do risco é levada em conta.

A utilização do GAMS como software de otimização também foi satisfatória, pois os resultados foram gerados rapidamente e de forma organizada, atingindo o objetivo com uma implementação matemática intuitiva.

Como o modelo desenvolvido neste trabalho utiliza como premissa cenários de preços simulares aos mercados de *loose pool*, que ainda não existe no Brasil, esse estudo servirá de base para outros trabalhos se aprofundarem mais nas implementações de mercados a curto prazo, buscando soluções melhores.

## 4.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma maneira de aprimorar o modelo matemático é modelar o planejamento da companhia geradora para uma semana inteira ao invés de para apenas um dia [1]. Considerar o planejamento semanal tornará o problema mais realista. Os contratos passarão a cobrir todos os dias da semana, e a decisão do produtor sobre assiná-los deverá ser feito antes do início da semana.

Outra maneira de aprimorar o modelo matemático desenvolvido neste trabalho é passar a considerar a energia disponível no dia como função também dos cenários de preços,  $enday(i, s)$ .

Essa mudança acrescentaria mais precisão à análise, pois na prática a energia disponível pode variar consideravelmente de um dia para outro, como mostram as figuras 3.2, 3.3 e 3.4,

sendo impraticável que ela se mantenha exatamente no mesmo valor para vários cenários de preços. Esta situação foi assumida neste trabalho apenas para fins de simplificação, uma vez que não é um fator que atrapalha o entendimento das análises.

Pode-se aprimorar ainda mais o modelo matemático ao serem adicionadas restrições de transmissão ao sistema. Neste trabalho assumiu-se que não existia dificuldade ou custo de transmissão, pois a carga a ser atendida estaria no mesmo ponto que as usinas geradoras que despacham a energia.

Com o objetivo de gerar cenários de preços para o mercado *pool* de forma mais rápida e confiável do que manualmente, outra sugestão de melhoria no modelo é implementar um algoritmo que gere amostras aleatórias desses preços. Um bom exemplo é a técnica *latin hypercube*, que realiza essa tarefa e reduz bastante o esforço computacional para se chegar a um resultado acurado. Deve-se apenas cuidar para que a volatilidade dos preços não seja grande demais, desproporcional à realidade de um mercado *loose pool* existente.

No modelo adotado para o mercado de contratos bilaterais, considerou-se neste trabalho que a companhia geradora não possuía nenhum contrato assinado previamente, antes do planejamento para o dia seguinte ser feito. Deve-se considerar essa questão para futuros aprimoramentos do algoritmo, pois essa é a realidade de muitos produtores.

Por último, uma forte sugestão de expansão deste estudo é passar a incluir análises de usinas que utilizam outras fontes renováveis como a energia eólica, a qual se tornou neste ano a segunda maior matriz elétrica do Brasil [12], e a energia solar, que vem crescendo bastante dentro da modalidade de geração distribuída.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. P. GARCÉS and A. J. CONEJO, “Weekly self-scheduling, forward contracting, and offering strategy for a producer”, IEEE Trans. Power Syst., vol.25, no. 2, May 2010.
- [2] D. T. NGUYEN and L. B. LE, “Risk-constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response”, IEEE Trans. Smart Grids, vol. 6, no. 1, Jan. 2015.
- [3] L. S. A. MARTINS and S. SOARES, “Insights on short-term hydropower scheduling: on the representation of water continuity equations”, IEEE Power Systems Computation Conference (PSCC), June 2016.
- [4] R. A. JABR, “Robust self-scheduling under price uncertainty using conditional value-at-risk”, IEEE Trans. Power Syst. Vol. 20, no. 4, Nov 2005.
- [5] A. J. CONEJO, J. CONTRERAS, R. ESPÍNOLA and M. A. PLAZAS, “Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market”.
- [6] SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. “Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management”. 2002.
- [7] SILVA, E. L. D. “Formação de preços em mercados de energia elétrica”. Edição do Autor. 2012.
- [8] VORONIN, S. “Price spike forecasting in a competitive day-ahead energy market”. LUT, 2013.
- [9] ANEEL, Nota técnica nº 86/2014-SEM/ANEEL, “Limites máximo e mínimo do preço de liquidação das diferenças – PLD.
- [10] FRANCO, P. E. C. “Operação de mercados em sistemas de potência – parte 1”, Abr. 2006
- [11] CCEE. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_sombra?\\_afLoop=21026561318173&\\_adf.ctrl-state=19blorvy4m\\_79#!%40%40%3F\\_afLoop%3D21026561318173%26\\_adf.ctrl-state%3D19blorvy4m\\_83](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_sombra?_afLoop=21026561318173&_adf.ctrl-state=19blorvy4m_79#!%40%40%3F_afLoop%3D21026561318173%26_adf.ctrl-state%3D19blorvy4m_83)> Acesso em junho de 2019.
- [12] G1. Disponível em: <<https://g1.globo.com/natureza/blog/andre-trigueiro/noticia/2019/04/11/vento-alcanca-segundo-lugar-na-matriz-eletrica-do-brasil.ghtml>>. Acesso em julho de 2019.
- [13] ONS. Disponível em: <[http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em junho de 2019.

- [14] FERNANDES, J. H. “Estudo de modelo de otimização da operação hidrotérmica de médio prazo considerando abordagem preditiva”, Dez. 2017.
- [15] CIMM. Disponível em: <<https://www.cimm.com.br/portal/verbetes/exibir/715-modelo-estocastico>>. Acesso em junho de 2019
- [16] ONS, “Diagrama esquemático das usinas hidroelétricas do SIN”. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em junho de 2019.
- [17] CCEE. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/precos?\\_afLoop=73473370627907&\\_adf.ctrl-state=a16d9bx49\\_63#!%40%40%3F\\_afLoop%3D73473370627907%26\\_adf.ctrl-state%3Da16d9bx49\\_67](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=73473370627907&_adf.ctrl-state=a16d9bx49_63#!%40%40%3F_afLoop%3D73473370627907%26_adf.ctrl-state%3Da16d9bx49_67)> Acesso em julho de 2019.

## A1. CONDITIONAL VALUE AT RISK (CVaR)

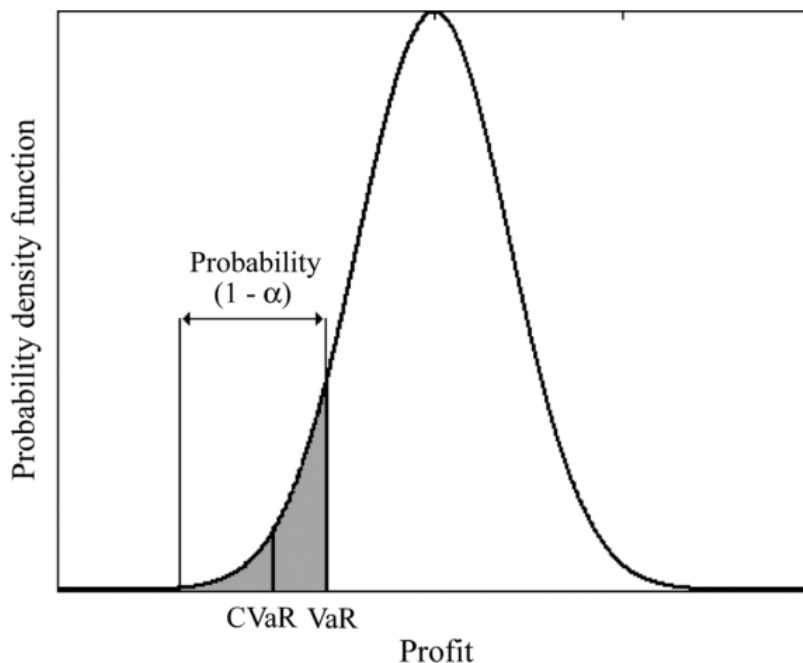


Figura A.1 – Função densidade de probabilidade do lucro [1]

Uma vez que o nível de confiança adotado no modelo computacional deste trabalho é  $\gamma = 0,95$ , temos por definição que, em um modelo de otimização baseado em cenários, CVaR é definido aproximadamente como o valor em reais do lucro esperado nos  $(1 - \gamma) \times 100\%$  piores cenários [1].

Em outras palavras, para  $\gamma = 0,95$ , temos que a grandeza VaR (value at risk) representa o maior valor do lucro tal que a probabilidade de o lucro real ser menor do que VaR é menor ou igual a 5%. [2],[4].

Dentro dessa definição, CVaR nada mais é do que o valor esperado do lucro quando ele for menor do que VaR, no caso quando a probabilidade de 5% ocorrer [2].

A figuras 3.17 e 3.18 estão basicamente mostrando no eixo y o valor do lucro esperado com 95% de probabilidade de ocorrência, e no eixo x o valor do lucro esperado com a probabilidade de 5% de ocorrência (CVaR).

Devido a isso, é coerente o valor de CVaR aumentar à medida que o lucro esperado nos 95% melhores cenários diminuir [1], [2], [4].

As equações (A.1), (A.2) e (A.3) implementam o risco [2].

Máximizar

$$CVaR = var - \frac{1}{1-\gamma} \sum_{s=1}^S \alpha(s) \cdot n(s) \quad (A.1)$$

Sujeito a

$$n(s) \geq var - \sum_{c=1}^C \sum_{b=1}^B price(c,b) \cdot eg(c,b) - \sum_{t=1}^T (price(t,s) \cdot eg(t,s) - cst(t,s)) \quad \forall s \quad (A.2)$$

$$n(s) \geq 0 \quad \forall s \quad (A.3)$$

Nota-se que o termo que subtrai VaR na equação (A.2) é o lucro esperado somente em um cenário específico e não o lucro esperado total da equação (2.1), que era obtido pela média ponderada dos lucros de todos os cenários.

O valor de  $n(s)$  mede a distância entre VaR e o lucro esperado no cenário  $s$  quando esse lucro é menor do que VaR [2]. Logo, para cada cenário obté-se um valor de  $n(s)$ .



## A2. CÓDIGO GAMS

Nessa seção será mostrado o código implementado no software GAMS. Os valores dos parâmetros que serão mostrados são os referentes ao caso base, definido no item 3.1.

```
$ title otimizacao
```

```
sets
```

```
t 'time interval' /t1*t24/
```

```
s 'Price scenario' /s1*s10/
```

```
c 'Contracts' /c1*c3/
```

```
b 'Contracts blocks' /b1*b3/
```

```
i 'geradores' /i1*i3/;
```

```
alias(s,ru);
```

```
scalar
```

```
gama /0.95/, beta /0/;
```

```
Parameter
```

```
gmin(i)
```

```
/i1 35
```

```
i2 30
```

```
i3 20/
```

```
gmax(i)
```

```
/i1 414
```

```
i2 352
```

```
i3 101/
```

```
cost(i)
```

/i1 10

i2 10

i3 10/

rampa(i)

/i1 60

i2 55

i3 30/

start(i)

/i1 35

i2 30

i3 20/

enday(i)

/i1 5544

i2 5136

i3 1488/;

Table pmaxc(c,b)

	b1	b2	b3
c1	140	105	105
c2	100	75	75
c3	140	105	105;

Table pricec(c,b)

	b1	b2	b3
c1	85.8	85.3	84.5
c2	90.2	89.6	88.7

c3 86.5 85.9 85.1;

Table price(t,s)

	s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10
t1	31,69	5,77	1,06	143,73	227.04	252.42	166.52	0.28	198.95	220.61
t2	31.66	140.11	108.35	23.57	135.97	146.34	1.51	162.27	45.90	68.38
t3	31.44	20.03	257.98	38.44	30.49	101.31	46.51	57.23	13.77	32.51
t4	121.34	154.33	17.90	53.43	105.42	56.31	31.50	27.16	42.56	55.99
t5	151.47	48.13	62.90	23.54	150.66	26.35	16.50	147.13	57.56	99.97
t6	46.62	211.99	92.90	143.53	226.29	137.54	136.47	87.11	149.93	145.92
t7	107.16	12.69	138.11	128.57	78.11	80.24	76.47	56.99	49.57	45.19
t8	78.04	41.87	33.32	23.90	19.48	21.79	46.58	41.69	34.73	120.66
t9	138.45	122.28	80.99	100.34	95.80	53.90	92.70	146.76	140.27	24.10
t10	18.48	95.06	157.36	115.52	111.00	101.27	123.08	57.02	65.28	40.48
t11	78.53	140.80	262.97	190.67	126.91	146.53	168.21	102.05	20.56	10.94
t12	153.58	187.34	8.05	145.82	37.47	11.55	3.28	102.11	5.85	146.13
t13	183.50	82.74	263.11	40.37	142.12	26.52	136.83	27.10	140.06	71.17
t14	183.58	67.77	8.17	84.92	37.31	41.66	48.28	102.07	110.61	56.20
t15	18.62	22.81	23.22	145.03	67.73	131.76	93.34	132.07	50.88	131.23
t16	3.61	67.84	143.27	99.77	7.81	101.82	108.41	147.07	125.88	11.25
t17	123.60	143.36	128.34	26.42	22.85	131.87	33.45	27.10	140.88	41.30
t18	48.49	39.08	38.70	146.57	157.70	71.65	3.40	12.11	50.89	26.47
t19	93.56	25.78	9.67	26.13	232.87	42.12	168.26	162.14	200.75	132.40
t20	153.53	160.83	264.38	41.32	8.08	12.26	123.76	27.23	6.13	162.07
t21	18.46	55.52	9.11	146.43	232.74	266.85	111.54	147.32	201.00	71.56
t22	138.43	100.36	53.91	99.77	142.08	11.53	5.87	57.40	50.81	86.46
t23	123.35	24.64	23.08	53.72	51.53	25.91	20.81	72.38	5.51	11.26
t24	3.31	68.87	111.68	23.87	20.76	112.28	5.90	27.33	200.23	220.45

Table inter(c,t)

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
c1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
c2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0

c3 1  
1 ;

parameter

nintc(c) ' numero de intervalos (h)' /c1 11. c2 13. c3 24/

dc(c) ' Interval Duration contract (h)' /c1 1. c2 1. c3 1/

dint(t) ' Interval Duration of pool market (h)' /t1 1. t2 1. t3 1. t4 1.

t5 1. t6 1. t7 1. t8 1. t9 1. t10 1. t11 1. t12 1. t13 1. t14 1. t15 1. t16 1.

t17 1. t18 1. t19 1. t20 1. t21 1. t22 1. t23 1. t24 1/

pricer(t.s)

alfa(s) "price probability" / #s [1/card(s)] / ;

pricer(t.ru)=price(t.ru);

variable

g(t.s) 'generator bid in each scenario (MW) in period t'

gp(i.t.s) 'combined producer generation (MW)in period t'

cst(t.s) 'operational cost (\$)in period t'

gr(t.ru) 'auxiliar vailable'

edayav(i.s) 'generator availability in each scenario'

gc(c.b) 'contract level'

z 'total profit'

rnz 'risk neutral total profit'

cvar 'conditional value at risk'

var 'value at risk'

eg(t.s) 'pool bid energy in interval'

egc(c.b) 'energy contract in interval'

egp(i.t.s) 'combined bid energy in interval'

n(s) 'auxiliary variable for CVaR'

revc 'revenue contract'

revpool 'revenue pool'

tcst 'total cost' ;

positive variable  $g(t.s)$ .  $gr(t.ru)$ .  $edayav(i.s)$ .  $gc(c.b)$ .  $n(s)$ ;

equations

risc(s) 'condições de risco'

of 'Profit objective function (\$)'

rnof 'risk neutral Profit objective function (\$)'

eqcvar 'equação do cvar'

eqrevc 'equação do revenue contract'

eqrevpool 'equação do revenue pool'

eqtcst 'equação do total cost'

eday(i.s) 'daily energy availability (MWh)'

genpro(t.s) 'combined producer generation (MW) in period t'

pcost(t.s) 'combined generation cost (MW) in period t'

lgmin(i.t.s) 'lower limit (MW)'

lgmax(i.t.s) 'upper limit (MW)'

avai(i.s) 'scenario availability (MWh)'

eq1(t.s.ru) 'original and auxiliar variable equal condition'

eq2(t.s.ru) 'bid increasing with price condition'

eq3(t.s.ru) 'non-anticipatory condition'

eq4(t.s.ru) 'bid increasing with price condition'

pcmax(c.b) 'upper limit level of contract block (MW)'

enp(t.s) 'energy pool bid in interval (MWh)'  
 enc(c.b) 'energy contract in interval (MWh)'  
 ecomb(i.t.s) 'combined energy bid in interval (MWh)'  
 ramps(i.t.s) 'rampa de subida'  
 rampd(i.t.s) 'rampa de descida'  
 rampsi(i.t.s) 'rampa de subida inicial'  
 rampdi(i.t.s) 'rampa de descida inicial'  
 ;  
 risc(s)..  $n(s) = g = \text{var} - [\text{sum}((c.b). \text{pricec}(c.b) * \text{egc}(c.b)) + \text{sum}(t.(\text{price}(t.s) * \text{eg}(t.s) - \text{cst}(t.s)))]$ ;  
 of..  $z = e = \text{sum}((c.b). \text{pricec}(c.b) * \text{egc}(c.b)) + \text{sum}(s. \text{alfa}(s) * \text{sum}(t.(\text{price}(t.s) * \text{eg}(t.s) - \text{cst}(t.s)))) + \text{beta} * \text{cvar}$ ;  
 rnof..  $\text{rnz} = e = \text{sum}((c.b). \text{pricec}(c.b) * \text{egc}(c.b)) + \text{sum}(s. \text{alfa}(s) * \text{sum}(t.(\text{price}(t.s) * \text{eg}(t.s) - \text{cst}(t.s))))$ ;  
 eqcvar..  $\text{cvar} = e = \text{var} - (1/(1-\text{gama})) * \text{sum}(s. \text{alfa}(s) * n(s))$ ;  
 eqrevc..  $\text{revc} = e = \text{sum}((c.b). \text{pricec}(c.b) * \text{egc}(c.b))$ ;  
 eqrevpool..  $\text{revpool} = e = \text{sum}(s. \text{alfa}(s) * \text{sum}(t. \text{price}(t.s) * \text{eg}(t.s)))$ ;  
 eqtst..  $\text{tst} = e = \text{sum}(s. \text{alfa}(s) * \text{sum}(t. \text{cst}(t.s)))$ ;  
 eday(i.s)..  $\text{edayav}(i.s) = l = \text{enday}(i)$ ;  
 genpro(t.s)..  $\text{sum}(i. \text{gp}(i.t.s)) = e = g(t.s) + \text{sum}((c.b). \text{gc}(c.b) * \text{inter}(c.t))$ ;  
 pcost(t.s)..  $\text{cst}(t.s) = e = \text{sum}(i. \text{cost}(i) * \text{gp}(i.t.s) * \text{dint}(t))$ ;  
 lgmin(i.t.s)..  $\text{gp}(i.t.s) = g = \text{gmin}(i)$ ;  
 lgmax(i.t.s)..  $\text{gp}(i.t.s) = l = \text{gmax}(i)$ ;  
 avai(i.s)..  $\text{edayav}(i.s) = e = \text{sum}(t. \text{egp}(i.t.s))$ ;  
 eq1(t.s.ru)\$ (sameAs(s.ru))..  $g(t.s) = e = \text{gr}(t.ru)$ ;  
 eq2(t.s.ru)\$ ((not sameAs(s.ru)) and (price(t.s) > pricer(t.ru)))..  $g(t.s) = g = \text{gr}(t.ru)$ ;  
 eq3(t.s.ru)\$ ((not sameAs(s.ru)) and (price(t.s) = pricer(t.ru)))..  $g(t.s) = e = \text{gr}(t.ru)$ ;

```

eq4(t.s.ru)$((not sameAs(s.ru)) and (price(t.s)<pricer(t.ru))).  g(t.s)=l=gr(t.ru);

pcmax(c.b)..  gc(c.b)=l=pmaxc(c.b);

enp(t.s)..  eg(t.s)=e=g(t.s)*dint(t);

enc(c.b)..  egc(c.b)=e= gc(c.b)*dc(c)*nintc(c);

ecomb(i.t.s)..  egp(i.t.s)=e=gp(i.t.s)*dint(t);

rampsi(i.t.s)$ (sameAs (t.'t1'))..  gp(i.t.s)-start(i) =l= rampa(i);

rams(i.t.s)$ (not sameAs(t.'t1'))..  gp(i.t+1.s)-gp(i.t.s) =l= rampa(i);

rampdi(i.t.s)$ (sameAs (t.'t1'))..  start(i) - gp(i.t.s) =l= rampa(i);

rampd(i.t.s)$ (not sameAs(t.'t1'))..  gp(i.t.s)-gp(i.t+1.s) =l= rampa(i);

model otimizacao /all/;

solve otimizacao using lp maximizing z;

display price;

display g.l;

display eg.l;

display pricec;

display gc.l;

display egc.l;

display gp.l;

display egp.l;

display edayav.l;

display z.l;

display rnz.l;

display revc.l;

```

display revpool.l;

display tcst.l;

display var.l;

display cvar.l;

display n.l;

```
*execute_unload "otimizacao.gdx" price g.l eg.l pricec gc.l egc.l gp.l egp.l edayav.l rnz.l  
cvar.l n.l
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=price rng=PrecoPool!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=g.l rng=OfertaPotenciaPool!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=eg.l rng=OfertaEnergiaPool!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=pricec rng=PrecoContrato!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=gc.l rng=NivelContratos!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=egc.l rng=OfertaEnergiaContratos!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=gp.l rng=ProducaoCombinada!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=egp.l rng=OfertaEnergiaCombinada!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=edayav.l rng=EnergiaDisponivel!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=rnz.l rng=LucroTotalSemRisco!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=cvar.l rng=CVaR!'
```

```
*execute 'gdxxrw.exe otimizacao.gdx var=n.l rng=VariavelAuxiliarDeRisco!'
```