

**TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO**

Estudo de Caso da UHE GPS renovada pela MP 688

Elaborado por:

Tiago Padilha Foletto

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico**

Prof. Orientador:

Fabiano Simões Coelho

Curitiba / 2019

TIAGO PADILHA FOLETTO

ESTUDO DE CASO DA UHE GPS RENOVADA PELA MP 688

Fabiano Simões Coelho, PhD

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do 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 (pela qual o TCC está sendo entregue)

Curitiba - PR
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

ESTUDO DE CASO DA UHE GPS RENOVADA PELA MP 688

Elaborado por Tiago Padilha Foletto 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, Ph.D.

Professor orientador
Prof. _____

Declaração (opção 2, caso de empresa S.A. com informações públicas)

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Companhia Paranaense de Energia (COPEL) foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

....., de, de 20__ __

Tiago Padilha Foletto

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Tiago Padilha Foletto, abaixo-assinado, do Curso MBA do Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia, ISAE/FGV, no período de Outubro de 2017 a Maio de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Estudo de caso da UHE GPS renovada pela MP 688, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

_____, _____ de _____ de _____

Tiago Padilha Foletto

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	9
1.1	Contexto	9
1.2	Objetivos.....	10
2	REFERENCIAL TEÓRICO	11
2.1	A reestruturação do Setor Elétrico	11
2.2	Regime de cotas (MP 579 e Lei 12.783/13)	20
2.2.1	Aspectos Gerais	20
2.2.2	Impactos	23
2.3	Regime Híbrido (MP 688 e Lei 13.203/15)	25
2.4	Decreto 9.271/18	27
2.5	Consulta Pública 33	30
3	ESTUDO DE CASO	31
3.1	Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (UHE GPS)	31
3.2	Metodologia para análise de investimento na renovação da concessão da UHE GPS	33
3.2.1	Receitas.....	33
3.2.2	Impostos	35
3.2.3	Despesas Operacionais e outras despesas	36
3.2.4	Financiamento	37
3.2.5	IRPJ e CSLL	39
3.2.6	Investimentos em Melhorias	39
3.2.7	WACC.....	40
3.2.8	Fluxo de Caixa Livre	40
4	ANÁLISE E RESULTADOS	42
4.1	Cenário 1: UHE GPS renovada pela MP 688.....	42
4.2	Cenário 2: 100% da garantia física comercializada no ACL	44
4.3	Cenário 3: 100% da garantia física disponibilizada no ACR.....	46
4.4	Comparação dos Cenários.	48
5	CONCLUSÃO.....	51
5.1	Considerações Finais	51

5.2	Sugestões para trabalhos futuros	52
6	BIBLIOGRAFIA	53



RESUMO

O estudo de caso da UHE GPS tem o objetivo de analisar a viabilidade econômico-financeira dada a renovação da concessão de acordo com o estabelecido no edital do leilão nº 12 de 2015. No trabalho serão apresentadas todas as peculiaridades inerentes a esse projeto já amortizado, mas que exige um custo adicional devido ao empreendimento já ser considerado “depreciado”. Dado essa descrição na metodologia para obtenção do fluxo de caixa livre, foram analisados diferentes cenários, além do cenário da renovação da concessão enquadrada na MP 688, para mostrar qual o impacto no fluxo de caixa devido à disponibilização da garantia física nos dois ambientes de contratação. Apesar do estudo não incorporar outros riscos impactantes no fluxo de caixa, serve com uma primeira análise para tomada de decisão do investidor que participara do leilão de renovação da concessão da usina hidrelétrica.

Palavras-chave: análise de investimentos, renovação das concessões de geração, MP 688.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

O Brasil vem apresentando um crescimento consistente no consumo de energia elétrica nos últimos anos, apesar dos problemas com relação à crise econômica. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o país necessita realizar altos investimentos em geração e transmissão nos próximos anos para poder acompanhar as estimativas de crescimento do consumo.

A maior participação de fontes de energia na geração é proveniente das usinas hidrelétricas (UHEs). Porém, as UHEs vêm sofrendo um forte impacto negativo devido às questões regulatórias do setor, pois com a criação do regime de cotas para as UHEs poderem renovar sua concessão, o governo impôs maior regulamentação no setor de geração.

Como a MP 579 não foi aceita pelo mercado devida a não possuir a remuneração suficiente para cobrir os custos de operação e manutenção das usinas, em 2015 o governo publicou a MP 688 e propôs uma bonificação pela outorga e uma opção de disponibilizar até 30% da garantia física para comercialização no mercado livre.

O leilão 12/2015 foi o primeiro sob o regime da MP nº 688. No edital do leilão considerou-se o Valor Teto do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG-teto) que é composta de todas as remunerações de investimentos em melhorias. O governo a considerou com o objetivo de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões a serem renovadas. Já os Custo de Ampliação da Gestão dos Ativos de Geração (GAG_{Amp}) foi a incorporado para custear os investimentos em aumento da capacidade de geração a serem realizados pelas usinas renovadas por essa MP.

Nesse contexto da MP 688, o presente trabalho propõe realizar um estudo de caso da Usina Hidrelétrica Governador Parigot de Souza, renovada pela MP, que

consiste em apresentar um estudo de análise de viabilidade econômica para diferentes cenários de renovação de sua concessão.

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo geral desenvolver um estudo de caso de avaliação de investimentos em uma usina hidrelétrica, cuja renovação da concessão da geração se deu pela MP 688.

Os objetivos específicos são descritos a seguir:

- apresentar o histórico do setor elétrico voltado para a geração de energia, assim como, os regimes de outorgas das concessões;
 - descrever as características da usina do estudo de caso;
 - detalhar a metodologia de cálculo do fluxo de caixa do investimento para a renovação da concessão; e
 - apresentar alguns cenários para cálculo de fluxo de caixa e analisar os resultados obtidos para cada cenário.
-

2 REFERENCIAL TEÓRICO

No setor elétrico, o segmento de geração de energia apresenta três diferentes tipos de natureza jurídica e regras: a primeira é o gerador com liberdade comercial; a segunda sem liberdade comercial, ou seja, só é remunerado pela tarifa; e por último os geradores enquadrados no regime híbrido, parte remunerada pela tarifa e outra parte podendo optar pela comercialização. Dessa forma, é apresentado um histórico do setor referente à legislação do setor de geração de energia elétrica a partir da Constituição federal de 1988.

2.1 A reestruturação do Setor Elétrico

O processo de desestatização teve as suas bases lançadas na Constituição Federal de 1988, que admitiu, de forma expressa, que os serviços de energia elétrica poderiam ser prestados pela iniciativa privada, através de contratos de concessão, os quais deveriam ser precedidos de licitação, segundo a constituição:

Art. 21. Compete à União:

(...)

XII. explorar, diretamente ou mediante autorização concessão ou permissão:

(...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

“I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II – os direitos dos usuários;

III – política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado.”

O início desse novo modelo deu-se com a publicação da Lei nº 8.631/93, que introduziu novas regras tarifárias e extinguiu a remuneração garantida e a equalização tarifária. A nova lei extinguiu o conceito de remuneração pelo custo,

acrescida de uma rentabilidade de aos menos 10% ao ano, por um regime no qual os preços seriam revisados periodicamente, o que foi de extrema importância para o modelo do setor elétrico atual, eis que estabeleceu duas tarifas de energia elétrica: uma tarifa de geração (que também incluía os custos de transmissão), e uma tarifa de distribuição, o que possibilitou o início do processo de desverticalização do setor elétrico.

A condição prévia para que se implementasse o modelo novo ao setor foi a desverticalização da cadeia produtiva, na qual deveriam ser separadas as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Até aquele momento a estrutura principal da cadeia produtiva das empresas do setor era verticalizada.

Outra inovação que se pode depreender da Lei nº 8.631/93 foi o estabelecimento da obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e distribuidoras.

A lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como Lei Geral de Concessões, veio a regulamentar o art. 175 da Constituição Federal de 1988, e foi fundamental para que se iniciasse a reestruturação do setor elétrico, disciplinando a forma como se daria a outorga das concessões ou permissão e instituindo, pela primeira vez no Brasil, um regime jurídico geral para as concessões e permissões de serviços públicos.

Dentre as regras estabelecidas por esse diploma legal destaca-se:

- a obrigatoriedade de prévia licitação para a outorga de concessão de serviço público,
 - a exigência de prazo determinado para concessão, renovável por licitação;
 - a definição de critérios para o julgamento das licitações de concessão, fixando-se a tarifa de serviço público a ser prestado, que passou a ser redefinida em contrato;
 - a definição de critérios de reajuste e de revisão de tarifas.
-

Na época em que foi editado o referido diploma legal, havia muitas concessões outorgadas sem licitação, sem que o empreendimento tivesse sido implantado e também concessões com prazo indeterminado e prazo vencido. Diante disso, a lei nº 8.987/95 decretou a extinção das referidas concessões, que haviam sido outorgadas sem licitação, antes da Constituição Federal de 1988.

No que tange as concessões outorgadas sem licitação, que estavam com as obras atrasadas, a lei nº 8.987/95 determinou a apresentação de um plano efetivo de conclusão das obras, sob pena de extinção da concessão.

Posteriormente, foi editada a Lei nº 9.074, em 07 de julho de 1995, que passou a disciplinar especificamente sobre as concessões de energia elétrica, introduzindo diversas regras sobre a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, cabendo destacar a criação da figura do consumidor livre¹, que é aquele usuário de energia que pode exercer a opção de contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de agente de mercados, fora do ambiente de contratação regulada, desde que atendidas algumas condições fixadas na lei.

A Lei nº 9.074/95 também criou a figura do produtor independente de energia, concebido como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Portanto, com o advento da Lei nº 9.074/95, introduziu-se um novo regime de concessão de geração de energia elétrica, que até então era explorado por

¹ Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

empresas estatais sob o regime de serviço público, e passou a ser exercida pela iniciativa privada, sob o regime de concessão de uso de bem público, vejamos:

Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 KW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 KW, destinados a execução de serviço público;(...)

Art. 13. O aproveitamento de potencial hidráulico, para fins de produção independente, dar-se-á mediante contrato de concessão de uso de bem público, na forma desta Lei.

Portanto, a partir do advento da Lei nº 9.074/95, o regime de serviço público para a exploração dos potenciais hidrelétricos foi abolido, criando-se um novo regime, o da produção independente de energia, mediante a concessão de uso do bem público.

Destaque-se que nas concessões outorgadas após a Lei nº 9.074/95, sob o regime de produção independente de energia, a outorga passou a ser onerosa, ou seja, há a previsão do pagamento pelo uso do bem público, ao contrário das concessões outorgadas sob o regime do serviço público, antes da Lei nº 9.074/95, em que não há a previsão do pagamento pelo uso do bem público, mas tão somente da reserva global de reversão (RGR), que era um encargo pago mensalmente pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia, que era destinado a Conta de Reversa Global de Reversão, a qual tinha por escopo financiar os projetos de melhoria e expansão para as empresas do setor elétrico.

Estabeleceu-se ainda que o instrumento para a outorga seria definido segundo a potência do empreendimento, ou seja, os potenciais hidráulicos com potência superior a 10.000 KW deveriam ser explorados mediante concessão de uso de bem público, precedida de licitação, enquanto que os potenciais hidráulicos com potência inferior superior a 1000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW poderiam ser explorados mediante autorização². Posteriormente, conforme veremos adiante, estes limites foram alterados, com a legislação superveniente.

² Art. 7º São objeto de autorização: I - a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 KW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor; II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

No que tange aos prazos para as novas concessões de geração, a lei nº 9.074/95 estabeleceu que a vigência dos respectivos contratos seriam iguais ao prazo necessário para a amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contados da data de assinatura do contrato, admitindo-se nova prorrogação, no mesmo prazo.³

Por outro lado, as concessões outorgadas previamente à Lei n 8.987/95, poderiam ser prorrogadas por até 20 (vinte) anos com vistas a assegurar a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados, conforme disposto no art. 19 da Lei nº. 9.074/95.

A Lei nº 9.427 de 26.12.1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, também dispôs sobre o prazo das concessões, estabelecendo em seu artigo 27, que os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica e de uso de bem público, celebrados no período de sua vigência e os decorrentes da aplicação dos artigos. 4º e 19 da lei nº 9.074/95, teriam cláusula de prorrogação da concessão, admitindo-se, assim, a prorrogação de sua vigência, desde que o serviço estivesse sendo prestado adequadamente.

Um resumo das regras introduzidas pela Lei nº 9.074/95 e 9.427/96, podem ser sintetizadas na TABELA 1 a seguir:

Parágrafo único. As usinas termelétricas referidas neste e nos artigos 5º e 6º não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 KW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 KW, estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder conced

³ Art. 4º. As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº 8.987 e das demais. (...) §2º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

TABELA 1 – REGRAS INTRODUZIDAS PELAS LEIS 9074/95 E 9427/96

Caso	Tratamento
1) concessões de geração a partir dessa lei (art. 19 da Lei 9.074/95)	possibilidade de prorrogação por 20 (vinte) anos a fim de se assegurar custos adequados.
2) concessões de geração que não tenham entrado em operação e que apresentem plano de conclusão e participação superior a 1/3 de capital privado. (art. 20 da Lei 9.074/95)	podem ser prorrogadas pelo prazo necessário à amortização do investimento, limitada a 35 anos.
3) para promover outorga de nova concessão simultaneamente com privatização de serviços públicos prestado por pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto da União, Estados, DF ou Municípios (art. 27 e 30 da Lei 9.074/95)	nova concessão com prazo necessário à amortização do investimento, limitado a 30 anos
4) contratos de concessão de serviço público e de uso de bem público celebrados na vigência desta Lei, conterão cláusula de prorrogação.	admitida a prorrogação enquanto o contrato estiver sendo prestado nas condições estabelecidas pelo Poder Concedente e em prol dos interesses dos consumidores.

FONTE: O autor (2019).

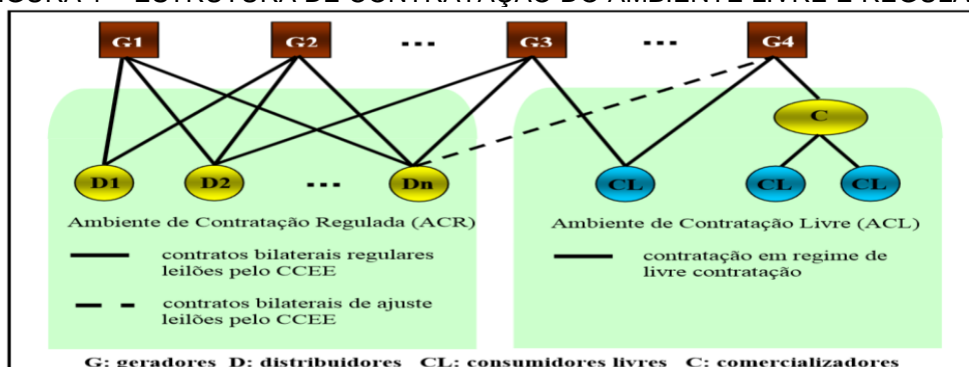
Posteriormente, diante da crise e do abastecimento de energia com a qual o Brasil se deparou em 2001, as Leis nº 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 foram publicadas, aperfeiçoando-se, assim, algumas regras que foram introduzidas pela lei nº 9.074/95, dentre as quais, destaca-se a criação de dois ambientes de comercialização de energia elétrica - o ambiente de contratação livre (ACL) e o ambiente de contratação regulada (ACR)⁴, os quais podem ser a seguir ilustrados .

⁴ Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre: (...)

§ 2º Submeter-se-ão à contratação regulada a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

§ 3º A contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), com a redação dada por esta Lei.

FIGURA 1 – ESTRUTURA DE CONTRATAÇÃO DO AMBIENTE LIVRE E REGULADO



No ambiente de contratação livre (ACL) são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados, ou seja, no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia.

O ambiente de contratação regulada (ACR), por sua vez, trata-se do segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. Neste mercado as tarifas e as condições de atendimento são reguladas pelo Poder Concedente e o cliente é considerado cativo. É o caso dos clientes residenciais de Curitiba, os quais não tem opção para obter energia de outra distribuidora, exceto da titular da concessão de distribuição de energia que atua no município, que é a COPEL.

A contratação no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (agente de

Art.2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

geração, agente de comercialização ou agente de importação) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Assim sendo, a Lei nº 10.848/2004 criou um ambiente de contratação obrigatório para a aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras (o ACR), ou seja, a compra de energia pelas distribuidoras de energia, em regra, só poderia ser realizada através de leilões públicos de compra de energia.

Outra inovação trazida pela lei em apreço foi a desverticalização das empresas de distribuição de energia, ou seja, estas companhias foram proibidas de desenvolver atividades na geração, transmissão e comercialização de energia a consumidores livre, bem como de participar de sociedades que explorem essas atividades⁵.

Proibiu-se também às concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuassem junto ao Sistema Interligado Nacional – SIN - que se associassem às distribuidoras de energia, na condição de coligadas ou controladoras dessas sociedades⁶.

Denota-se, portanto, que a partir da Lei nº 10.848/2004, houve a separação das atividades do setor elétrico, visando uma maior competitividade, e os geradores passaram a ter a opção de venda da energia no ambiente de contratação regulada (ACR), através de leilão, ao pool de distribuidoras, assim como no ambiente de contratação livre (ACL), mediante livre negociação do preço do contrato, com a exceção de algumas usinas como a Itaipu⁷, a Angra 1 e a Angra 2⁸, que ainda se

⁵ Assim previu o art. 8º da Lei nº 10.848/2004, que alterou o §5º do art. 4º da Lei nº 9.074/95, vejamos:
 “§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional - SIN não poderão desenvolver atividades:

I- de geração de energia elétrica;

II- de transmissão de energia elétrica;

III- de venda de energia a consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos;

IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou
 V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão

⁶ § 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional - SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

⁷ Arts 7º e 8º do decreto 5.899/73

sujeitavam a um regime típico de serviço público, com tarifa regulada, baseado no sistema de cotas.

Conforme adiante será exposto, com o advento da Lei nº 12.783/2006, esse rol de usinas sujeitas ao regime de cotas se ampliou.

A Lei nº 10.848/2004 também promoveu alterações no prazo de vigência das concessões, vedando a prorrogação dos contratos de concessão, e estabelecendo como limite máximo a vigência de 35 (trinta e cinco) anos, contados da assinatura do respectivo contrato, bem como revogou o art. 27 da Lei nº 9.427/96, que admitia a previsão de cláusula de prorrogação da vigência dos contratos de concessão.

No entanto, considerou válidos os contratos de concessão assinados anteriormente à sua promulgação e que continham cláusula de prorrogação, bem como admitiu uma única prorrogação, pelo prazo máximo de 20 (vinte) anos, aos contratos de concessão celebrados anteriormente à sua publicação.

Por fim, a Lei nº 11.445, de 05 de maio de 2007, promoveu alterações no artigo 42 da Lei nº 8.987/95, autorizando ao Poder Concedente, uma vez vencido o prazo de vigência do contrato de concessão, a transferir a concessão de serviço público, sem licitação, para outro agente, dispositivo este que deve ser interpretado em conformidade com a Constituição Federal, exigindo-se prévia licitação para a outorga da nova concessão, conforme recente decisão da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI 4058 – pelo Supremo Tribunal Federal, em acórdão publicado em 14.02.2019.

Uma breve síntese das regras trazidas pelas Leis nº 9.427/96, nº 10.848/2004 e nº 11.445/2007, podem ser conferidas na TABELA 2, detalhada a seguir.

⁸ A energia gerada pelas usinas Angra 1 e Angra 2 eram são alocadas às distribuidoras do SIN através de uma sistema de cotas, nos termos do art. 10 da lei 12.111/2009, que alterou a lei 10.848/2004, e da Resolução Normativa Aneel 530/2012.

TABELA 2 – REGRAS INTRODUZIDAS PELAS LEIS 9427/96, 10848/04 E 11445/07

Fundamento Legal	Caso	Tratamento
art. 27 da lei 9.427/96	contratos de concessão de serviço público e de uso de bem público	previsão de cláusula de prorrogação desde que prestado nas condições estabelecidas no contrato.
art. 8º da Lei 10.848/2004	concessões de geração anterior a 11.12.2003	prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, podendo ser prorrogado no máximo por 20 anos
art. 8º. §9º da Lei 10848/2007	concessões de geração a partir de 11/12/2003	prazo necessário para a amortização dos investimentos, limitado a 35 anos
art. 17 da Lei 10.848/2007 (do decreto nº 5.911 de 2006)	concessões de uso de bem público enquadrado no art. 17 (energia botox)	possibilidade de uma única prorrogação mediante contratação de pelo menos 60% em leilões de energia nova de 2005-7 pelo prazo do CCEAR
art. 58 da Lei 11.445/2007	concessões vencidas	o serviço pode ser prestado pelo Poder Concedente ou delegado a terceiros mediante contrato
art. 58 da lei 11.445/207	concessão sem prazo definido	ocorre o vencimento do contrato de concessão em 31.12.2010 e os investimentos ainda não amortizados serão indenizados

FONTE: O autor (2019).

2.2 Regime de cotas (MP 579 e Lei 12.783/13)

2.2.1 Aspectos Gerais

A Medida Provisória 579/2012, que foi convertida na lei 12.783/13, propôs a renovação das concessões das usinas de geração hidroelétrica que teriam seus

contratos findados em 2015. Essa medida teve como principal objetivo a redução no preço da energia elétrica para que o setor produtivo pudesse ser mais competitivo frente ao mercado internacional.

Conforme trabalho de Faria (2016), o governo propôs a redução da tarifa de duas maneiras distintas: a primeira foi por meio da redução de encargos e a segunda seria por meio da antecipação dos contratos de concessões de geração e transmissão de energia elétrica.

Quanto à redução de encargos setoriais, os objetivos iniciais eram extinguir tanto a Reserva Global de Reversão (RGR) quanto a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) e redução de até um quarto na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Além disso, com o adicional de subsídios para o setor elétrico, implicaria uma redução de cerca de 7% no preço de energia elétrica para o consumidor final (FARIA, 2016).

Segundo a MP 579/12, com relação à antecipação dos contratos de concessão, as concessionárias de geração de energia teriam seus contratos renovados caso aderissem às exigências do governo federal, que era aceitar uma remuneração pela tarifa e a antecipação dessa renovação para que já iniciassem recebendo somente para operar e manter a usina já em 2013. Dessa forma, o governo objetivava a redução em aproximadamente 13% com a antecipação dos contratos já para o final de 2012.

Entretanto, para que esta redução de fato pudesse acontecer seria necessária a concordância de todas as concessionárias de energia que teriam seus contratos findados até 2015 em prorrogar a concessão por essa medida provisória e, conseqüentemente, antecipá-la já em dezembro de 2012, mesmo faltando de 2 a 4 anos para o fim da concessão.

Como o governo previa que todos os concessionários aceitassem a renovação pela MP, o Ministério de Minas e Energia (MME) cancelou o leilão de energia existente A-1 para as distribuidoras. De tal forma que previam que fossem disponibilizados 11,8 GW med e somente 8,6 GW seriam descontratados no final do

ano de 2012 e, portanto, as geradoras que adeririam a renovação, chamadas de geradoras cotistas, poderiam atender a carga das distribuidoras.

Todavia essa decisão de não realizar o leilão mesmo sem a confirmação das usinas enquadradas na MP 579 impactou fortemente o setor, pois somente 7,8 GWmed aderiram a antecipação e renovação da concessão. As empresas que aderiram a MP 579 são estatais como grupo Eletrobrás, cujas ações majoritárias são do governo federal e, portanto, elas foram obrigadas a renovar devida a sua interferência estatal. Além disso, outro agravante foi o aumento na demanda de energia nesse período. Assim, as distribuidoras ficaram obrigadas a uma exposição involuntária no mercado de curto prazo.

A união propôs injetar recurso a fundo perdido na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de maneira que pudesse cumprir o que foi proposto inicialmente. Porém, a diminuição drástica do custo de energia frente a um verão intenso e um aumento no consumo de energia nos primeiros meses de 2013 implicou um agravante na crise que se iniciava no setor elétrico.

Segundo Marques (2014), as usinas afetadas pela edição da MP seriam ao todo de 123 empreendimentos, que correspondem a 22,4 GW de potência instalada. Como diversas concessões já haviam sido vencidas e renovadas, o setor foi surpreendido quando o governo indicou que as outras 43 usinas poderiam renovar caso aderissem às regras da MP 579.

As empresas mais impactadas foram a Chesf, a CESP, a CEMIG e Furnas. Dentre as empresas que renovaram sua concessão estão às empresas o grupo Eletrobrás, como a Chesf e Furnas. Porém as demais empresas não pertencente ao grupo, como a CEMIG e CESP, não renovaram sua concessão. Esse fato mostra a interferência política do governo federal na estatal como a Eletrobrás. Já as demais empresas, mesmo sendo estatais, optaram por não renovarem a concessão devido à baixa remuneração desses ativos e por serem estatais comandando majoritariamente pelos governos estaduais (MARQUES, 2014).

2.2.2 Impactos

As medidas adotadas pelo governo por meio da MP 579 acabam beneficiando unicamente o mercado regulado e, além disso, acarretou na retomada da regulação no setor de geração de energia (MARQUES, 2014). Segundo Ecco (2018), os geradores que aderissem à renovação automática não poderiam mais disputar os leilões no ACR nem vender energia no ACL e receberiam uma tarifa para operar e manter a usina e essa tarifa, a qual se designava cotas para as distribuidoras.

Segundo Marques (2014), a usina de Três Irmãos foi à primeira usina licitada nos moldes da MP e teve somente um grupo interessado, que pertencia ao grupo Eletrobrás, ou seja, comandado pelo governo federal. A remuneração para implementar melhorias era a principal preocupação dos investidores, além da indefinição da operação da eclusa, que devido a essa incerteza o leilão dessa usina foi suspenso pelo TCU.

Os fatores que mais impactaram devido às incertezas no setor foram a velocidade e a ausência de entendimento na implementação dessa medida. Isto é, as usinas não tiveram tempo adequado para analisarem e decidirem quanto à renovação ou não da concessão e, além disso, não se conhecia de antemão a tarifa a ser utilizada. Outro fator foi que os geradores esperavam que as concessões fossem automaticamente prorrogadas assim como a das usinas que foram prorrogadas anteriormente e isso gerou certa instabilidade no setor.

As empresas CESP, CEMIG e COPEL apresentaram uma forte nas ações do mercado financeiro. Além das empresas como AES Tiete e EDP que não foram afetadas diretamente pela medida, porém sofreram quedas nos valores de mercado, pois essa medida desencadeou um aumento na percepção de risco em todo o setor elétrico (MARQUES, 2014).

Outro fator preponderando do impacto dessa medida foi na perda de valor de mercado do grupo Eletrobrás de aproximadamente 62% entre 2011 e 2016. Além disso, o valor da empresa passou de R\$26,5bi em 2011 para R\$9,7bi em 2014, o

que mostra que ela foi a empresa que mais sentiu os efeitos dessa MP (ECCO, 2018).

Já as usinas que não renovaram suas concessões pela MP apresentaram lucros exorbitantes devido à venda de energia, pois o PLD estava muito elevado na época. Exemplo disso é que as usinas enquadradas no regime de cotas vendiam a energia a um preço de R\$33/MWh, já as outras usinas venderam até um preço de R\$822/MWh no mercado de curto prazo, mostrando a enorme discrepância entre quem aderiu e quem não aderiu a MP 579.

Além disso, como a MP previa pagamentos para indenização dos ativos ainda não amortizados e esses pagamentos nos prazos estabelecidos não foram cumpridos devido à falta de recurso do Tesouro. Por exemplo, em 2014 foram pagos somente R\$3,1bi, dos quais foram prometidos R\$5,3bi e isso impactou diretamente no fluxo de caixa do grupo Eletrobrás.

Dessa forma, as perdas de valor de mercado das empresas do setor elétrica na bolsa de valores demonstrou que o mercado precificou a elevação do risco e do custo tanto de capital próprio como de terceiros. Pois com a desvalorização dessas ações há uma redução patrimonial e, conseqüentemente, reduz a sua competitividade frente ao mercado, aumenta os dispendido para investimentos futuros e percepção do custo da dívida maior devida a essa diminuição do patrimônio que acarreta um maior risco para honrar as suas dívidas de financiamento (MARQUES, 2014).

Devida à medida de diminuir a tarifa de energia elétrica no mesmo período de escassez de água nos reservatórios e maior acionamento das usinas térmicas, o que acabou incentivando maior consumo e, conseqüentemente, acabou distorcendo os sinais indicativos de maior ou menor consumo, gerando maior preocupação com relação à segurança energética (ECCO, 2018).

Além disso, a exposição involuntária, a qual as distribuidoras ficaram por conta do cancelamento do leilão de ajuste, fizeram com que o governo aportasse uma grande parte por meio da CDE e também foi necessário que as distribuidoras fizessem empréstimos bancários para honrarem a energia liquidada no MCP.

Vale destacar, que as usinas renovadas pela MP não estão sujeitas mais ao risco hidrológico e, portanto, o risco fica todo por conta das distribuidoras, que repassam para a tarifa. Como as geradoras cotistas apresentam sua remuneração a partir da sua cota de garantia física, então elas têm Contrato de Cotas de Garantia Física (CCGF) com as distribuidoras (TENAGLIA, 2017).

Além disso, segundo a CCEE (2017), a receita a ser recebida pelos geradores de energia é realizada pela liquidação financeira centralizada feita pela CCEE. Isso especificamente para o Regime de Cotas de Garantia Física e o rateio devido à inadimplência das distribuidoras é feito entre os geradores enquadrados no regime de cotas.

Segundo o Tribunal de Contas da União (TCU), as distorções com relação ao preço da tarifa e a redução da segurança energética foram desencadeadas devido a alguns fatores, que se justifica devido a MP e aos problemas conjunturais, como por exemplo: erros de planejamento da expansão, a garantia física das usinas hidroelétrica acima do realístico, atraso nos empreendimentos tanto de geração quanto de transmissão, maior discrepância entre a energia armazenada e a carga, alto nível de perdas elétricas, redução de receitas e da capacidade de investimentos das empresas de geração, distorção de preço, e exposição involuntária das distribuidoras.

Segundo Ecco (2018), o TCU destacou que o ICMS ainda tinha uma parcela bastante considerável na tarifa. Cabe destacar que embora a renovação pela MP resultasse numa redução de aproximadamente R\$16bi, o ICMS sobre a tarifa representou cerca de R\$44bi, mostrando que os impostos representa uma enorme parcela na estrutura tarifaria.

2.3 Regime Híbrido (MP 688 e Lei 13.203/15)

Como a MP 579 foi um relativo fracasso em termos de atratividade econômica, o governo federal elaborou a MP 688/15 posteriormente convertida na lei 13.203/15. Essa lei estabeleceu a criação do gerador misto, ou seja, o gerador

destina parte da garantia física para o ACR, sendo no mínimo 70% da garantia física em CCGF, e a outra parte pode ser comercializada no ACL, podendo ser negociada até 30% da garantia física (TENAGLIA, 2017).

Nesse caso é licitado o empreendimento de geração a qual o vencendo é aquele que oferecer a maior bonificação pela outorga. Nesse mesmo ano da promulgação da lei, ocorreu o leilão já nessa modalidade a qual se somou cerca de 6 GW de garantia física e arrematou-se 29 usinas (TENAGLIA, 2017). Segundo o Ministério da Fazenda (2018), o prazo de concessão de 30 anos de contrato e o preço médio foi de R\$ 124,887/MWh.

Além disso, segundo CCEE (2017), as geradoras vencedoras do leilão de licitação deveriam pagar uma Receita Anual de Geração (RAG), correspondendo também a uma bonificação pela outorga.

A MP 688/2015 estabeleceu incentivo por meio do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) melhorias. Esse incentivo visava impulsionar a geradora a fazer uma melhor gestão dos ativos, reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das usinas que estão no regime de cotas e mitigar os riscos de que as novas concessões tivessem problemas financeiros, assim como ocorreu nas usinas que aderiram a MP 579 (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2018).

Segundo Dutra *et al.* (2017), a repactuação do risco hidrológico foi realizada após regulamentação da ANEEL. Apesar de sua medida ter sido bem sucedida perante os geradores, os impactos na liquidação financeira no MCP ainda não foram solucionados.

Todavia essa lei já corroborou para melhora quanto aos investimentos no setor, pois em casos de reconhecimento quanto ao excludente de reponsabilidade, incumbe ao Poder Concedente decidir se pode ocorrer o reestabelecimento do prazo do contrato de concessão com o objetivo de realizar um reequilíbrio econômico-financeiro (FREIRE, 2015).

Entretanto, segundo Freire (2015), essa medida para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro devido aos atrasos das obras de empreendimentos de geração que não eram culpa do gerador, necessita prudência quanto a sua

aplicação, pois isso pode influenciar negativamente o fluxo de caixa das distribuidoras e impactar em aumento na tarifa para os consumidores.

Conforme o professor Nivalde do GESEL/UFRJ esclareceu que como a usina deixaria de pagar o atraso se o MME entender que o gerador não foi o responsável, a distribuidora acaba ficando exposta involuntariamente no MCP e o preço da energia, normalmente, é mais caro que o do contrato do leilão no ACR. Além disso, as concessionárias de distribuição devem arcá-las até que ocorra o reajuste tarifário e isso impacta diretamente na capacidade de investimento que tem como consequência redução de investimentos no setor de distribuição (FREIRE, 2015).

Porém alguns especialistas dizem que como a medida visa recompor o equilíbrio econômico-financeiro, isso impacta positivamente na redução dos riscos e, conseqüentemente, reduz o custo da dívida perante aos bancos e ajuda a geradora a obter financiamento com maior facilidade e menor custo.

Ainda não se sabe qual o procedimento para que seja concedida a prorrogação, porém o mercado está ciente de que o MME é quem decidirá quanto à prorrogação ou não do contrato de concessão. Segundo a advogada Maria João, diz não acreditar que isso possa resolver o problema por completo, ou seja, que com essa lei as discussões ainda acabariam sendo judicializadas, mas de certo modo resulta em mais poder ao MME (FREIRE, 2015).

Ainda, segundo Freire (2015), apesar dessas intervenções políticas no setor elétrico, faz-se necessário devido ao grande impacto desses atrasos no setor. Como a ANEEL é muito criteriosa quanto aos aspectos de excludentes de responsabilidade e essas solicitações tornaram-se muito recorrente na Agência. Portanto, essa lei acabou trazendo a responsabilidade disso também para o MME.

2.4 Decreto 9.271/18

Conforme a Lei 9.074/1995, que instituiu a possibilidade de renovação da concessão no ato do leilão da concessionária de geração de energia sob controle

direto ou indireto da União, de Estado, do DF ou de Município. Dessa forma, o Decreto 9.271/2018 regulamentou os artigos 26, 27, 28 e 30 dessa lei.

De acordo com o Decreto 9.271/2018, as concessões prorrogadas pela MP 579 não poderão enquadrar-se no disposto nesse decreto. Porém, esse decreto visa mudar as regras do setor estabelecidas pela MP 579, ou seja, o objetivo é estabelecer um processo de “descotização” e, dessa forma, as usinas comercializem a energia seja no ACL ou no ACR (NASCIMENTO, 2018).

Portanto, segundo Nascimento (2018), que é repórter da Agência Brasil, o decreto corrobora com a privatização das UHE’s pertencentes à Eletrobrás que não estão no regime de cotas. O exemplo disso é a UHE de Tucuruí, cuja concessão encerra-se em 2024.

Segundo Martiniano Neto (2018), as condições para renovação do contrato de concessão são as seguintes: já possuir contrato de concessão vigente no momento da privatização; prazo para a renovação dever ser maior que 5 anos; solicitação ou ratificação, por meio da transferência do controle acionário, de pedido enviado ao MME pelo contrato da usina a ser privatizada; regime de produtor independente de energia elétrica (PIE); e pagamento do valor da outorga de concessão.

Além disso, a empresa sob controle direto ou indireto de um dos entes federativos necessita encaminhar a manifestação do chefe da advocacia pública desse mesmo ente a qual a empresa pertença, além dos órgãos competentes para que possam autorizar a transferência de controle (MARTINIANO NETO, 2018).

Segundo Martiniano Neto (2018), com relação ao pagamento da outorga para a nova concessão, há critérios estabelecidos pelo MME e Ministério da Economia. Porém, quando a concessionária está sob controle da União, os valores e forma de pagamento são estabelecidos pelo MME, Ministério da Economia e conselho do Programa de Parcerias de Investimentos.

Ainda segundo Martiniano Neto (2018), cabe ressaltar que: calcula-se o valor mínimo da nova outorga de acordo com o benefício econômico-financeiro a ser obtido pela concessionária; a minuta de contrato necessita da aprovação da ANEEL;

e os respectivos valores de mínimos de outorga de uso do bem público integram o edital da privatização da concessionária.

Segundo Nascimento (2018), a UHE Sergio Motta ou Porto Primavera, pertencentes à CESP, que tem seu contrato com termino da concessão em 2028, atraiu interesse de investidores que disputam sua privatização.

Segundo o TCU (2018), o governo federal aproveitou o objetivo do governo estadual, que visava à privatização da Companhia, para renovar a concessão dessa usina, de maneira que essa renovação aconteça juntamente com o leilão de privatização. Nesse sentido a renovação é de responsabilidade do MME e a privatização é do governo do estado de São Paulo.

A ANEEL aprovou o aprimoramento da minuta do contrato de concessão da UHE de Porto Primavera com prazo de 30 anos e no regime de PIE. Portanto, o concessionário terá liberdade de comercializar a sua energia (ANEEL, 2018).

Segundo a ANEEL (2018), a usina deve sempre atender as condições e qualificação que foram exigidas durante o leilão de licitação; encaminhar relatórios sobre informações técnicas, situação das instalações e manutenções; disponibilizar dados e informações sobre programas ambientais e apresentar o cadastro socioeconômico da população atingida pela Usina.

Além disso, o critério quanto à seleção das propostas é realizado de acordo com o maior valor ofertado por ações da empresa a ser privatizada. Portanto, o valor mínimo de outorga é aplicado de acordo com o percentual de ágio do leilão de privatização (MARTINIANO NETO, 2018).

Cabe ressaltar que a ANEEL é responsável por fiscalizar quanto ao controle das ações nas mais diversas áreas da usina que for privatizada (ANEEL, 2018).

O TCU prescreveu ao MME que os valores dos contratos de venda de energia da UHE Porto Primavera, firmados nos leilões 2/2005 e 2/2006 da ANEEL, sejam levados em consideração para a renovação da concessão. Portanto, o valor mínimo da renovação da concessão, que seria de R\$ 1,098 bi, passaria a ser de R\$ 1,333 bi (TCU, 2018).

De acordo com a decisão (Acórdão 1587/2018) recomendou-se ao MME que busquem balancear a diferença entre o curto prazo da estimativa de precificação da energia no futuro e os contratos de longo prazo (TCU, 2018).

2.5 Consulta Pública 33

Segundo o BNDES, a Consulta Pública 33/2017 (CP 33), proposta pelo MME, apresenta as diretrizes para o aprimoramento e a reestruturação do setor elétrico.

Dessa forma, a CP 33 visa instituir o novo marco regulatório, o qual almeja maior eficiência no setor, entre eles um maior alinhamento entre o mundo contratual e o operacional.

Segundo o Ministério da Fazenda (2018), o modelo brasileiro apresenta uma série de perda de eficiência devido ao seu modelo de despacho pelo custo marginal de operação e isso faz com que o gerador não busque cada vez mais melhorias de eficiência na usina. Uma alternativa é o despacho por oferta de preço e, portanto, o próprio gerador assumir seu risco de geração hidrelétrica e isso estimule ao gerador a ser mais eficiente. Portanto, a CP 33 propõe transformar o risco sistêmico em risco individual de cada usina.

Além disso, na CP 33 permanece a “descotização”, ou seja, a revogação do regime de cotas. A proposta beneficia tanto o ACL quanto o ACR, pois, nesse último, dá mais flexibilidade quanto à gestão para as distribuidoras.

3 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso é realizado com base em uma usina hidrelétrica, a qual obteve sua concessão renovada pela MP 688, que previa maior parte de sua energia gerada destinada ao ACR e o restante, a menor parte, podendo ser ou não comercializada no ACL. Esse estudo tem o foco principal com relação aos aspectos econômico-financeiros quanto à viabilidade do empreendimento da usina.

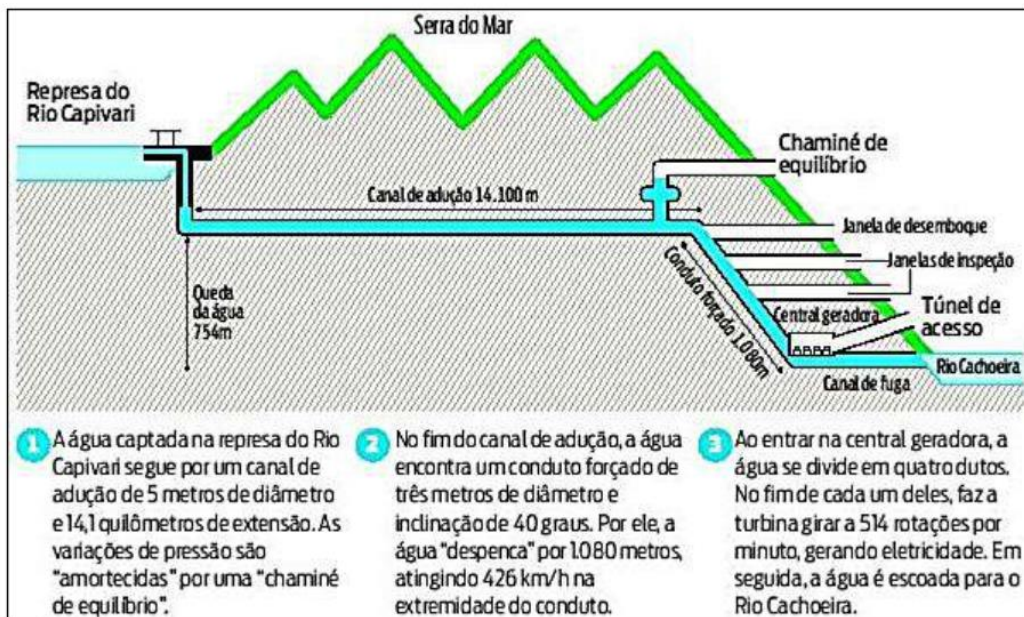
A usina hidrelétrica em estudo é a usina Governador Parigot de Souza (GPS), que obteve a renovação da concessão com base na MP 688. O primeiro momento é descrita as características dessa usina, isto é, dados como sua capacidade instalada, garantia física, etc.

Após realizada a descrição da usina, realiza-se a metodologia da análise de investimento, o qual é levantada cada ponto do empreendimento e do leilão de renovação, que permitirão a elaboração do fluxo de caixa da usina ao longo dos anos da concessão.

3.1 Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (UHE GPS)

O empreendimento analisado é a Usina Hidrelétrica de GPS, sua localização tem como afluente o rio Capivari, onde a tomada de água está no município de Campina Grande do Sul-PR, já a casa de força está no município de Antonina. Portanto, a sua construção foi bastante complexa, pois o comprimento do túnel de adução da água e dos túneis auxiliares é de 22 km, que foram construídos em meio às rochas e atravessam a serra do mar. Além disso, apresenta uma altura de queda da água de 754 metros entre o Rio Capivari (bacia do Rio Ribeira) e o Rio Cachoeira (bacia litorânea), conforme FIGURA 2.

FIGURA 2 – ESTQUEMA DO RESERVATÓRIO DA UHE GPS



FONTE: Adaptado de COSTA (2017)

A usina GPS apresenta 4 unidades geradoras, que juntas têm uma capacidade instalada de 260 MW. Essas unidades geradoras são do tipo turbina pelton devido à altura de queda da água (COSTA, 2017). Além disso, a garantia física, que é calculada pela ANEEL, dessa usina é de 109 MW.

Na década de 1950, a usina GPS foi projetada, levando mais de 5 anos a fase de execução da obra e, além disso, mais 2 anos para implementação dos equipamentos e a rede de transmissão.

Outras características da usina são as seguintes:

- reservatório com capacidade de 1,5 milhões de m³, o equivalente a uma área 16,3 Km²;
- chaminé de equilíbrio com o objetivo de mitigar o efeito da pressão nos túneis;
- o fluxo de água é controlado por uma válvula esférica e pelo injetor de turbina;
- a central subterrânea é formada por 3 cavernas, que apresenta a sala de válvulas

sala de máquinas, subestação, salas de serviços auxiliares e o centro de operações e controle;

- cada turbina tem uma potência de 65 MW e uma velocidade de 426 Km/h;
- 4 transformadores trifásicos de 70 MVA, elevando a tensão de 13,8 kV na saída do gerado para 230 kV na saída da subestação;
- galeria de fuga para o escoamento da água turbinada com 2.200 m de extensão.

3.2 Metodologia para análise de investimento na renovação da concessão da UHE GPS

A usina GPS obteve a renovação da concessão por meio do leilão nº 12/2015. O prazo para concessão após a renovação é de 30 anos. Diante disso e considerando a usina já amortizada, realiza-se o estudo de viabilidade de investimento, que considera a proposta do edital do leilão e de alguns estudos já efetuados dessa mesma usina para modelar o fluxo de caixa livre ao longo dos anos de concessão.

A seguir, apresenta-se o passo a passo do cálculo do fluxo de caixa, ou seja, desde os cálculos das receitas até o lucro líquido e a obtenção do fluxo de caixa livre propriamente dito.

3.2.1 Receitas

O resultado do leilão nº12/2015 apresentou o resultado da Receita a ser obtida para cada empreendimento. Dessa forma, essa receita, ou seja, a RAG é destinada integralmente a usina, pois, de acordo com o contrato, no primeiro ano de concessão, em 2016, a garantia física é totalmente para o ACR. Já a partir do segundo ano de concessão, a destinação é de no mínimo 70% da sua garantia física e o restante pode ser livremente negociada no ACL.

Segundo ANEEL (2015), a Receita anual de geração (RAG) para empreendimentos enquadrados na MP 688 e destacada no contrato de concessão é dada pela Equação 3.1.

$$RAG = (GAG + RBO) \cdot IVI + GAG_{Ampl} \cdot IVI + EU + EC + EO \pm Ajl \quad (3.1)$$

onde:

GAG: Custo da gestão dos ativos de geração, referente a investimentos em melhorias e os custos socioambientais (R\$/ano);

RBO: Retorno da bonificação pela outorga (R\$/ano);

GAG_{Ampl}: Custo da gestão dos ativos de geração devido às ampliações, abrangendo os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização (R\$/ano);

IVI: Índice de variação da inflação, dado pelo IPCA/IBGE;

EU: Encargos de uso do sistema de transmissão ou distribuição (R\$/ano);

EC: Encargos de conexão (R\$/ano);

EO: Outros encargos;

Ajl: Ajuste pela indisponibilidade apurada (R\$/ano).

A RAG a ser paga a usina é referente à garantia física que a UHE disponibilizará no regime de cotas e essa receita advém do resultado do leilão. A TABELA 3 mostra os valores teto da GAG, RBO e RAG para o leilão nº12/2015, que estabelecida pela ANEEL para o certame licitatório.

TABELA 3 – VALORES TETO DE GAG, RBO E RAG ESTABELECIDOS NO LEILÃO PARA A UHE GPS

UHE	GAG-TETO (R\$/ano)	RBO-TETO (R\$/ano)	Preço-teto (R\$/ano)
GPS	45.961.331,11	84.904.463,18	130.865.794,29

FONTE: Adaptado de ANEEL (2015).

Portanto, a receita do primeiro ano é de R\$ 130.865.794,29, conforme o resultado do leilão. A partir do segundo ano, considerou-se 70% e 30% da garantia física para o ACR e ACL, respectivamente. O preço da energia considerada para o ACL é de R\$ 200,00/MWh, que é a média utilizada no mercado livre de energia elétrica. Já para o ACR é calculado a partir do resultado da RAG do 1ª ano de concessão e, de acordo com o contrato de concessão, a partir do 2ª ano de concessão é aplicado uma redução de 30% na receita e acrescenta-se o índice de reajuste pela inflação. Portanto, o cálculo da receita para o ACR e ACL no 2ª ano de concessão é mostrado a seguir, respectivamente:

$$RAG_{ACR} = 130.865.794,29 * 0,7 * 1,045 = R\$ 95.728.328,52$$

$$RAG_{ACL} = 200,00 * 8640 * (0,3 * 109) = R\$ 56.505.600,00$$

Ressaltando que o índice de reajuste anual tanto para o ACR quanto para o ACL é o IPCA, o qual o mercado de energia adota, e o valor considerado é de 4,5% ao ano e para os demais anos só aplicam o reajuste do IPCA e as proporções da garantia física para ACR e ACL permanecem as mesmas a partir do 2ª ano até o fim da concessão. Dessa forma, a TABELA 4 mostra o cálculo da RAG para o 2ª ano de concessão.

TABELA 4 – CÁLCULO DA RAG PARA O 2ª ANO DE CONCESSÃO

AMBIENTE	ACR (70%)	ACL (30%)	TOTAL
Garantia Física (MW)	76,3	32,7	109
Preço da energia (R\$/MWh)	-	200,00	-
Receita (R\$)	R\$ 95.728.328,52	R\$ 56.505.600,00	R\$ 152.233.928,52

FONTE: O Autor (2019).

3.2.2 Impostos

Como a receita anual é superior a R\$78 milhões/ano, o regime utilizado para o calculo dos impostos é o do lucro real. Segundo Junior *et al.* (2009), considerou à alíquota PIS/PASEP de 1,65% com relação à receita bruta. Além disso, a COFINS

apresenta uma alíquota de 7,60% sobre a receita bruta. Dessa forma, a tributação a ser aplicada para a usina de GPS é detalhada na TABELA 5.

TABELA 5 – TRIBUTAÇÃO A SER PAGA POR EMPRESAS ENQUADRADAS NO REGIME DE LUCRO REAL PARA O 1º ANO DE CONCESSÃO DA UHE GPS.

Tributos	% Receita	TOTAL
PIS	1,65%	R\$ 2.159.285,61
COFINS	7,6%	R\$ 9.945.800,37

FONTE: O Autor (2019).

3.2.3 Despesas Operacionais e outras despesas

As despesas operacionais comportam os custos de operação e manutenção (O&M), sobressalentes, seguros, despesas ambientais, tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão (TUSD/TUST), Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH), taxa de fiscalização da ANEEL (TFSEE), pesquisa e desenvolvimento (P&D) e administração.

Os dados referentes a cada custo foi realizado de acordo com Moraes (2010), os dados referente ao custo de operação e manutenção e de aproximadamente 7,5% da receita bruta. Os custos referentes a sobressalentes, seguros e despesas ambientais são 2,1%, 1,5% e 1,3% da receita bruta, respectivamente.

O custo referente à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é considerado aproximadamente R\$5,0/kW.mês, pois segundo Junior *et al.* (2009), que utilizou o valor de R\$ 2,50/kW.mês para o custo de uma PCH, como uma PCH tem desconto de 50% na TUSD, então a TUSD de uma UHE é o dobro.

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH) é definida em 6,75% da geração anual e calculada a partir de uma Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que foi de R\$ 85,26/MWh para o ano de 2015 (JUNIOR *et al.*, 2009).

Os custos para Pesquisa e desenvolvimento (P&D) referem-se à obrigação de aplicação de 1% da receita operacional líquida destinada a P&D do setor elétrico, conforme Lei nº 9.991 de 2000.

E por fim custo referente à Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), que considera o valor de 0,5% do valor do benefício econômico auferido pela concessão (MOURA, 2016).

Resumidamente, a TABELA 6 apresenta os valores de cada custo referente a essas despesas.

TABELA 6 – DESPESAS OPERACIONAIS DO 1ª ANO DE CONCESSÃO

Despesas Operacionais	% Receita	R\$ Anual
O&M	7,5%	R\$ 9.814.934,57
Sobressalentes	2,1%	R\$ 2.748.181,68
Seguros	1,5%	R\$ 1.962.986,91
Despesas Ambientais	1,3%	R\$ 1.701.255,33
TUSD (R\$5/kW.mês)	-	R\$ 15.600.000,00
P&D	1%	R\$ 1.450.454,56
TFSEE	0,5%	R\$ 572.091,64
CFURH		R\$ 5.219.139,74

FONTES: O Autor (2019).

3.2.4 Financiamento

A proporção de investimento adotado no Brasil para empreendimento hidrelétricos é de 70% financiado e 30% de capital próprio. Considerou-se também o prazo para a amortização do investimento como sendo o mesmo da concessão, ou seja, 30 anos.

A taxa atrelada ao financiamento de empreendimento do setor elétrico é a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), segundo Moraes (2010) a TJLP utilizada foi de 6,8%a.a., e, além disso, somam-se outras taxas do mercado que compõe a taxa do financiamento, como risco de crédito e intermediário financeiro. Dessa forma, a Equação (3.2) apresenta a TJLP para o empreendimento.

$$Taxa = TJLP + 0,9\% + \text{Risco Brasil}(1,79\%) + 1,5\% = 10,99\% \quad (3.2)$$

Para cálculo do financiamento considerou-se o Sistema de Amortização Constante (SAC). Para cálculo do SAC, utiliza-se a seguinte Equação (3.3) para obter o valor da amortização (A).

$$A = \frac{SD}{n} \quad (3.3)$$

onde:

SD: Saldo devedor;

n: período de concessão.

O valor da Amortização é constante ao longo de todo o período. Dessa forma, os valores das parcelas são dados pela Equação (3.4).

$$Parcelas = A + J \quad (3.4)$$

onde:

J: Juros.

Como o edital do leilão nº 12/2015 pretendia arrecadar R\$17 bi com as renovações das concessões. Para a usina de GPS o valor a arrecadar pelo governo foi de R\$ 574.826.745,42, que são devolvidos ao empreendedor por meio da RBO. Para esse estudo de caso, o valor de empréstimo no banco é de R\$ 402.378.721,79 (70% financiada). Conforme exposto, o empreendedor fará o empréstimo junto ao banco por uma taxa de 10,99% e recebe a RBO por meio da RAG a ser corrigido pelo IPCA.

Portanto, para o 1^a ano de concessão, têm-se cálculos pra determinação da prestação do financiamento. Para cálculo da Amortização (A) destacada na Equação (3.3).

$$A = \frac{402.378.721,79}{30} = R\$13.412.624,06$$

Além disso, no 1^a ano de concessão o valor da prestação a ser paga devido ao financiamento é destacado a seguir.

$$Prestação = 13.412.624,06 + (402.378.721,79 * 10,99\%) = R\$ 57.634.045,58$$

3.2.5 IRPJ e CSLL

Como a modalidade utilizada é o regime do lucro real, logo a UHE de GPS enquadra-se com o IRPJ de 25% e CSLL de 9%, totalizando 34% e é descontada do lucro antes de imposto de renda (LAIR).

3.2.6 Investimentos em Melhorias

O trabalho de Costa (2017) analisou as intervenções realizadas na UHE de GPS, de maneira que fosse possível a determinação das próximas intervenções ao longo da concessão já renovada. A partir do histórico de intervenções que foram duas, uma após 30 anos e a próxima 11 anos depois, então se calculou o tempo médio para novas intervenções e, assim, encontrar uma estimativa aproximada das próximas intervenções. Dessa forma, de acordo com a estimativa, as intervenções seriam necessárias para os anos de 2023, 2035 e 2045.

Entretanto, como não foi possível a orçamentação planejada ao longo dos anos da concessão para os investimentos em melhorias, então se considerou o montante total dispendido no histórico da concessão e esse valor foi distribuído de maneira uniforme ao longo dos 30 anos da concessão (COSTA, 2017). Portanto, o valor do histórico de investimento em melhorias foi de R\$ 48.493.099,34 que foi dividido em 30 para encontrar o valor a ser aplicado anualmente, que corresponde a R\$ 3.632.976,87.

3.2.7 WACC

O custo ponderado de capital (WACC) é determinado pelo regulador, que considerou o WACC de 9,04% a.a. para as usinas renovadas pela MP 688.

Sabendo o WACC e o custo de capital de terceiros, ou seja, a taxa de financiamento, encontra-se o custo de capital próprio (k_e), que para a UHE de GPS o k_e é de 13,21% ao ano.

3.2.8 Fluxo de Caixa Livre

Para encontrar o valor do fluxo de caixa em cada ano, desconta-se o lucro líquido dos investimentos em melhorias. Porém, para calcular o fluxo de caixa livre, deve-se determinar o valor do fluxo de caixa no valor presente. Por fim, é necessário descontar esse valor presente dos investimentos iniciais e para cada ano, traz o valor do ano anterior e desconta-se desse valor presente.

Para o empreendimento, calcula-se como chegar ao fluxo de caixa livre no 1º ano de concessão. Sabendo-se o lucro líquido do 1º ano de R\$ 14.558.028,08 e o investimento em melhorias destacado anteriormente de R\$ 3.632.976,87, logo o fluxo de caixa (FC) da UHE GPS é calculo seguir:

$$FC = Lucro Líquido - Melhorias = R\$ 10.925.051,21$$

Esse valor é calculado a valor presente (PV) pela seguinte Equação (3.5).

$$PV = \frac{FV}{(1+WACC)^n} \quad (3.5)$$

onde:

FV : Valor do Fluxo de caixa.

n : período do fluxo de caixa.

Conhecendo-se o valor presente, que para o 1ª ano de concessão é de R\$ 10.019.305,95, calcula-se o valor do fluxo de caixa livre (*FCL*), que é a diferença entre o investido e o fluxo de caixa trazido a valor presente. Como os investimentos no ano do leilão são somente os 30%, correspondente ao capital próprio investido, então o *FCL* é destacado a seguir:

$$FCL_{1^{\circ}ANO} = PV - Investimentos = -R\$ 162.428.717,68$$

4 ANÁLISE E RESULTADOS

As análises serão realizadas com base na descrição da metodologia para realizar a análise de viabilidade de investimentos da UHE GPS. Para a análise de resultados terão três cenários: o primeiro cenário é do caso do leilão 12/2015, enquadrado na MP 688, e o segundo cenário é caso a usina pudesse optar pela comercialização de 100% da garantia física no mercado livre de energia e o terceiro cenário é caso a usina opte por disponibilizar toda sua garantia física em cotas para o ACR.

4.1 Cenário 1: UHE GPS renovada pela MP 688.

O cenário 1 é o da UHE GPS propriamente dito, que renovou a concessão por meio da lei 13.203/2015, a qual teve direito a comercialização de 30% da sua garantia física e os 70% fica em cotas do ACR e remuneradas pela RAG.

Como o 1º ano da concessão, a garantia física é destinada integralmente para o ACR, logo a RAG é integral. Já a partir do 2º ano, a RAG é reduzida em 30%, pois a UHE GPS tem a opção de comercializa os 30% da garantia física. Dessa forma, a TABELA 7 mostra os detalhes do fluxo de caixa para o ano do leilão, 1º ano e 2º ano de concessão para a usina em estudo.

TABELA 7 – FLUXO DE CAIXA NOS PRIMEIROS ANOS DE CONCESSÃO NO CENÁRIO 1

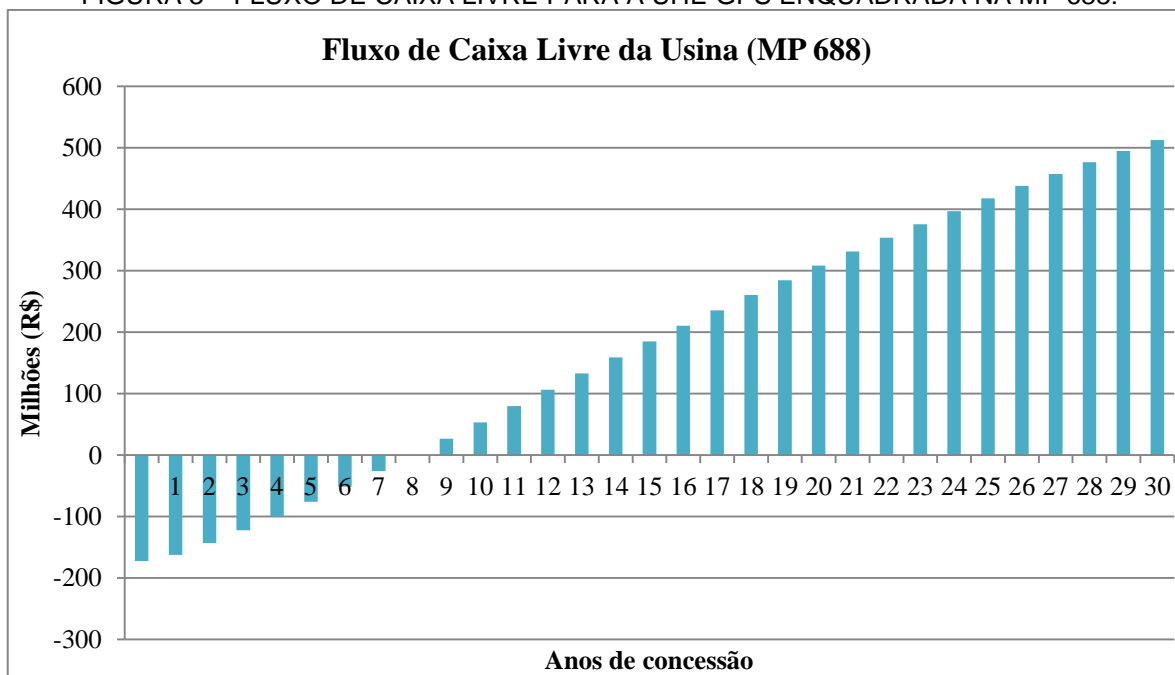
Fluxo de Caixa	Ano do Leilão	1º Ano	2º Ano
RAG + Receita ACL (2º Ano)		130.865.794,29	152.233.928,52
PIS (-)		2.159.285,61	2.511.859,82
COFINS (-)		9.945.800,37	11.569.778,57
Receita líquida		118.760.708,32	138.152.290,13
O&M (-)		9.814.934,57	11.417.544,64
Sobressalentes (-)		2.748.181,68	3.196.912,50
Seguros(-)		1.962.986,91	2.283.508,93
Despesas Ambientais (-)		1.701.255,33	1.979.041,07
TUSD (R\$5/kW.mês) (-)		15.600.000,00	15.600.000,00
P&D (-)		1.450.454,56	1.522.339,29

TFSEE (-)		572.091,64	761.169,64
CFURH (-)		5.219.139,74	5.219.139,74
EBITDA		79.751.223,17	96.172.634,33
Financiamento (+)	402.378.721,79		
Desp. Financeira (Parcelas) (-)		57.634.045,58	56.159.998,20
LAIR		22.117.177,58	40.012.636,13
CSLL (-)		1.990.545,98	3.601.137,25
IRPJ (-)		5.529.294,40	10.003.159,03
Lucro Líquido		14.597.337,20	26.408.339,84
Melhorias (-)		3.632.976,87	3.632.976,87
Investimentos (-)	574.826.745,42		
Fluxo de Caixa	- 172.448.023,63	10.964.360,33	22.775.362,97
Valor Presente		10.055.356,14	19.155.505,69
Fluxo de Caixa Livre	- 172.448.023,63	-162.392.667,49	-143.237.161,80

FONTE: O Autor (2019).

Tendo os detalhes do fluxo de caixa do 1º e 2º ano de concessão, pode-se montar o gráfico do fluxo de caixa ao longo dos anos de concessão, pois a partir do 2º ano só incidem reajuste ao longo dos anos, como já destacado na metodologia. Dessa forma, a FIGURA 3 apresenta o fluxo de caixa acumulado livre ao longo dos 30 anos.

FIGURA 3 – FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA A UHE GPS ENQUADRADA NA MP 688:



FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 3 mostra que o investimento é viável, pois a taxa interna de retorno (TIR) é maior que a Taxa mínima de atratividade, ou custo de capital próprio (Ke). Além disso, o valor presente líquido (VPL) é maior que zero e o playback descontado é de aproximadamente 8 anos, ou seja, o retorno do valor investido é de 8 anos.

4.2 Cenário 2: 100% da garantia física comercializada no ACL.

No cenário 2 100% da energia é comercializada no ACL. A TABELA 8 mostra o fluxo de caixa para o ano do leilão, 1º ano e 2º ano de concessão para a usina em estudo.

TABELA 8 – FLUXO DE CAIXA NOS PRIMEIROS ANOS DE CONCESSÃO NO CENÁRIO 2

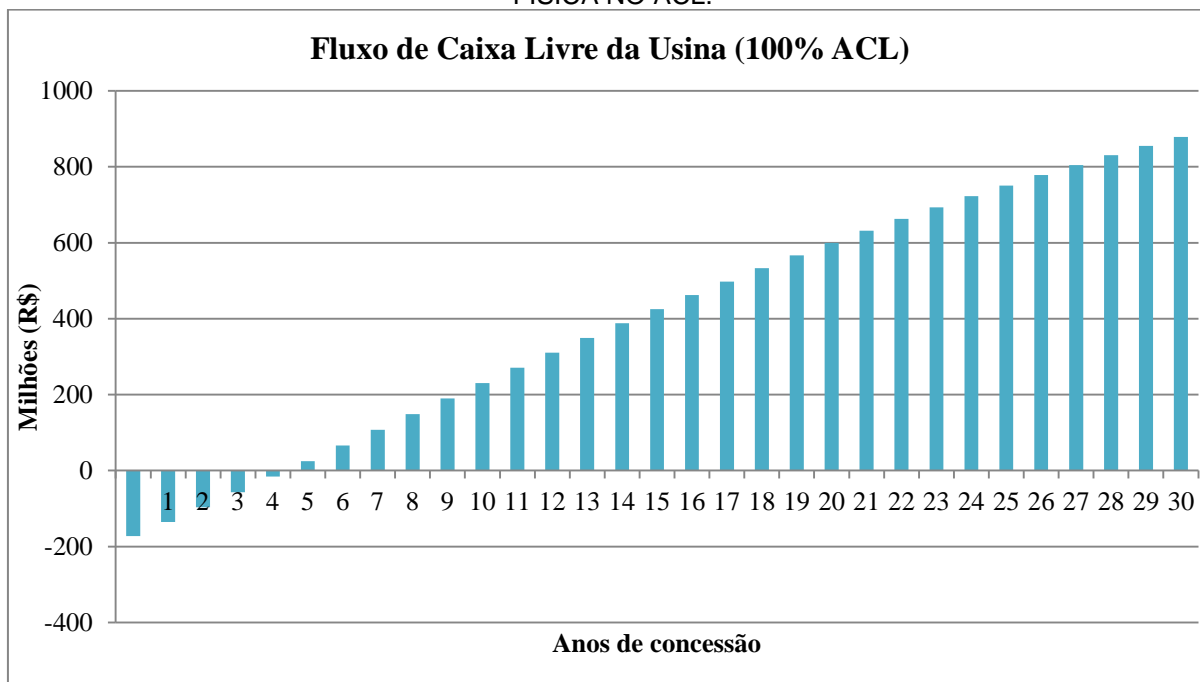
Fluxo de Caixa	Ano do Leilão	1º Ano	2º Ano
RAG + Receita ACL (2º Ano)		188.352.000,00	196.827.840,00
PIS (-)		3.107.808,00	3.247.659,36
COFINS (-)		14.314.752,00	14.958.915,84

Receita líquida		170.929.440,00	178.621.264,80
O&M (-)		14.126.400,00	14.762.088,00
Sobressalentes (-)		2.748.181,68	3.196.912,50
Seguros(-)		1.962.986,91	2.283.508,93
Despesas Ambientais (-)		1.701.255,33	1.979.041,07
TUSD (R\$5/kW.mês) (-)		15.600.000,00	15.600.000,00
P&D (-)		1.450.454,56	1.522.339,29
TFSEE (-)		572.091,64	761.169,64
CFURH (-)		5.219.139,74	5.219.139,74
EBITDA		123.929.372,26	130.443.055,30
Financiamento (+)	402.378.721,79		
Desp. Financeira (Parcelas) (-)		57.634.045,58	56.159.998,20
LAIR		66.295.326,67	74.283.057,10
CSLL (-)		5.966.579,40	6.685.475,14
IRPJ (-)		16.573.831,67	18.570.764,27
Lucro Líquido		43.754.915,60	49.026.817,68
Melhorias (-)		3.632.976,87	3.632.976,87
Investimentos (-)	574.826.745,42		
Fluxo de Caixa	- 172.448.023,63	40.121.938,73	45.393.840,81
Valor Presente		36.795.615,13	38.179.061,16
Fluxo de Caixa Livre	- 172.448.023,63	-135.652.408,50	-97.473.347,34

FONTE: O Autor (2019).

Dessa maneira, a FIGURA 4 destaca o fluxo de caixa livre ao longo dos anos da concessão. Nesse caso, as receitas são todas advindas da comercialização da energia no ambiente livre.

FIGURA 4 – FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA A UHE GPS COMERCIALIZANDO TODA A GARANTIA FÍSICA NO ACL.



FONTE: O Autor (2019).

Portanto, a FIGURA 4 apresenta um investimento viável, pois a TIR é maior que a k_e , o VPL é maior que zero e o payback descontado é de aproximadamente 4,5 anos. Isso mostra que se a UHE pudesse optar pela comercialização de energia no ACL, segundo uma análise apenas com as premissas estabelecidas, seria a melhor opção entre renovar pela MP 688 ou optar por disponibilizar toda garantia física no ACR.

4.3 Cenário 3: 100% da garantia física disponibilizada no ACR.

O cenário com 100% da energia disponibilizada no ACR é detalhado na TABELA 9, que mostra o fluxo de caixa para o ano do leilão, 1º ano e 2º ano de concessão para a usina em estudo. Ressaltando que para ambos os anos, toda a sua garantia física é destinado ao Ambiente regulado para compor as cotas de forma que a remuneração da usina provém integralmente da receita anual de geração (RAG), definida pela ANEEL, para todo o período de concessão.

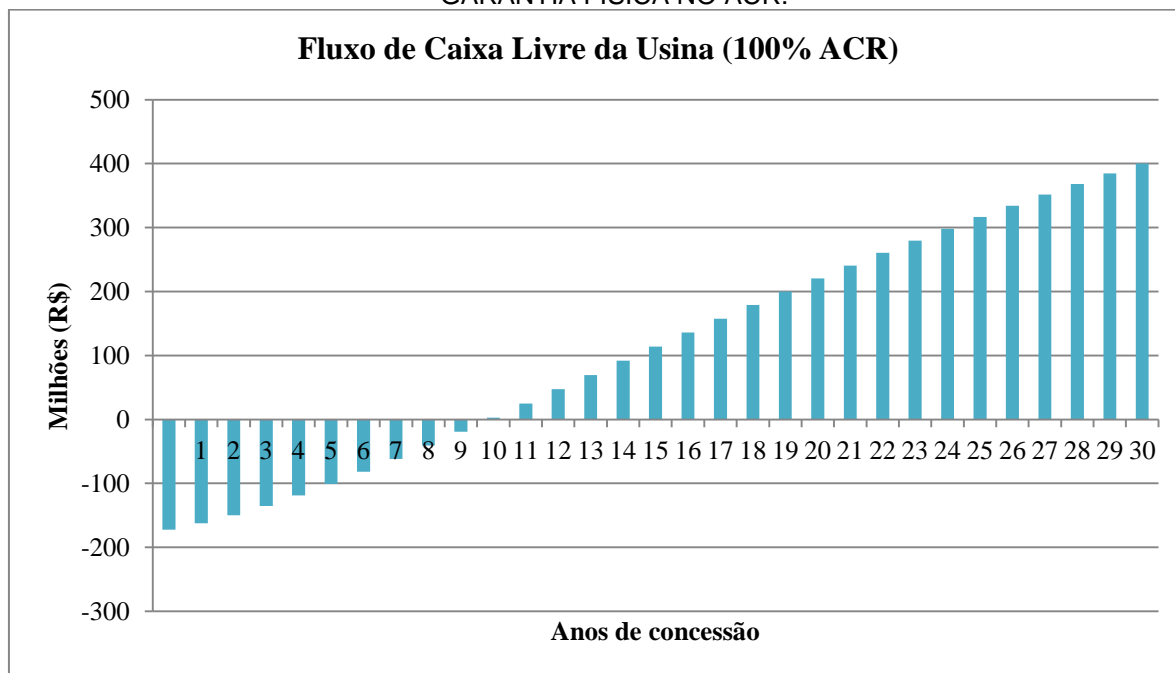
TABELA 9 – FLUXO DE CAIXA NOS PRIMEIROS ANOS DE CONCESSÃO NO CENÁRIO 3

Fluxo de Caixa	Ano do Leilão	1º Ano	2º Ano
RAG		130.865.794,29	136.754.755,03
PIS (-)		2.159.285,61	2.256.453,46
COFINS (-)		9.945.800,37	10.393.361,38
Receita Líquida		118.760.708,32	124.104.940,19
O&M (-)		9.814.934,57	10.256.606,63
Sobressalentes (-)		2.748.181,68	2.871.849,86
Seguros (-)		1.962.986,91	2.051.321,33
Despesas Ambientais (-)		1.701.255,33	1.777.811,82
TUSD (R\$5/kW.mês) (-)		15.600.000,00	15.600.000,00
P&D (-)		1.450.454,56	1.367.547,55
TFSEE (-)		572.091,64	683.773,78
CFURH (-)		5.219.139,74	5.219.139,74
EBITDA		79.751.223,17	84.276.889,50
Financiamento (+)	402.378.721,79		
Desp. Financeira (Parcelas) (-)		57.634.045,58	56.159.998,20
LAIR		22.117.177,58	28.116.891,30
CSLL (-)		1.990.545,98	2.530.520,22
IRPJ (-)		5.529.294,40	7.029.222,82
Lucro Líquido		14.597.337,20	18.557.148,26
Melhorias (-)		3.632.976,87	3.632.976,87
Investimentos (-)	574.826.745,42		
Fluxo de Caixa	- 172.448.023,63	10.964.360,33	14.924.171,39
Valor Presente		10.055.356,14	12.552.162,19
Fluxo de Caixa Livre	- 172.448.023,63	-162.392.667,49	-149.840.505,30

FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 5 apresenta o fluxo de caixa livre ao longo dos 30 anos da concessão. Ressalta-se que, nesse caso, as receitas são todas advindas da RAG, considerando que a usina disponibilize integralmente sua garantia física para as cotas no ACR.

FIGURA 5 – FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA A UHE GPS SE DISPONIBILIZA-SE TODA A GARANTIA FISICA NO ACR.



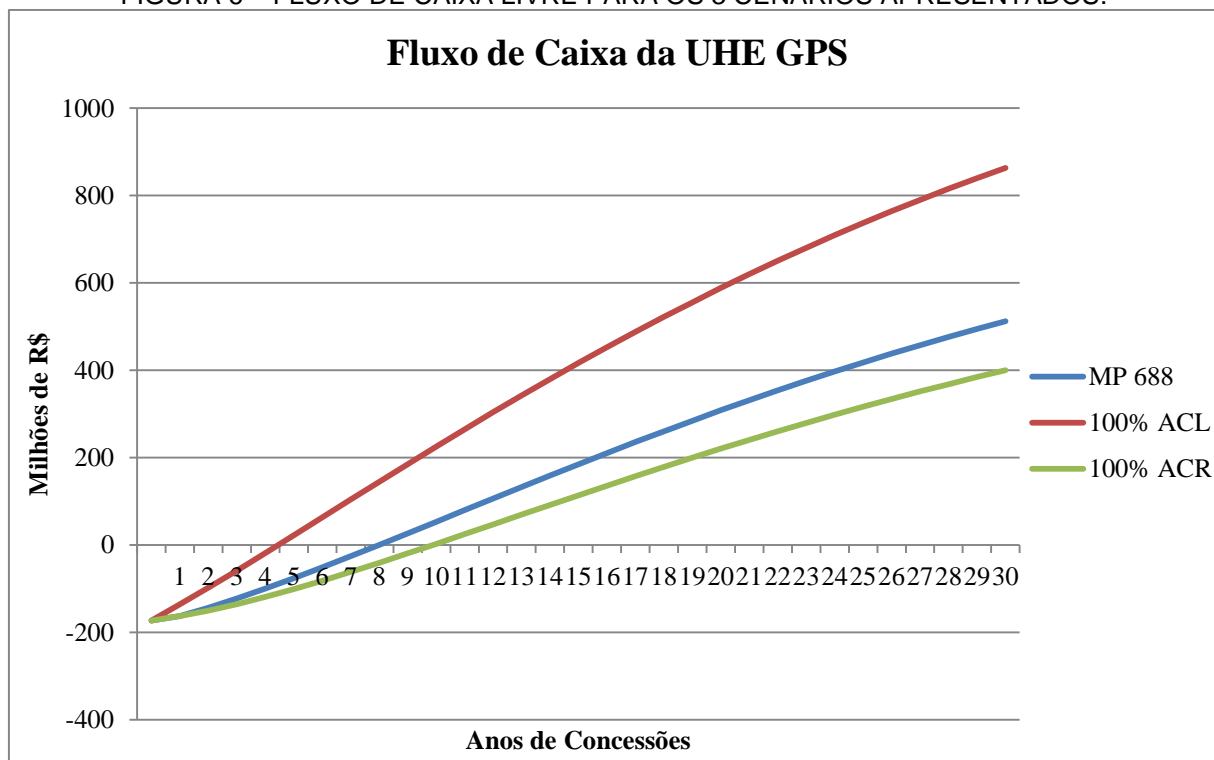
FONTE: O Autor (2019).

Dessa forma, esse cenário mostra que o investimento é viável, pois a TIR é maior que a k_e , o VPL é maior que zero e o payback descontado é de aproximadamente 10 anos. Isso mostra que se a UHE GPS optasse pela disponibilização total da sua garantia física no ACR, seria a pior opção, dentre os 3 cenários, analisando-se somente com as premissas desse estudo de caso.

4.4 Comparação dos Cenários.

Após obtidos os fluxos de caixa livre dos 3 cenários, pode-se compara-los para uma análise mais detalhada. A FIGURA 6 ilustra os fluxos de caixa dos 3 cenários, como os cenários estão com os mesmos prazos, pode-se avaliar previamente a partir dos fluxos de caixa qual é a melhor opção para o investidor da UHE GPS.

FIGURA 6 – FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA OS 3 CENÁRIOS APRESENTADOS.



FONTE: O Autor (2019).

Conforme a FIGURA 6, a melhor opção para o investidor seria caso pudesse comercializar integralmente a energia gerada no ACL, porém, dentre os 3 cenários analisados, os únicos possíveis, de acordo com a legislação da MP 688, seriam os cenários 1 e 3. Dessa maneira, apesar do cenário 2 apresentar a melhor alternativa para escolha do empreendedor, o cenário 1 (MP 688) é a melhor opção dentre ambas as alternativas que são possíveis pela legislação.

Além da comparação pelos fluxos de caixa, podem-se avaliar os resultados conforme valores obtidos para a TIR, o VPL e o payback descontado. Dessa forma, a TABELA 10 mostra os valores de TIR, VPL e payback para os 3 cenários.

TABELA 10 – RESULTADO DA ANÁLISE E VIABILIDADE PARA OS 3 CENÁRIOS

Análise	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
VPL	R\$ 3.088.659.909,02	R\$ 4.416.639.090,56	R\$ 2.637.820.674,21
TIR	22,63%	33,51%	19,77%
Payback Descontado	8 anos	4,45 anos	9,88 anos

FONTE: O Autor (2019).

Segundo a TABELA 10, todas as análises de viabilidade de investimentos destacam que a melhor opção é o cenário 2, comercialização integral no ACL, porém esse cenário não era uma possibilidade no momento em que ocorreu o leilão nº 12/2015 para a renovação da concessão da UHE GPS, pois no edital do leilão a usina tinha discricionariedade para optar pela comercialização de sua energia em até 30% da garantia física.

Embora, a partir da análise puramente de fluxo de caixa, a melhor opção seja a comercialização da energia de 30% da garantia física no ACL, não implica que, diante do contexto mais complexo do setor elétrico, essa seja a melhor opção que a destinação de 100% da garantia física no ACL.

Portanto, essa análise puramente de fluxo de caixa não basta para decidir qual dos cenários é a melhor opção no momento da renovação da concessão. Isto é, caso a usina pudesse optar por não disponibilizar as cotas no ACR, quais seriam as consequências do empreendimento.

Primeira consequência de não se enquadrar na renovação pela MP 688 seria que a UHE teria que arcar com todo o risco hidrológico. Apesar de não ter sido considerado no estudo, tem acarretado um grande impacto financeiro nas usinas que estão no mecanismo de realocação de energia (MRE).

Outra consequência é o custo de capital de terceiros que apresentaria um custo maior para o empreendedor fazer a aquisição junto ao banco devido a um risco maior associado ao ACL frente ao ACR. Além disso, o financiamento apresenta maiores dificuldades ou maiores custos associado, devido aos contratos do ACL apresentarem prazos de vigências menores se comparados ao ACR.

5 CONCLUSÃO

5.1 Considerações Finais

A maior regulação do setor de geração de energia trouxe muitos receios para o mercado, principalmente após a MP 579. De forma que o governo promulgou a MP 688 que apresentou regras mais brandas e acrescentou a GAG-melhorias para remunerar os agentes geradores hidráulicos.

Dessa forma, o estudo de caso da UHE GPS, que obteve a renovação da concessão pela MP 688, apresentou a metodologia para obter o fluxo de caixa. Os resultados para a UHE do estudo foram positivos para o investidor, pois, de acordo com a análise e viabilidade da UHE, a renovação da concessão é viável, pois o VPL é positivo e a TIR maior que a taxa mínima de atratividade.

Além disso, os resultados do fluxo de caixa livre dos demais cenários também se mostraram positivo para o investidor, pois mesmo que o empreendedor disponibilize toda sua garantia física para o ambiente regulado, ainda assim os ganhos são expressivos para esses cenários.

Portanto, concluímos que dado essa análise do fluxo de caixa livre ao longo dos anos de concessão, pode subsidiar a tomada de decisão do investidor no momento de realização do leilão.

Porém, deve ser considerado esse resultado uma primeira análise do leilão, pois como o setor de geração de energia apresenta outras peculiaridades. Portanto, analisar mais fatos que tenham um impacto relevante no fluxo de caixa ao longo da concessão. Isto é, incorporar o risco hidrológico e o custo real para empréstimo junto aos bancos dado os diferentes cenários.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

- Dados o estudo de caso e os fluxos de caixa para cada cenário, incorpore-se os riscos hidrológicos da UHE, principalmente o impacto com relação ao ajuste MRE; e

- Podem ser incorporados o custo de capital de terceiros para os diferentes cenários.

6 BIBLIOGRAFIA

ANEEL. **ANEEL aprova aprimoramentos no contrato de concessão da UHE Porto Primavera**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/home>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

CCEE. **Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear**. 2017. Disponível em:

<[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/067/documento/23_-_regime_de_cotas_de_garantia_fisica_e_energia_nuclear_2017.1.0_\(jan-17\)_-_minuta.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/067/documento/23_-_regime_de_cotas_de_garantia_fisica_e_energia_nuclear_2017.1.0_(jan-17)_-_minuta.pdf)>. Acesso em: 04 abr. 2019.

COSTA, C. D. **Metodologia de Avaliação de Investimentos em Melhorias e Eficiência de Empreendimentos Amortizados de Geração para Mitigar a Indisponibilidade das Usinas**, 2017. Instituto de tecnologia para o desenvolvimento – lactec.

DUTRA, J.; KAERCHER, G.; AMORIM, L. **O mosaico do risco hidrológico e seus impactos no mercado**. Valor Econômico, 2017.

ECCO, J. M. **Ordem Econômica e Energia: Entre a Teoria e a Prática na Geração de Energia Elétrica**, 2018. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

FARIA, D. M. C. **Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica: Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo**, 2016. Universidade de São Paulo.

FREIRE, Wagner. **Lei 13.203: Menos riscos para G&T, mais insegurança para as distribuidoras**. 2015. Disponível em: <<https://canalenergia.com.br/noticias/4928408/lei-13203-menos-riscos-para-gt-mais-inseguranca-para-as-distribuidoras>>. Acesso em: 05 abr. 2019.

JUNIOR, M. F. S. *et al.* **Análise Econômico-Financeira de Usinas Hidrelétricas: Um Estudo sobre a Sensibilidade em Relação às Variáveis que são Passíveis de Controle pelos seus Empreendedores**. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2009.

MARQUES, P. A. **Os impactos da MP 579, convertida na lei 12.783, nos investimentos em geração de energia elétrica**, 2014. Fundação Getulio Vargas.

MARTINIANO NETO, Urias. **As principais disposições do Decreto nº 9.271, de 2018**. 2018. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53050053/as-principais-disposicoes-do-decreto-no-9-271-de-2018>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Energia Diagnósticos e propostas para o setor**. 2018.

MORAES, B. Z. **Análise Econômico-Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH)**, 2010.

MOURA, F. F. D. M. **Análise de Projetos de Infraestrutura com a Fronteira de Média-Variância: O Caso dos Riscos de Atraso e Licenciamento Ambiental em Linhas de Transmissão e Projetos de Geração de Energia Elétrica no Brasil**, 2016. Fundação Getulio Vargas.

NASCIMENTO, Luciano. **Presidente em exercício assina decreto que facilita privatização de elétricas**. 2018. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-01/presidente-em-exercicio-assina-decreto-que-facilita-privatizacao-de>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

TCU. **Nova outorga da UHE Porto Primavera deve ser de ao menos R\$ 1,33 bi, diz TCU**. 2018. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/nova-outorga-da-uhe-porto-primavera-deve-ser-de-ao-menos-r-1-33-bi-diz-tcu.htm>>. Acesso em: 08 abr. 2019.

TENAGLIA, G. C. **Usina Hidrelétricas Cotistas: aspectos técnico e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado**. 2017.
