



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

FGV Management
MBA em Setor Elétrico

TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO

ALTERNATIVAS NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

Elaborado por:

Rodolfo Dornelas

Prof. Orientador:

Diogo Mac Cord de Faria, Msc.

Curitiba
Janeiro/2016

RODOLFO DORNELAS

ALTERNATIVAS NO SUPRIMENTO DE ENERGIA **Comparação de Custos num Horizonte de 15 anos**

Coordenador Acadêmico: Fabiano Simões Coelho, Msc

Professor Orientador: Diogo Mac Cord de Faria, Msc.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista TURMA 01/2013

Curitiba - PR
2016

O Trabalho de Conclusão de Curso

ALTERNATIVAS NO SUPRIMENTO DE ENERGIA
Comparação de Custos num Horizonte de 15 anos

elaborado por Rodolfo Dornelas e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré requisito para a obtenção do **MBA do Setor Elétrico** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Msc.

Professor orientador
Prof. Diogo Mac Cord de Faria, Msc.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	2
2.1	Modelo Estatal.....	2
2.2	Reforma dos Anos 1990 (Modelo PSDB).....	2
3	MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ATUAL.....	4
3.1	Agentes do Setor Elétrico Brasileiro.....	4
3.1.1	Agentes Institucionais.....	4
3.1.2	Agentes Econômicos.....	8
3.2	Ambientes de Contratação.....	13
3.2.1	Ambiente de Contratação Regulado - ACR.....	13
3.2.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL.....	13
3.2.3	Mercado de Curto Prazo - MCP.....	13
4	USINAS HIDRELÉTRICAS.....	15
4.1	Classificação.....	15
4.2	Custos.....	16
4.3	Geração.....	17
5	ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA.....	18
5.1	Consumidor Cativo - Ambiente de Contratação Regulado.....	18
5.2	Consumidor Livre - Ambiente de Contratação Livre.....	18
5.3	Autoprodutor / Produtor Independente.....	19
6	COMPARAÇÃO ENTRE AS ALTERNATIVAS.....	21
6.1	Custos.....	21
6.2	Riscos.....	30
6.3	Análise do Investimento.....	30
7	CONCLUSÃO.....	35
8	BIBLIOGRAFIA.....	36

RESUMO

Atualmente indústrias gastam fortunas mensalmente para terem direito ao abastecimento de energia elétrica. Existem alternativas de fornecimento de energia sem ser através da distribuidora local. Se obedecer alguns pré-requisitos, o consumidor de energia pode se tornar autoprodutor ou migrar para o mercado livre, podendo escolher quem será seu fornecedor de energia. Para o entendimento do setor elétrico brasileiro e onde se está investindo, é importante conhecer o histórico e a legislação atual. Os custos de energia no mercado cativo são previsíveis e altos. No mercado livre é firmado um contrato de comercialização de energia com valores e prazos estipulados entre as partes interessadas, existindo o risco da oscilação do preço da energia. Para ser autoprodutor, o consumidor deve possuir uma fonte de geração de energia, assumindo o risco de construir um aproveitamento energético, que pode ser baixo se acompanhado de uma boa engenharia. Fixando preços para as três alternativas, é possível compará-las e observar que se tornar autoprodutor é o mais interessante economicamente para o grande consumidor de energia, seguido de migrar para o mercado livre. Os custos no mercado cativo são muito mais altos nesse comparativo.

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia elétrica brasileiro é o mais diversificado do mundo, quando analisamos fontes de geração, tamanho do território abastecido e legislação.

Hoje um consumidor industrial de energia elétrica paga valores exorbitantes se sua energia provém da distribuidora local. Existem alternativas para esse fornecimento, e o presente trabalho analisa duas delas, a migração para o mercado livre e se tornar autoprodutor de energia elétrica.

Neste trabalho apresenta um breve histórico do setor elétrico brasileiro, para o entendimento da evolução da legislação. Em seguida, é apresentada parte da legislação atual, que embasa o cálculo dos custos para as três alternativas de suprimento de energia supracitados.

Por fim, detalha-se como foi calculado os custos de cada alternativa e se apresenta o resultado final, na forma de gráfico de dispersão do fluxo de caixa e de valor presente líquido.

2 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Como não poderia deixar de deixar de ser, o setor de energia brasileiro é muito complexo. Entre diversos fatores que resultam nessa complexidade, destacam-se à vasta área de cobertura, a diversidade de fontes de geração e mudanças recentes do institucional.

Podemos listar 3 modelos que nortearam o setor elétrico durante os anos. Todas as reformas foram incentivadas por crises no setor. Adiante será relatado brevemente cada modelo.

2.1 Modelo Estatal

Até a década de 1940, o setor era composto, em sua maioria, por empresas privadas estrangeiras e pela ausência de uma legislação específica¹. Os contratos eram celebrados diretamente entre municípios e empreendedores.

Após a constituição de 1934, o Estado brasileiro começou a centralizar as outorgas de todo o setor elétrico. Em 1945 foi criada a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e em 1952 foi fundado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social (BNDES), assim União passou a financiar a construção de grandes usinas hidrelétricas, sendo as primeiras as UHE Três Marias (1962) e UHE Furnas (1963), e após as mais importantes foram as UHE Sobradinho (1979), UHE Tucuruí (1984), UHE Itaipú (1984), UTN Angra².

Na década de 1980 aconteceu uma grande crise no setor elétrico, motivada pela crise financeira e problemas regulatórios decorrentes da crise financeira, que tornou o Estado incapaz de continuar a financiar a expansão do sistema³.

2.2 Reforma dos Anos 1990 (Modelo PSDB)

Indo de encontro ao pensamento internacional, que pregava a diminuição do papel do Estado na atividade econômica, deu-se início à reforma dos anos 1990.

Nesse momento histórico as privatizações eram incentivadas em diversos países. No Brasil foram privatizadas diversas empresas de energia elétrica, mesmo antes de elaborado o novo marco setorial, fundamentadas pela Lei n° 8.031/1990. Outras leis importantes foram editadas, como a Lei n° 8.631/1993, Lei n° 8.987/1995 e a Lei n° 9.074/1995. Essa última

sinalizou que viria uma reestruturação no setor elétrico e criava dois novos agentes: o produtor independente e o consumidor livre. Ainda em 1995, o Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE) fixava os objetivos para os setores que envolviam a produção de bens e serviços: a continuação das privatizações, a reorganização e o fortalecimento de regulação dos monopólios naturais que fossem privatizados e a implantação de contratos de gestão nas empresas que não pudessem ser privatizadas³.

Em 1996 criou-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Lei n° 9.427/1996, uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com a finalidade de regular e fiscalizar as diversas cadeias do setor. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi instituído pela Lei n° 9.478/1997.

A Lei n° 9.648/1998 estabelece o regime de livre negociação na compra e venda de energia entre concessionários, dando início ao mercado competitivo de energia elétrica. A lei também criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS). A Lei n° 10.433/2002 modificou a Lei n° 9.648/1998 em detalhes.

Apesar de todos os esforços da reforma, o consumo cresceu mais do que a capacidade instalada ao longo dos anos 1990. Em 2001 os níveis dos reservatórios estavam em média com 30% da capacidade e foram tomadas medidas de racionamento para controlar o consumo. O racionamento pode ser explicado por diversos fatores:

- Atraso na entrada em operação de geração e transmissão;
 - Crescimento acelerado da demanda de energia;
 - Garantias física dos geradores superestimadas;
 - Ineficiência do MAE;
 - Ambiente regulatório omissivo e conflitante.
-

3 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ATUAL

Após o racionamento de 2001, o setor elétrico era um dos focos das eleições presidenciais de 2002. Em julho de 2003 foi apresentado pelo MME a Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico. Paralelamente o setor foi sendo moldado através de medidas provisórias entre 2003 e 2004, convertidas nas Lei nº 10.847/2004 e 10.848/2004, que regulamentaram novas regras de comercialização de energia elétrica e criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Conforme a Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, aprovado pela Resolução CNPE 9/2003, os pilares do setor são:

- Modicidade Tarifária;
- Segurança no Suprimento;
- Universalização do Acesso.

Uma das principais mudanças geradas pelo novo modelo foi a criação de dois ambientes de contratação de energia: o ambiente regulado (ACR) e o livre (ACL), que serão explicados no capítulo 3.2.

3.1 Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

No setor elétrico brasileiro atuam diversos agentes com objetivos, prerrogativas e atribuições diferentes. Podemos dividi-los em agentes institucionais e econômicos. Os primeiros possuem competências e atribuições regulatórias, políticas, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do funcionamento setorial. De outro lado, agentes econômicos são os que detêm concessão, permissão ou autorização para a exploração de atividade econômica vinculada ao setor³.

3.1.1 Agentes Institucionais

O fluxograma a seguir apresenta os principais agentes institucionais do setor elétrico brasileiro, e como eles se relacionam.

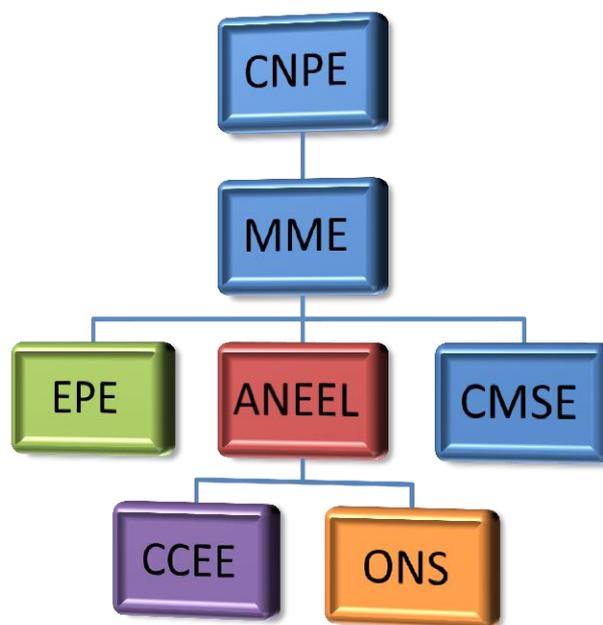


Figura 1 - Agentes institucionais do setor elétrico brasileiros.

3.1.1.1 CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética, criado pela Lei nº 9.478/1997 e regulamentado pelo Decreto nº 3.520/2000 é um órgão governamental vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de minas e energia. Sua atribuição é definir políticas e diretrizes para o setor elétrico. A Resolução CNPE nº 7/2009 apresenta o regimento interno do CNPE.

3.1.1.2 MME

O Ministério de Minas e Energia, criado pela Lei nº 3.782/1960, foi extinto pela Lei nº 8.028/1990 e recriado pela Lei nº 8.422/1992. A Lei nº 10.683/2003 define as competências do MME, que incluem a área de recursos energéticos e energia elétrica. Também é um órgão governamental, e é responsável pela formulação e implantação das diretrizes do CNPE. Integram ainda o conselho os ministros das áreas de Ciência e Tecnologia, Planejamento, Fazenda, Meio Ambiente, Desenvolvimento, Casa Civil, Integração Nacional, Agricultura, assim como um integrante dos Estados e do Distrito Federal, da sociedade, das universidades, o presidente da EPE e o secretário-executivo do MME⁴.

3.1.1.3 CMSE

O comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, criado pela Lei nº 10.848/2004 e constituído pelo Decreto nº 5.175/2004, tem a atribuição de monitorar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional⁵. Assim como o CNPE, é presidido pelo ministro de minas e energia. Possui ainda quatro integrantes do MME e um titular de cada órgão: ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

3.1.1.4 EPE

A Empresa de Pesquisa Energética, criada pela Lei nº 10.847/2004 e regulamentada pelo Decreto 5.184/2004, está vinculada ao MME e tem como finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético⁶. Para isso, a EPE desenvolve diversos estudos, publicados para sinalizar aos demais agentes o que deverá acontecer no setor elétrico e energético. O principal estudo elaborado é o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE): Publicado anualmente, o PDE projeta a evolução do setor num horizonte de 10 anos, sendo o principal sinalizador de como serão os investimentos no setor. Apresenta a projeção da demanda e oferta de energia, assim como os insumos para geração térmica e aspectos de sustentabilidade do setor.

3.1.1.5 ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica, criada pela Lei nº 9.427/1996 e o Decreto nº 2.335/1997, também é vinculada ao MME e é o principal agente regulador do setor elétrico brasileiro. Inicialmente a redação da Lei acima atribuía a ANEEL a implementação de políticas e diretrizes do governo para a exploração de energia elétrica, através de atos regulamentares. A Lei nº 10.848/2004 e a Lei nº 12.111/2009 incluíram mais diversas atribuições à agência.

Hoje as principais atribuições da ANEEL são⁷:

- Regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
 - Fiscalizar as concessões, permissões e serviços de energia elétrica;
 - Implementar as políticas e diretrizes do governo relativas à energia elétrica;
-

- Estabelecer tarifas;
- Mediar, na esfera administrativa, os conflitos entre os diversos agentes do setor;
- Por delegação do governo federal, promover as atividades relativas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétricas.

3.1.1.6 CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, criada pela Lei n° 10.848/2004 e constituída pelo Decreto n° 5.177/2004, substituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) como responsável pelas transações de compra e venda de energia. Vinculada a ANEEL, hoje a câmara é responsável pela contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia e cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Entre as principais atribuições da CCEE estão⁸:

- Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- Fazer a gestão dos contratos do ACR e do ACL (explicados no capítulo 3.2);
- Sob delegação da ANEEL, realizar os leilões de energia elétrica do ACR.

3.1.1.7 ONS

O Operador Nacional do Sistema, criado pela Lei n° 9.648/1998 e regulamentado pelo Decreto n° 5.081/2004 e pela Lei n° 10.848/2004, é uma pessoa jurídica de direito privado, e é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL⁹. As principais atribuições do ONS são:

- Planejar e programar a operação e o despacho centralizado da geração do SIN;
 - Supervisionar e controlar a operação do SIN;
 - Contratar e administrar os serviços de transmissão.
-

3.1.2 Agentes Econômicos

São designados agentes econômicos os consumidores de energia elétrica e os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização para explorar atividades de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica³.

A transmissão e distribuição, segmentos de rede, são considerados monopólios naturais, uma vez que a competição causaria uma redundância de infraestrutura e aumentaria o preço desses serviços. Assim, nesses segmentos, há maior regulação por parte do Estado e são considerados serviços públicos. O presente trabalho não tem como objetivo decorrer sobre o segmento de rede.

Já a geração e comercialização são segmentos competitivos, não existindo tanta interferência do poder regulador quanto nos segmentos de rede. Esses agentes serão descritos com mais detalhes a seguir.

No fim do setor elétrico brasileiro encontra-se o consumidor de energia elétrica, que sente toda a eficiência e mudanças no setor através da tarifa de energia e na qualidade do suprimento.

3.1.2.1 Geradores - Regimes Jurídicos

O serviço de geração é definido pelo Decreto nº 41.019/1957 como a transformação de qualquer forma de energia em energia elétrica. Atualmente o agente gerador pode se encaixar em três regimes jurídicos:

- **Regime de Serviço Público**

A Constituição de 1988 disciplina no artigo 175 que a prestação dos serviços públicos é de incumbência do Estado, que o prestará diretamente ou mediante concessão e permissão¹⁰.

A concessão de serviço público define-se como a delegação a particular, pessoa natural ou jurídica, da gestão ou execução de um serviço público, precedido ou não da execução de obra pública, por sua conta e risco e remuneração pelos usuários¹¹.

Conforme as Leis nº 8.987/1995 e nº 9.074/1995, são objetos de concessão, mediante licitação os aproveitamentos de potenciais hidráulicos de potência instalada superior a 3 MW. O prazo de concessão é de 35 anos.

- **Regime de Autoprodução**

O regime de autoprodução aplica-se a pessoa física ou jurídica que produz energia destinada ao próprio consumo. O agente autoprodutor de energia elétrica foi criado no Decreto nº 2.003/1996.

A geração de energia não precisa necessariamente estar no mesmo espaço do consumo. Possuindo o mesmo CNPJ, o autoprodutor pode utilizar a rede de distribuição de energia, devidamente remunerada.

O autoprodutor de energia elétrica está isento do pagamento de encargos setoriais, tais como: CDE, PROINFA, CCC e P&D e não recolhe o ICMS entre plantas com o mesmo CNPJ.

- **Regime de Produção Independente**

Definido no Decreto nº 2.003/1996, o Produtor Independente de Energia Elétrica é uma pessoa física ou jurídica reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

3.1.2.2 Comercializadores

O agente de comercialização foi criado pela Lei nº 9.648/1998. No atual modelo institucional, desempenha o principal papel de intermediário entre geradores e consumidores no mercado livre, com a finalidade de redução de riscos e custos.

O comercializador também está habilitado a participar dos leilões de energia existente ou de ajuste promovidos pelo MME. Devem participar como agentes da CCEE comercializadores com volume anual de energia comercializada superior a 500 GWh.

3.1.2.3 Consumidores

O consumidor de energia necessariamente deveria satisfazer a sua demanda exclusivamente através da distribuidora local. Após a Lei nº 9.074/1995, foi aberta a possibilidade do consumidor comprar sua energia diretamente com o gerador ou com a também recém criada comercializadora de energia.

- **Consumidor Cativo**

É considerado cativo todo o consumidor que obtêm sua energia através da distribuidora local. A tarifa paga por esse consumidor depende de diversos fatores, como custo do mix da compra da energia pela distribuidora, impostos, encargos e tarifa fio. A tarifa cobrada pela distribuidora aos clientes é regulada pela ANEEL, que realiza revisões periódicas para averiguar o valor.

A tarifa fio é a remuneração ao responsável por transportar a energia até o consumidor, podendo ser o transmissor, para tensão acima de 230 kV, ou a distribuidora, para tensão abaixo de 230 kV. O consumidor pode ser classificado como Grupo A ou B, definidos na Resolução Normativa nº414/2010 ANEEL.

- Grupo A

Caracteriza-se pelo fornecimento em alta tensão ($\geq 2,3$ kV) e na maioria é composto por indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte. Podem ser divididos conforme a tensão de fornecimento: ≥ 230 kV (A1), de 88 a 138 kV (A2), 69 kV (A3), de 30 a 44 kV (A3a), de 2,3 a 25 kV (A4) e consumidores com qualquer tensão de fornecimento atendidos por rede subterrânea (AS). Aplica-se sobre esse grupo uma tarifa binômica, isto é, são cobrados tanto pela energia consumida quanto pela demanda. Os consumidores ainda podem ser enquadrados em uma das três alternativas de tarifa (http://www.sef.sc.gov.br/sites/default/files/manual_de_tarifacao.pdf):

- Tarifa Convencional

Os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS podem ser enquadrados na Tarifa Convencional, se a demanda contratada foi inferior a 300 kW. A conta de energia elétrica desses consumidores é composta da soma das parcelas referentes ao consumo (consumo médio, em kWh), demanda (consumo máximo, em kW) e ultrapassagem.

$$P_{\text{CONSUMO}} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Médio}$$

$$P_{\text{DEMANDA}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

$$P_{\text{ULTRAPASSAGEM}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

A parcela da ultrapassagem só é cobrada caso a demanda medida supere em 10% a demanda contratada. A tarifa de ultrapassagem corresponde a três vezes a tarifa de demanda.

- Tarifa Verde

Os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS podem optar pelo enquadramento na Tarifa Verde. É calculada conforme a Tarifa Convencional, com as seguintes peculiaridades: a tarifa de consumo é distinta nas horas de ponta e fora de ponta, as tarifas de consumo são mais caras no período seco do que no período úmido e a demanda contratada pode ser diferente entre os períodos úmido e seco.

- Tarifa Azul

Os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 obrigatoriamente devem ser enquadrados na Tarifa Azul. É calculada conforme a Tarifa Verde, com mais um detalhe, deve ser fixado no contrato o valor de demanda para as horas de ponta e fora de ponta. As tarifas de demanda são diferentes para as horas de ponta e fora de ponta, mas não diferenciam nos períodos do ano (seco e úmido).

- Grupo B

Caracteriza-se pelo fornecimento em baixa tensão (< 2,3 kV). A tarifa incidente sobre esse grupo é monômnia, aplicada apenas sobre o consumo. Podem ser divididos em consumidores residenciais (B1), rurais (B2), comerciais ou industriais de pequeno porte (B3) e serviços públicos (B4). Através dos Decretos nº 4.336/2002 e nº 4.538/2002, foi criado ainda a figura do consumidor de baixa renda.

- **Consumidor Livre**

Passou a existir a figura do consumidor livre através da Lei nº 9.074/1995. O consumidor livre é aquele que obtêm sua energia no mercado livre. O consumidor pode optar por migrar do mercado regulado (cativo) para o mercado livre caso possua demanda igual ou maior a 3 MW. Para isso a energia pode ser proveniente de qualquer fonte de geração.

O consumidor livre pode negociar livremente a tarifa de energia com o gerador ou comercializador através de contrato bilateral, inclusive o prazo de contrato. Obrigatoriamente o consumidor livre deve ser cadastrado como agente na CCEE, assim como o contrato bilateral firmado entre as partes. Os termos do contrato são sigilosos, não divulgados pela CCEE.

Há a possibilidade de se tornar livre com demanda igual ou maior a 500 kW, caso a fonte de energia seja incentivada. O consumidor enquadrado nessa categoria é denominado de consumidor especial, criado pelo Decreto n° 5.163/2004. Para algumas fontes está previsto um desconto não inferior a 50% na tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão. São consideradas fontes incentivadas:

- Usinas hidrelétricas caracterizadas como CGH ou PCH com potência instalada igual ou menor a 30 MW (aplica-se o desconto na tarifa de uso do sistema);
- Empreendimentos provenientes de fonte solar, eólica ou à biomassa com potência instalada igual ou menor a 30 MW (aplica-se o desconto na tarifa de uso do sistema);
- Empreendimentos provenientes de fonte hídrica, solar, eólica ou à biomassa com potência instalada entre 30 e 50 MW (não se aplica o desconto na tarifa de uso do sistema).

O consumidor livre possui livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, remunerando-os através da tarifa de uso do sistema mencionada anteriormente.

Consumidores cativos que desejarem migrar para o mercado livre e que possuem contrato por tempo indeterminado com a distribuidora, devem observar primeiro quando a distribuidora informa sua carga prevista para o ano seguinte. Deve ser declarado formalmente à distribuidora a opção por deixar o mercado cativo até quinze dias antes dessa data. Só poderá deixar o mercado cativo no ano seguinte ao da entrega dessa declaração.

No caso do consumidor livre que deseja retornar ao mercado cativo, o pedido deverá ser realizado com pelo menos cinco anos de antecedência, cabendo ao distribuidor aceitar um prazo menor.

3.2 Ambientes de Contratação

Para comercializar a energia, seja venda ou compra, os existem dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Autoprodutores que necessitem de mais energia podem escolher em qual ambiente buscar a energia faltante. No mesmo caso, se houver sobra na geração de energia, ela pode ser comercializada em qualquer ambiente ou até no Mercado de Curto Prazo (MCP).

3.2.1 Ambiente de Contratação Regulado - ACR

No ambiente regulado participam as distribuidoras, os consumidores cativos e os geradores e comercializadores que venderam sua energia nos leilões do MME. As distribuidoras obrigatoriamente devem obter toda sua energia através dos leilões, sendo proibido a realização de contratos diretamente com os geradores. Através de mecanismos regulatórios a distribuidora deve possuir de 100% a 105% da carga em contratos de compra de energia.

O consumidor cativo pertencente ao Grupo A (tensão de fornecimento $\geq 2,3$ kV) pagará uma das modalidades de tarifa apresentadas no item 3.1.2.3. As tarifas de consumo e demanda variam conforme a distribuidora local.

3.2.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

No ambiente livre, a comercialização de energia sempre é feita através de contratos bilaterais registrados na CCEE, negociados livremente entre agentes de geração, comercialização e consumidores livres. Como já ressaltado, esses contratos são sigilosos, não sendo divulgados nem preço nem prazo do contrato.

Conforme Lei nº 12.783/2013, existe a possibilidade de comercialização da energia excedente, que existirá quando o consumo for menor do que o montante contratado.

3.2.3 Mercado de Curto Prazo - MCP

Uma vez que não é possível garantia que a geração e o consumo sejam iguais ao estipulado no contrato, já que dependem de inúmeras variáveis, criam-se sobras e déficits de energia. Como responsável pelo MCP, a CCEE contabiliza essas diferenças entre o realizado e o contratual para cada agente, que deveram ser liquidadas no mercado de curto prazo, seja

ela positiva ou negativa. Essas diferenças são liquidadas pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O PLD é calculado pela CCEE, e pode ser definido como um valor determinado semanalmente com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado¹².

O valor do PLD influencia todo o mercado de energia elétrica, sinalizando o quanto valioso está a energia de última instância.

4 USINAS HIDRELÉTRICAS

O fluxo das águas é o combustível da geração de eletricidade a partir da fonte hidráulica. Para aproveitar a queda de água de um rio, estuda-se o melhor local para a construção de uma usina levando em consideração os mais variados custos e impactos decorrentes da obra e da geração¹³.

4.1 Classificação

Para as usinas hidrelétricas, uma das características mais importantes é a potência instalada, que é a capacidade máxima de geração de energia da usina. As usinas hidrelétricas são classificadas através da potência instalada.

- UHE - Usinas Hidrelétricas

Usinas de grande porte, com potência instalada maior que 50 MW ou com reservatório de área maior que 13 km². Nesse caso, a concessão é realizada através de licitação. Porém, conforme Lei n° 13.097/2015, UHE com potência instalada entre 30 e 50 MW necessitam apenas da autorização da ANEEL.

- PCH - Pequena Central Hidrelétrica

Usinas de pequeno porte, com potência instalada entre 3 e 30 MW e com área máxima do reservatório de 13 km² excluindo a calha do rio. Conforme Resolução Normativa n° 673/2015, podem ainda ser consideradas PCHs usinas com reservatório maiores que 13 km² excluindo a calha natural do rio, se o reservatório for de regularização semanal ou maior ou ter outros objetivos sem ser o de geração de energia elétrica.

Para obter a outorga do empreendimento, ainda conforme a RN n° 673/2015, após a aprovação dos estudos de inventário, deve-se registrar a intenção à outorga de autorização (DRI-PCH) a ANEEL. Após a publicação do DRI-PCH, o interessado possui quatorze meses para elaboração do projeto básico e do sumário executivo. A Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração emiti o Despacho da Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS-PCH) no caso de aprovação dos estudos básicos.

A emissão do DRS-PCH permite que o interessado requeira o Licenciamento Ambiental junto aos órgãos competentes e que a ANEEL solicite a Declaração de Disponibilidade Hídrica. Após a apresentação desses documentos, o interessado recebe a outorga de autorização da PCH.

Conforme a Lei 9.427/1996, deverá ser aplicado um desconto não inferior a 50% na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão para as PCHs.

- CGH - Central Geradora Hidrelétrica

Usinas com potência instalada inferior a 3 MW. Perante à ANEEL é necessária apenas a comunicação do início da geração. Também é contemplada com o desconto não inferior a 50% na tarifa de uso do sistema.

4.2 Custos

Resumidamente, para viabilização do aproveitamento hidráulico, deve ser instalado o conjunto turbina/gerador capaz de gerar energia elétrica. Para direcionar a água para as unidades geradoras, deve ser construído um circuito de geração, normalmente composto de um canal de adução, tomada de água, túnel e/ou conduto forçado, casa de força e o canal de fuga. Para represar a água e direcioná-la ao circuito de geração deve ainda ser construído o barramento, composto por vertedouro e barragem de terra e/ou concreto. Por fim a energia gerada deve ser transportada até o consumidor. É de responsabilidade da usina hidrelétrica construir a transmissão até a rede de distribuição ou transmissão mais próxima capaz de atender à carga.

Os custos ainda abrangem a elaboração da engenharia, licenciamento ambiental do empreendimento, administração do proprietário, seguros e etc.

A existência dos empreendimentos está intimamente relacionada à possibilidade de financiamento. A modalidade mais aplicada para a viabilização das usinas hidrelétricas é o *project finance*. Define-se como o financiamento de uma unidade econômica no qual o financiador, inicialmente, limita-se ao fluxo de caixa da unidade econômica como gerador de recursos para servir à dívida e aos ativos da unidade econômica como garantia do principal¹⁴.



O project finance consiste numa técnica de financiamento de médio e longo prazo, em especial, para projetos de infraestrutura. A receita do projeto é a principal fonte de recursos para atender o serviço da dívida, arcar com custos operacionais e retorno dos investidores. É criada uma SPE (sociedade de propósito específico) que concentra o risco e isola o projeto das atividades do patrocinador, de maneira a não contaminar sua saúde financeira¹⁵.

4.3 Geração

A remuneração do aproveitamento de energia hidráulica provem da geração de energia elétrica. A quantidade de energia gerada, e por consequência a remuneração, depende da afluência hídrica no rio. Através de estudos de engenharia é possível determinar a garantia física da usina hidrelétrica, que pode ser definida como a quantidade de energia que cada gerador pode comprometer em seus contratos de compra e venda de energia³. Assim, nunca se pode vender mais do que sua garantia física, seja no ambiente regulado ou livre. Ela serve ainda como lastro para o financiamento.

Quando há sobras ou déficit na geração de energia elétrica comparado à garantia física ou ao montante especificado no contrato, essas diferenças são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP).

5 ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

De acordo com as informações já expostos nesse trabalho, o consumidor de energia no mercado brasileiro pode tornar-se livre ou autoprodutor se possuir demanda maior que 500 kW e contratar a energia de fontes incentivadas.

Nesse capítulo serão levantados os custos de três alternativas de suprimento de energia para um consumidor que possui demanda igual a 1 MW e carga média de 500 kW, originalmente pertencente ao mercado cativo no Grupo A4.

Os custos serão calculados pela metodologia de valor presente, considerando um período de 15 anos, entre janeiro de 2016 e dezembro de 2030. O IGP-M utilizado para corrigir os preços das tarifas de energia foi igual a 6,5% ao ano.

5.1 Consumidor Cativo - Ambiente de Contratação Regulado

Os custos relativos à compra de energia no mercado regulado vêm todos discretizados na conta de luz entregue pela distribuidora. As tarifas utilizadas nesse estudo foram obtidas de uma fatura emitida pela CELESC, distribuidora de Santa Catarina, que contém as seguintes tarifas:

- Tarifa de Consumo Ponta: 1.535,203 R\$/MWh
- Tarifa de Consumo Fora de Ponta: 460,56 R\$/MWh
- Tarifa de Demanda: 12,905504 R\$/kW

Não foi considerado valor de bandeira vermelha, uma vez que é uma despesa esporádica. Também não foram computados os valores de uma possível multa por ultrapassagem na demanda.

5.2 Consumidor Livre - Ambiente de Contratação Livre

O cálculo dos custos que um consumidor livre terá com energia elétrica podem variar muito conforme o valor da comercialização da energia no mercado livre. Os contratos

bilaterais entre consumidor e comercializadora/gerador são sigilosos, então não há uma base de valores praticados no mercado. Para o presente estudo, o valor da comercialização de energia foi considerado a 145,00 R\$/MW.

Conforme Regulamento do ICMS, no ANEXO 6, Capítulo XXXVII (art. 26 e arts. 237 a 239), o consumidor livre fica responsável pelo pagamento do imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS) equivalente a 25% do valor do contrato de compra de energia elétrica.

Também é de responsabilidade do consumidor livre o pagamento pelo uso da rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica. No presente trabalho a TUSD foi considerada igual a 3,29 R\$/MWh.

Incide ainda sobre a energia comercializada no mercado livre impostos e encargos setoriais.

5.3 Autoprodutor / Produtor Independente

Uma das possibilidades de suprimento de energia elétrica é gerar sua própria energia. Entre as diversas possibilidades de geração, o presente estudo irá considerar o investimento em uma PCH de 4 MW, onde o consumidor de energia terá 25% de participação no empreendimento. Assim, totalizará potência instalada de 1 MW e garantia física de 500 kW, respectivamente igual à sua demanda e consumo médio.

Para essa alternativa os custos compreendem toda a construção da PCH, assim como a operação, manutenção, administração, seguro, taxa de uso do sistema de distribuição e/ou transmissão. A taxa de operação e manutenção foi fixada em 12 R\$/MWh. Custos referentes à administração e seguro foram fixados em 8 R\$/MWh. A TUSD utilizada foi igual ao do consumidor livre, 3,29 R\$/MW. Todos esses valores foram atualizados anualmente pelo IGP-M.

Os custos referentes à construção da PCH foram retirados de uma obra finalizada em 2015. Os custos foram atualizados pelo IGPM para uma obra que começa em janeiro de 2016 e termina em novembro de 2017. O custo total da PCH de 4 MW foi orçado em R\$ 26.000,00.

Foi considerado um financiamento de 70% do empreendimento, com repagamento em 12 anos. No fluxo de caixa, para diminuir os juros, foi considerado primeiro o uso do capital próprio e depois o dinheiro proveniente do financiamento. O sistema de amortização escolhido foi o de amortização constante (SAC), com começo do pagamento do financiamento no momento da conclusão da obra.

Para manter o abastecimento de energia do consumidor durante os 23 meses de obra, foi considerado a compra de energia no mercado livre, com valores já explicados no capítulo 5.2.

6 COMPARAÇÃO ENTRE AS ALTERNATIVAS

6.1 Custos

A comparação mais clara que pode ser feito para avaliar as alternativas de suprimento de energia é calculando os custos para cada uma delas. Com base nos parâmetros apresentados no capítulo 5, foi calculado o fluxo de caixa para cada alternativa descrita, apresentados na tabela abaixo. Os valores foram calculados considerando como taxa de desconto o valor do IGP-M mensal de 0,5262% (6,5% ao ano).

Tabela 1 – Fluxo de Caixa Anual.

FLUXO DE CAIXA	CONSUMIDOR CATIVO	CONSUMIDOR LIVRE	GERADOR
ANO 1	R\$ 2.391.731	R\$ 1.437.940	R\$ 3.441.674
ANO 2	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.171	R\$ 1.792.183
ANO 3	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.171	R\$ 893.225
ANO 4	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.171	R\$ 818.178
ANO 5	R\$ 2.391.731	R\$ 1.437.940	R\$ 749.968
ANO 6	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 686.846
ANO 7	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 629.490
ANO 8	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 577.072
ANO 9	R\$ 2.391.731	R\$ 1.437.941	R\$ 529.530
ANO 10	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 486.125
ANO 11	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 446.632
ANO 12	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 410.928
ANO 13	R\$ 2.391.731	R\$ 1.437.941	R\$ 378.990
ANO 14	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 336.723
ANO 15	R\$ 2.385.173	R\$ 1.434.172	R\$ 180.963

Tabela 2 – Custo Acumulado por Ano.

VALOR ACUMULADO	CONSUMIDOR CATIVO	CONSUMIDOR LIVRE	GERADOR
ANO 1	R\$ 2.391.731	R\$ 1.437.940	R\$ 3.441.674
ANO 2	R\$ 4.776.904	R\$ 2.872.112	R\$ 5.233.857
ANO 3	R\$ 7.162.077	R\$ 4.306.283	R\$ 6.127.082
ANO 4	R\$ 9.547.250	R\$ 5.740.454	R\$ 6.945.260
ANO 5	R\$ 11.938.981	R\$ 7.178.395	R\$ 7.695.229
ANO 6	R\$ 14.324.154	R\$ 8.612.566	R\$ 8.382.074
ANO 7	R\$ 16.709.327	R\$ 10.046.738	R\$ 9.011.564
ANO 8	R\$ 19.094.501	R\$ 11.480.910	R\$ 9.588.636
ANO 9	R\$ 21.486.231	R\$ 12.918.850	R\$ 10.118.166
ANO 10	R\$ 23.871.405	R\$ 14.353.022	R\$ 10.604.291
ANO 11	R\$ 26.256.578	R\$ 15.787.194	R\$ 11.050.923
ANO 12	R\$ 28.641.751	R\$ 17.221.366	R\$ 11.461.851
ANO 13	R\$ 31.033.482	R\$ 18.659.306	R\$ 11.840.841
ANO 14	R\$ 33.418.655	R\$ 20.093.478	R\$ 12.177.564
ANO 15	R\$ 35.803.829	R\$ 21.527.650	R\$ 12.358.527

O Gráfico 1 e a Tabela 1 apresentam o fluxo de caixa para as três alternativas. Ressalta-se que para a alternativa de autoprodutor, no primeiro ano os custos são referentes à construção da PCH mais a compra de energia no mercado livre. No segundo ano, a construção é realizada com recursos do financiamento, então o custo é apenas da compra de energia mais o pagamento dos juros durante a carência do financiamento. Após a conclusão da obra, os custos são referentes ao pagamento do financiamento mais os custos descritos no capítulo 5.3. No final do 14º ano, acaba o pagamento do financiamento, e os custos resumem-se aos descritos no capítulo 5.3.

A Tabela 2 e o Gráfico 2 apresentam o custo acumulado para as três alternativas. Nota-se que em pouco mais de dois anos o investimento em geração de energia já foi pago em relação ao custo de energia no mercado cativo. Já em relação ao mercado livre, esse período sobe para cinco anos e meio. Ao final dos quinze anos da análise do presente trabalho, a diferença entre o valor gasto com cada alternativa de suprimento de energia é exorbitante.

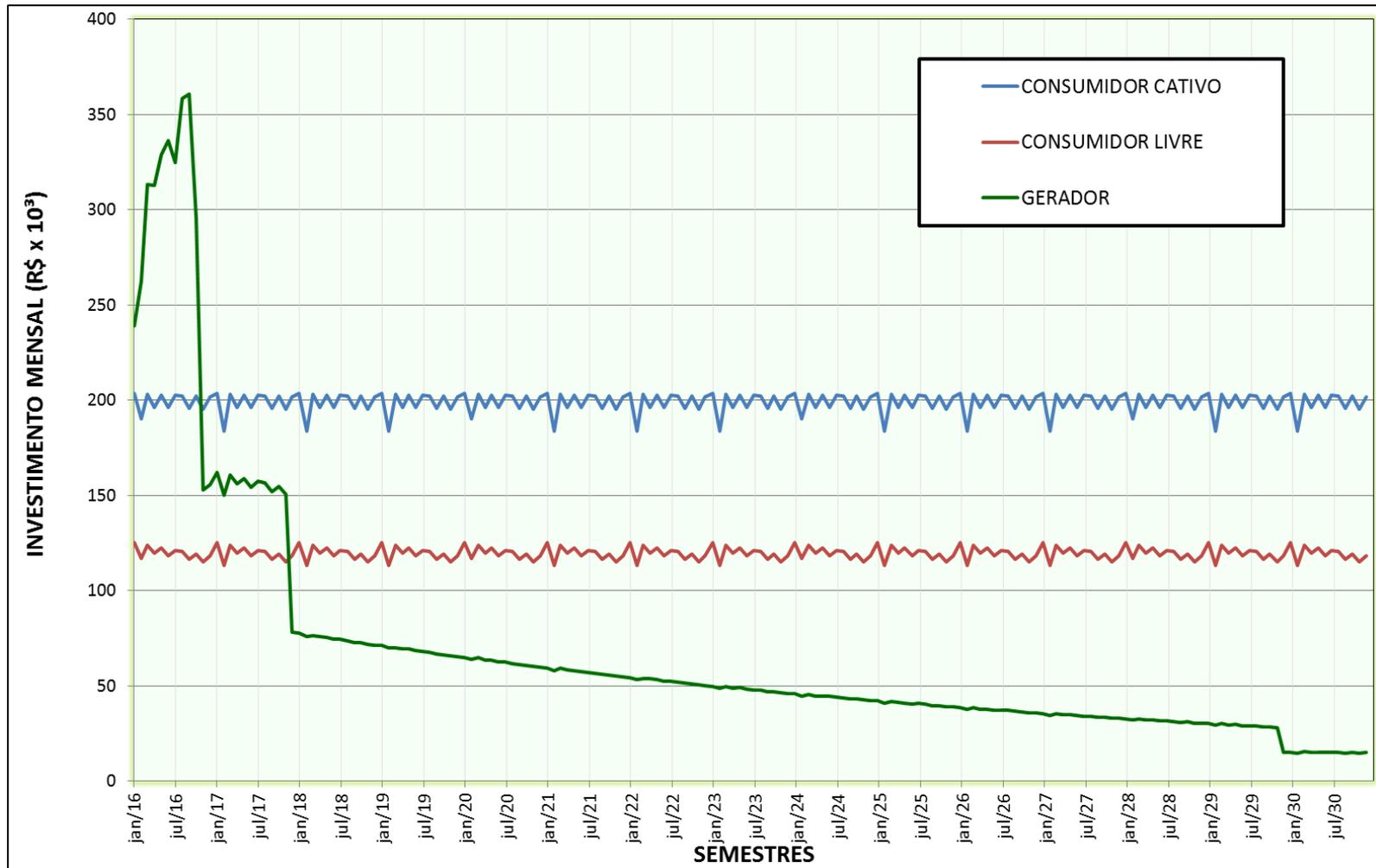


Gráfico 1 - Fluxo de caixa para as Alternativas Analisadas.

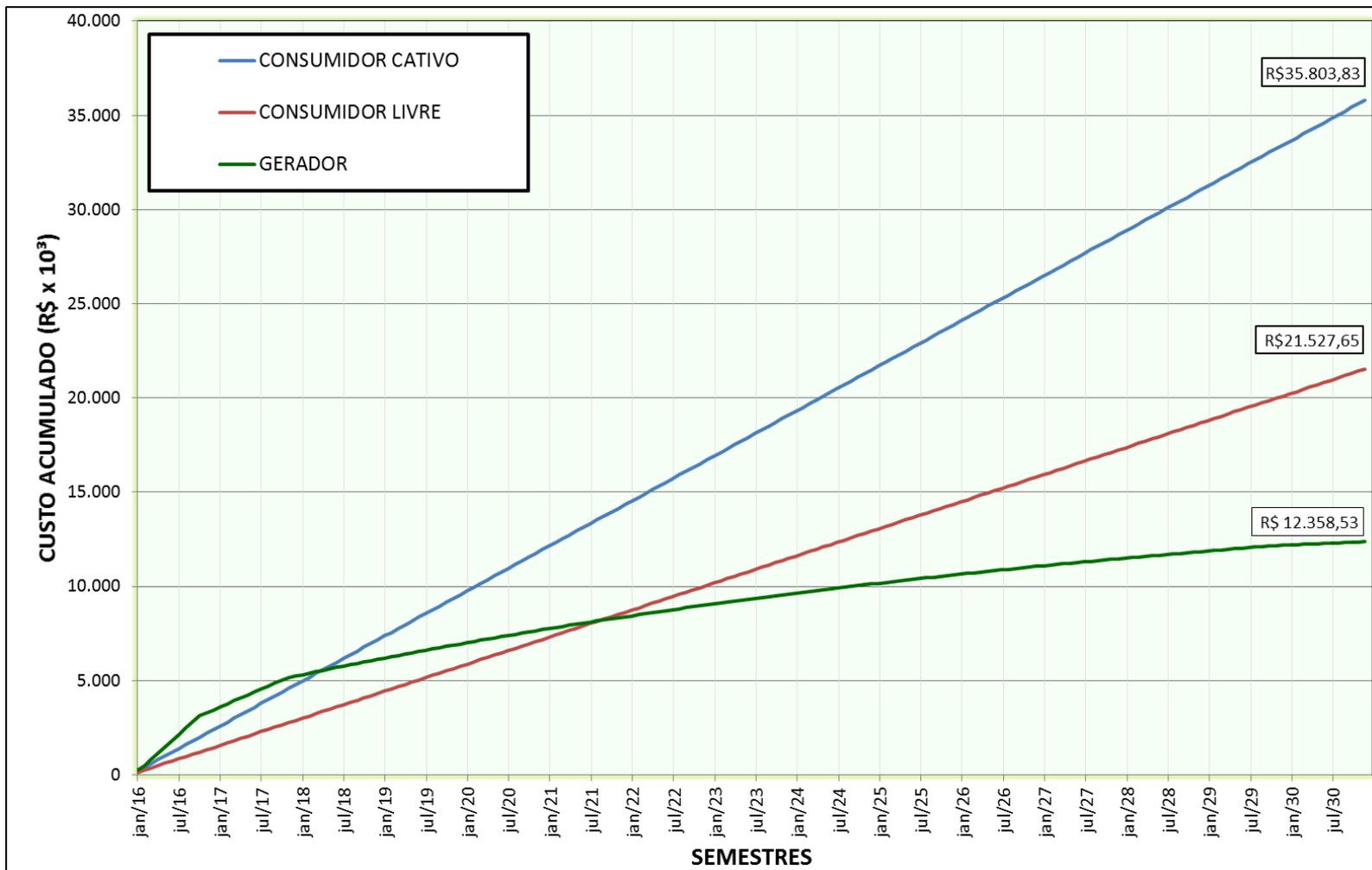


Gráfico 2 – Custo Acumulado.

Caso o consumidor seja capaz de creditar todos os 25% de ICMS que constam na energia consumida, a comparação entre as alternativas muda. Os custos nos mercados cativo e livre reduzem drasticamente, enquanto na alternativa de geração de energia o custo cai minimamente, apenas na parcela de compra de energia durante a construção.

Tabela 3 – Fluxo de Caixa Anual – Sem ICMS.

FLUXO DE CAIXA	CONSUMIDOR CATIVO	CONSUMIDOR LIVRE	GERADOR
ANO 1	R\$ 1.793.798	R\$ 1.092.696	R\$ 3.096.431
ANO 2	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 1.476.222
ANO 3	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 893.225
ANO 4	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 818.178
ANO 5	R\$ 1.793.798	R\$ 1.092.697	R\$ 749.968
ANO 6	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 686.846
ANO 7	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 629.490
ANO 8	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 577.072
ANO 9	R\$ 1.793.798	R\$ 1.092.697	R\$ 529.530
ANO 10	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 486.125
ANO 11	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 446.632
ANO 12	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 410.928
ANO 13	R\$ 1.793.798	R\$ 1.092.697	R\$ 378.990
ANO 14	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 336.723
ANO 15	R\$ 1.788.880	R\$ 1.089.833	R\$ 180.963

Tabela 4 – Custo Acumulado por Ano – Sem ICMS.

VALOR ACUMULADO	CONSUMIDOR CATIVO	CONSUMIDOR LIVRE	GERADOR
ANO 1	R\$ 1.793.798	R\$ 1.092.696	R\$ 3.096.431
ANO 2	R\$ 3.582.678	R\$ 2.182.529	R\$ 4.572.653
ANO 3	R\$ 5.371.558	R\$ 3.272.362	R\$ 5.465.878
ANO 4	R\$ 7.160.438	R\$ 4.362.194	R\$ 6.284.056
ANO 5	R\$ 8.954.236	R\$ 5.454.891	R\$ 7.034.024
ANO 6	R\$ 10.743.116	R\$ 6.544.723	R\$ 7.720.870
ANO 7	R\$ 12.531.996	R\$ 7.634.556	R\$ 8.350.360
ANO 8	R\$ 14.320.876	R\$ 8.724.389	R\$ 8.927.431
ANO 9	R\$ 16.114.674	R\$ 9.817.085	R\$ 9.456.961
ANO 10	R\$ 17.903.554	R\$ 10.906.918	R\$ 9.943.087
ANO 11	R\$ 19.692.434	R\$ 11.996.751	R\$ 10.389.719
ANO 12	R\$ 21.481.313	R\$ 13.086.584	R\$ 10.800.647
ANO 13	R\$ 23.275.112	R\$ 14.179.281	R\$ 11.179.637
ANO 14	R\$ 25.063.992	R\$ 15.269.114	R\$ 11.516.360
ANO 15	R\$ 26.852.872	R\$ 16.358.947	R\$ 11.697.323

A Tabela 3 e o Gráfico 3 apresentam o fluxo de caixa para as três alternativas sem o ICMS. As mesmas observações feitas sobre o Gráfico 1 se adequam ao Gráfico 3.

A Tabela 4 e o Gráfico 4 apresentam o custo acumulado para as três alternativas com crédito de 100 % do ICMS. Nota-se que em três anos o investimento em geração de energia já foi pago em relação ao custo de energia no mercado cativo. Já em relação ao mercado livre, esse período sobe para quase oito anos. Ao final dos quinze anos da análise do presente trabalho, a diferença entre o valor gasto com cada alternativa de suprimento de energia diminuiu em relação à análise anterior que não creditava o ICMS, mas ainda assim é considerável.

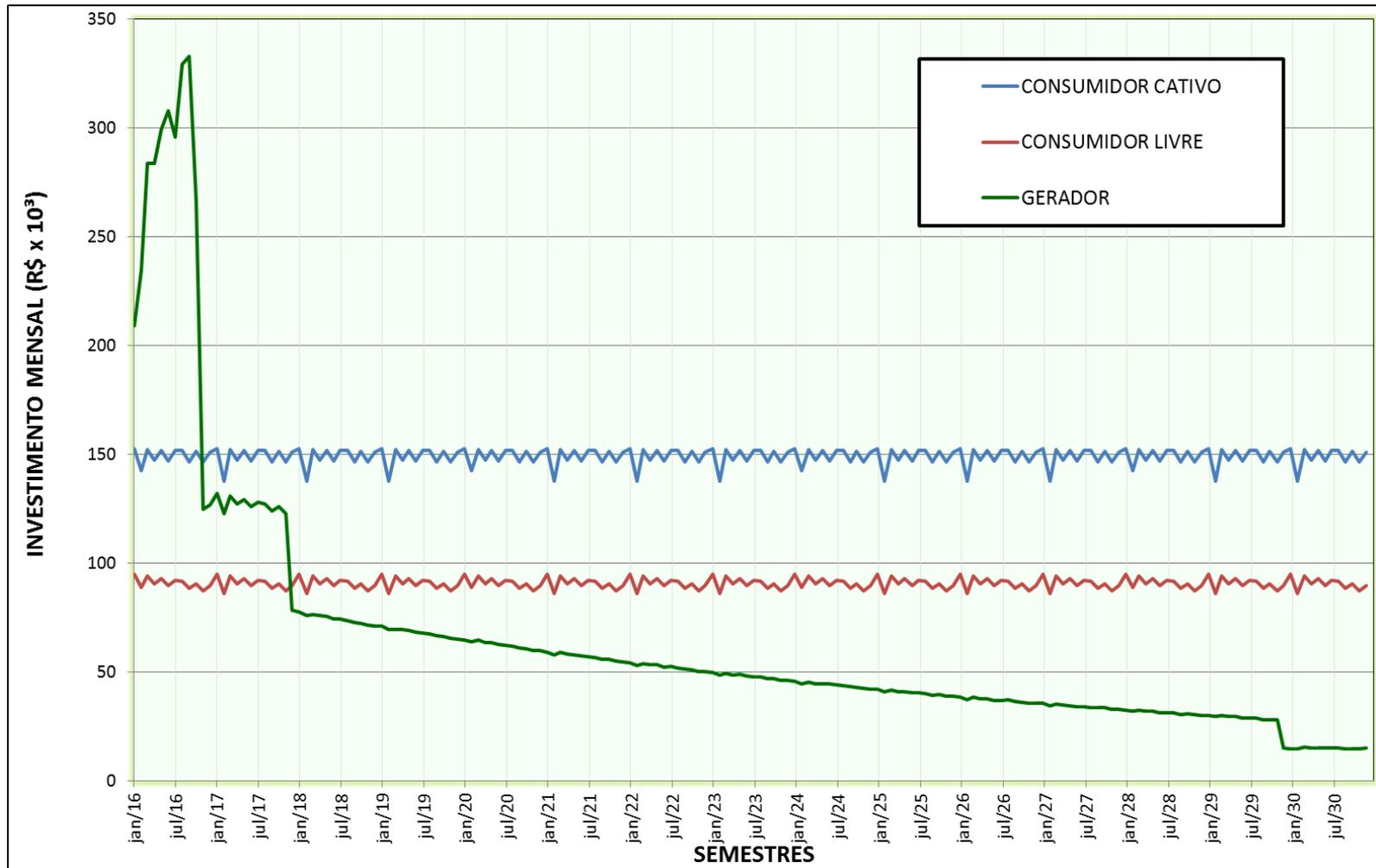


Gráfico 3 - Fluxo de Caixa para as Alternativas Analisadas – Sem ICMS.

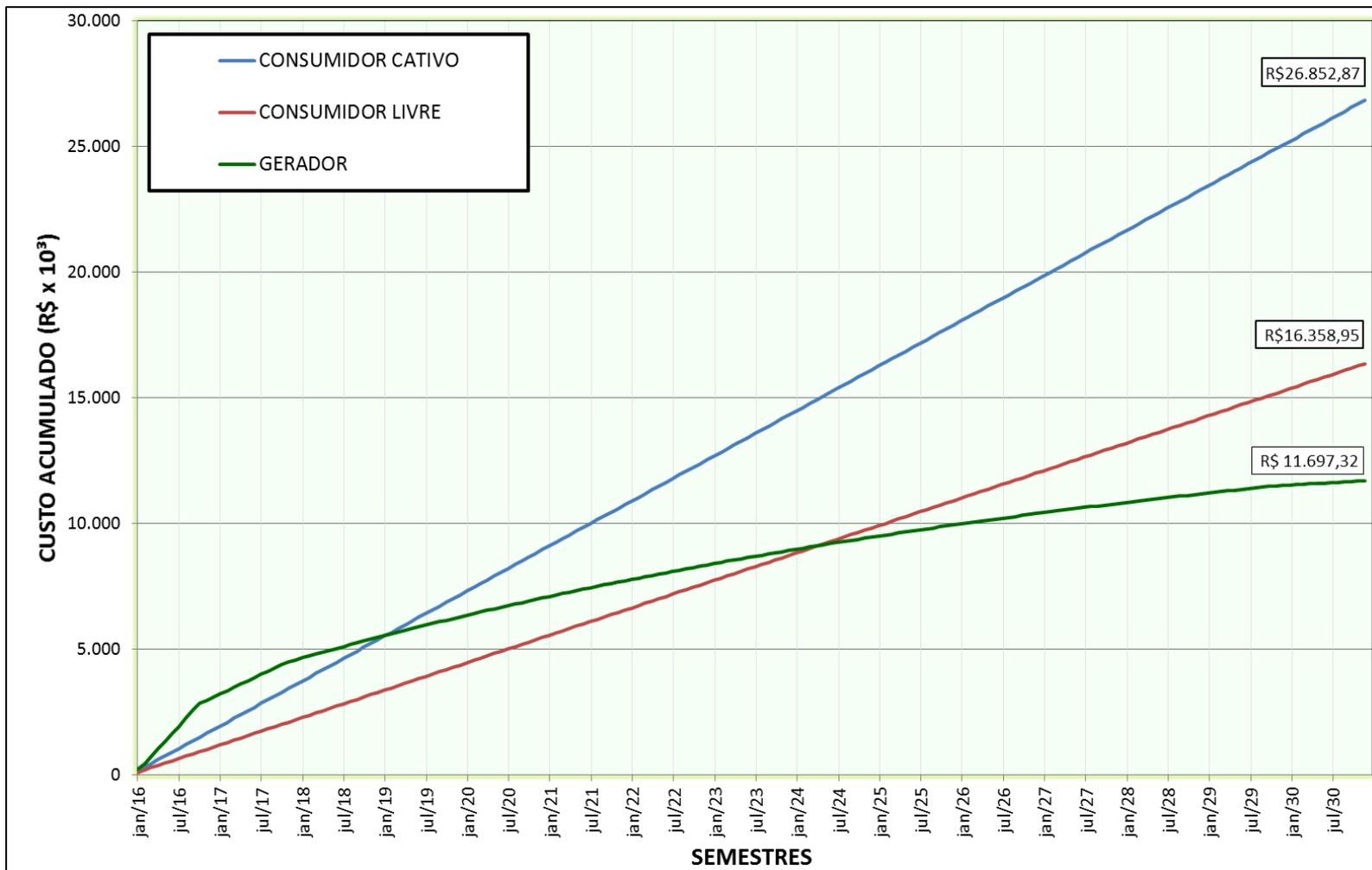


Gráfico 4 – Custo Acumulado – Sem ICMS.

6.2 Riscos

Para comparar os riscos de cada alternativa, considerou-se como principal agravante a variabilidade do preço da energia.

O mercado livre é o ambiente onde as variações do preço da energia elétrica são mais acentuadas, uma vez que os valores dos contratos são intimamente vinculados ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que pode variar até 1.000%. Caso haja uma subcontratação, ou seja, consumiu-se mais energia do que foi contratado, ou o consumidor pagará o valor do PLD no excedente ou buscará contratos de curtíssimo prazo junto a um comercializador.

No mercado cativo, apesar dos preços altos praticados atualmente, o risco de mudança abruptas no preço de energia é pequeno. Mesmo assim nos anos de 2014 e 2015 o aumento da conta de energia ultrapassou 30% em todo o Brasil.

Os riscos aderentes a produzir sua própria energia consistem na ocorrência de baixa disponibilidade hídrica, quando a usina não produzir sua garantia física. Com isso, o consumidor ficará exposto, tendo que buscar o resto de energia no mercado de curto prazo. Caso faça parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), ficará exposto a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que em 2015 foi fixada pela ANEEL em R\$ 11,25/MWh.

Optando por gerar sua própria energia, de maneira geral o consumidor estará minimizando seus riscos, pois ficará blindado ao preço da energia no mercado de curto prazo e no mercado cativo, uma vez que produz sua própria energia. Existe ainda a possibilidade de venda de uma eventual sobra de energia.

6.3 Análise do Investimento

O presente estudo conclui que optar por gerar sua própria energia através de uma pequena central hidrelétrica é a opção menos onerosa ao consumidor de médio porte. Porém construir a própria usina requer um investimento inicial mais alto, que será diluído posteriormente. Dessa maneira, pode-se calcular a taxa interna de retorno (TIR) para o investimento.

Calculou-se duas comparações, uma entre gerador e mercado cativo e outra entre gerador e mercado livre, pela subtração do fluxo de caixa entre as situações citadas acima. Considerou-se a capacidade de creditar 100% do ICMS.

As tabelas e gráficos a seguir apresentam o fluxo de caixa do investimento e o valor acumulado. Valores vermelhos e entre parênteses significam que a opção de gerador custou mais do que a comparação.

Tabela 5 - Fluxo de Caixa do Investimento.

FLUXO DE CAIXA	GERADOR vs. CATIVO	GERADOR vs. LIVRE
ANO 1	R\$ (1.302.633)	R\$ (2.003.734)
ANO 2	R\$ 312.658	R\$ (386.390)
ANO 3	R\$ 895.655	R\$ 196.608
ANO 4	R\$ 970.702	R\$ 271.654
ANO 5	R\$ 1.043.830	R\$ 342.728
ANO 6	R\$ 1.102.034	R\$ 402.987
ANO 7	R\$ 1.159.390	R\$ 460.343
ANO 8	R\$ 1.211.808	R\$ 512.761
ANO 9	R\$ 1.264.268	R\$ 563.167
ANO 10	R\$ 1.302.755	R\$ 603.708
ANO 11	R\$ 1.342.248	R\$ 643.201
ANO 12	R\$ 1.377.952	R\$ 678.905
ANO 13	R\$ 1.414.808	R\$ 713.707
ANO 14	R\$ 1.452.157	R\$ 753.110
ANO 15	R\$ 1.607.917	R\$ 908.870

Tabela 6 - Valor Acumulado do Investimento.

VALOR ACUMULADO	GERADOR vs. CATIVO	GERADOR vs. LIVRE
ANO 1	R\$ (1.302.633)	R\$ (2.003.734)
ANO 2	R\$ (989.975)	R\$ (2.390.124)
ANO 3	R\$ (94.320)	R\$ (2.193.516)
ANO 4	R\$ 876.382	R\$ (1.921.862)
ANO 5	R\$ 1.920.211	R\$ (1.579.134)
ANO 6	R\$ 3.022.246	R\$ (1.176.147)
ANO 7	R\$ 4.181.636	R\$ (715.804)
ANO 8	R\$ 5.393.444	R\$ (203.043)
ANO 9	R\$ 6.657.712	R\$ 360.124
ANO 10	R\$ 7.960.467	R\$ 963.832
ANO 11	R\$ 9.302.715	R\$ 1.607.032
ANO 12	R\$ 10.680.666	R\$ 2.285.937
ANO 13	R\$ 12.095.474	R\$ 2.999.644
ANO 14	R\$ 13.547.632	R\$ 3.752.754
ANO 15	R\$ 15.155.549	R\$ 4.661.624

Conforme os dados acima, a TIR anual para a comparação entre gerador e mercado cativo resulta em 56,43%. Para a comparação entre gerador e mercado livre, a TIR anual resultando é igual a 13,71%.

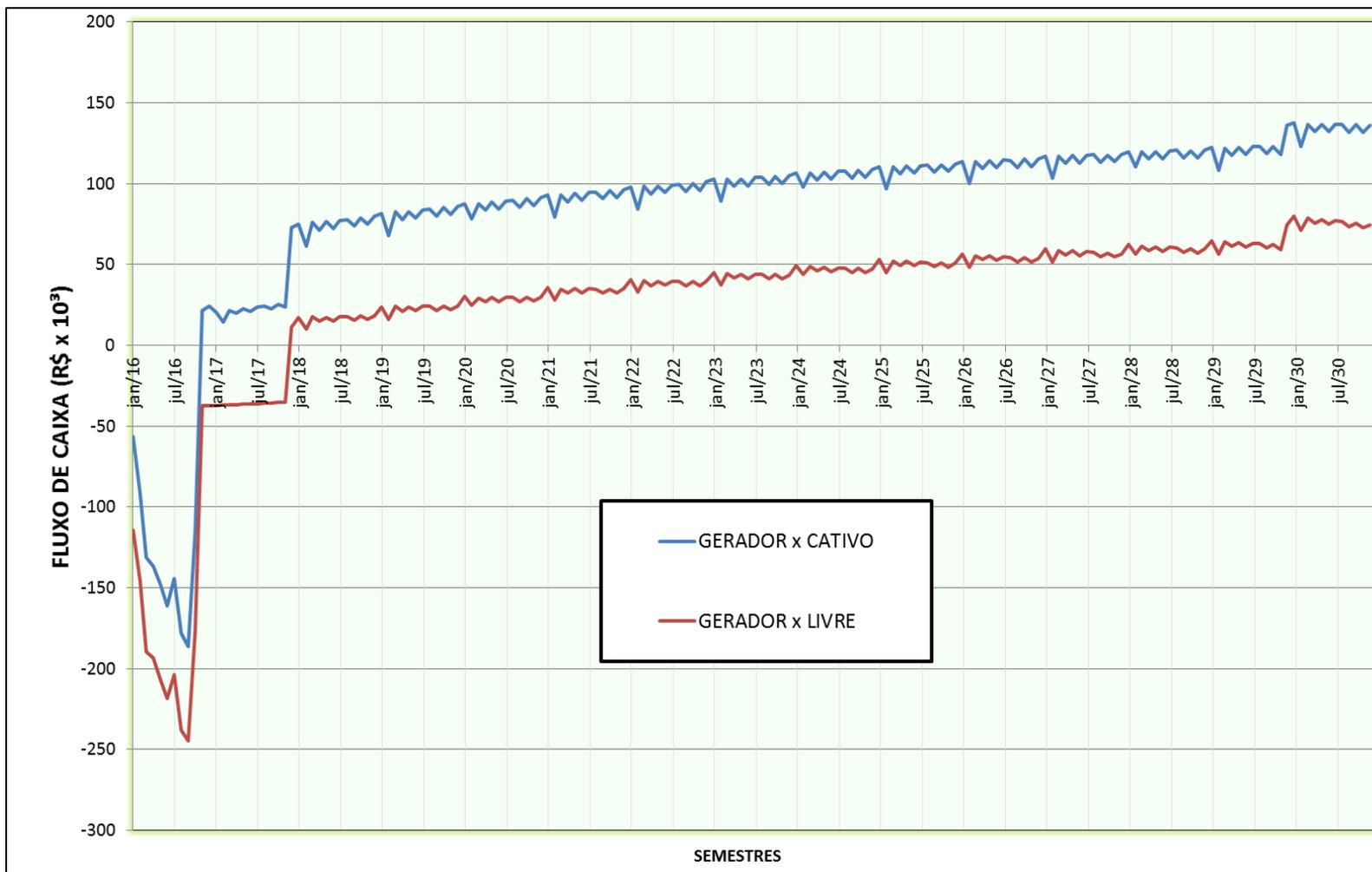


Gráfico 5 - Fluxo de Caixa do Investimento – Sem ICMS.

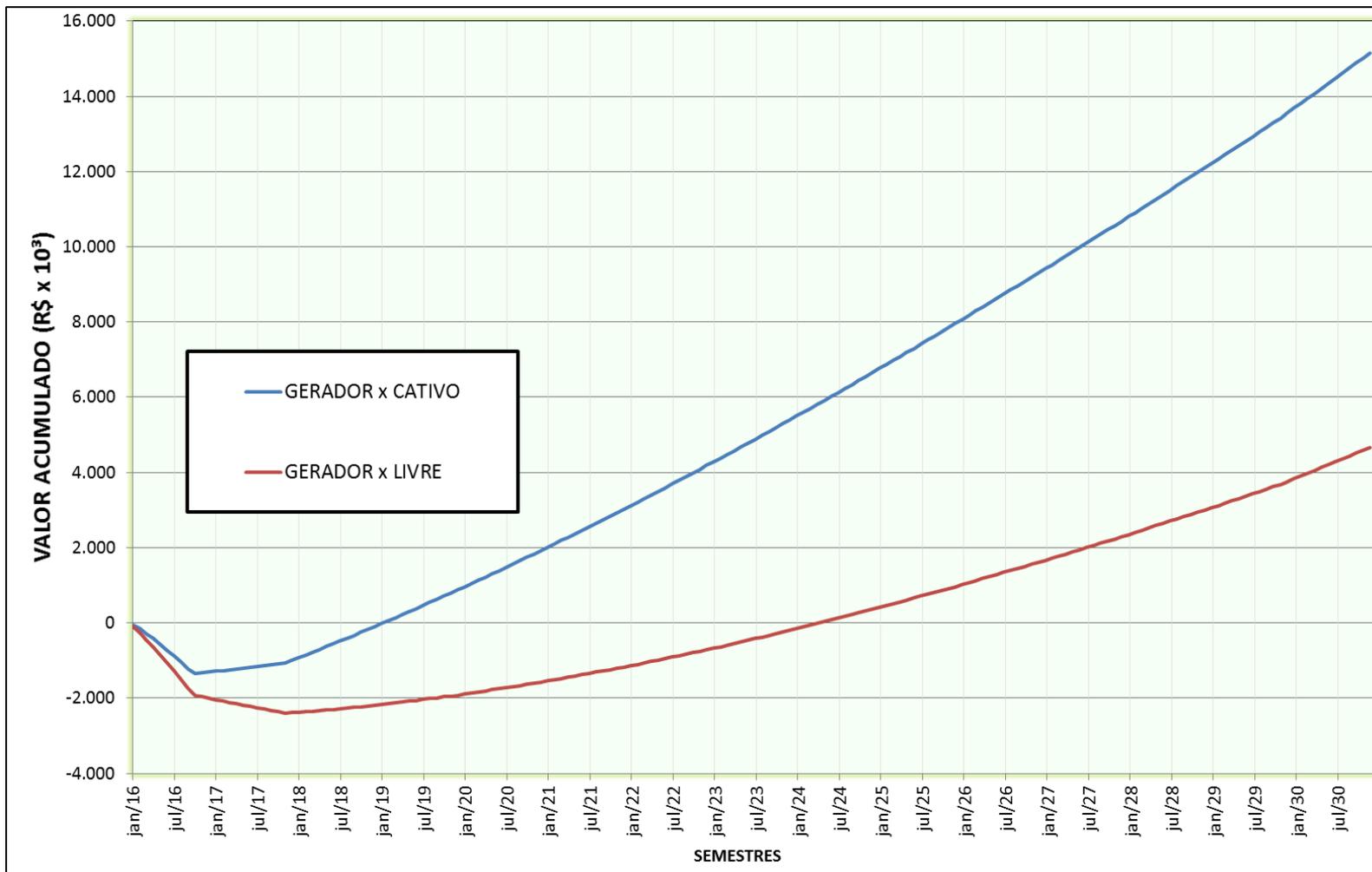


Gráfico 6 – Valor do Investimento Acumulado – Sem ICMS.

7 CONCLUSÃO

Após o cálculo do fluxo de caixa das três alternativas de suprimento de energia, conclui-se que investir em uma PCH para autoprodução de energia elétrica é altamente viável, visto que os custos de energia no mercado cativo estão muito elevados.

Apesar do presente estudo simular apenas um cenário de preços no mercado livre e uma alternativa de empreendimento para se tornar autoprodutor, essas duas formas de suprimento de energia são disparadamente mais competitivas quando comparadas ao mercado cativo.

Cabe ao investidor analisar seu caso específico, preços no mercado livre e oportunidades de usinas hidrelétricas, ou até eólicas, solares e térmicas, para diminuir seu custo em energia elétrica.

Ressalta-se que apesar do horizonte analisado no estudo ser de 15 anos, para PCHs o prazo de concessão é de 35 anos, e CGHs são de propriedade dos donos indefinitivamente.

8 BIBLIOGRAFIA

1. PINTO Jr., H. Q. (org.). Economia de energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Campus, 2007.
 2. ELETROBRÁS. Memória Da Eletricidade. Disponível em <<http://www.memoriadaeletricidade.com.br/file/relatorioanual/2013%20Rel%20Anual%20M em%20C3%B3ria%20da%20Eletricidade.pdf>>. Acessado em: 11/02/2016.
 3. TOMASQUIM, M. T. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. 2ª Edição. Rio de Janeiro. Editora Synergia. 2015.
 4. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Histórico do ministério de minas e energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>>. Acessado em: 15/02/2016.
 5. _____. Ministério de Minas e Energia. Conselho de monitoramento do setor elétrico. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>>. Acessado em: 15/02/2016
 6. _____. Empresa de Pesquisa Energética. Institucional. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/acesoainformacao/Paginas/institucional.aspx>>. Acessado em: 20/02/2016.
 7. _____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Institucional. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=636&idPerfil=3&idiomaAtual=0>>. Acesso em: 20/02/2016.
 8. _____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Histórico da CCEE. Disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia?_afLoop=452841149796796#%40%3F_afLoop%3D452841149796796%26_adf.ctrl-state%3D18n8us2puy_69>. Acesso em: 21/02/2016.
 9. _____. Operador Nacional do Sistema. Institucional. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em: 22/02/2016.
-

10. BALBINOTTI, F. O regime jurídico das atividades envolvidas na prestação do serviço público de energia elétrica. 2011. Monografia (Especialização em direito administrativo)
 11. BACELLAR FILHO, et al.. Serviços públicos: estudos dirigidos. Belo Horizonte: Fórum, 2007.
 12. BRASIL. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Preço de liquidação das diferenças. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_semanais?_afLoop=453748092162758#%40%3F_afLoop%3D453748092162758%26_adf.ctrl-state%3D18n8us2puy_131>. Acesso em: 18/02/2016.
 13. _____. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Fontes de energia elétricas. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_adf.ctrl-state=159z0umci_4%20CCEE&_afLoop=453811889259249#%40%3F_afLoop%3D453811889259249%26_adf.ctrl-state%3D18n8us2puy_144>. Acesso em: 17/02/2016.
 14. NEVITT, P. K. FABOZZI F. J. Project Financing. 7ª Edição. Euromoney Books, 2000.
 15. BRAGANÇA, G. G. F. Financiamento do setor de energia elétrica. In: Apostila MBA Setor Elétrica ISAE/FGV. Curitiba, 2013
-