

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELA MELGAÇO CORRÊA DA SILVA

**SUPRIMENTO DE ENERGIA NO HORÁRIO DE PONTA PARA  
GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA:  
ESTUDO DE CASO NA UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA,  
CAMPUS VIÇOSA**

VIÇOSA

2021

MARCELA MELGAÇO CORRÊA DA SILVA

**SUPRIMENTO DE ENERGIA NO HORÁRIO DE PONTA PARA  
GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA:  
ESTUDO DE CASO NA UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA,  
CAMPUS VIÇOSA**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como pré-requisito na  
disciplina de Projeto de Engenharia II.

Orientador: Professor Delly Oliveira Filho

Coorientador: Eng. Eletricista Heitor  
Sampaio Guimarães

VIÇOSA

2021

**MARCELA MELGAÇO CORREA DA SILVA**

**SUPRIMENTO DE ENERGIA NO HORÁRIO DE PONTA PARA  
GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA:  
ESTUDO DE CASO NA UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA,  
CAMPUS VIÇOSA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 21 de Maio de 2021.

**COMISSÃO EXAMINADORA**

*Delly Oliveira Filho*

---

**Prof. Dr. Delly Oliveira Filho - Orientador**  
Universidade Federal de Viçosa

---

**Mestrando Heitor Sampaio Guimarães - Coorientador**  
Universidade Federal de Viçosa

---

**Prof. Dr. Mauro de Oliveira Prates - Membro**  
Universidade Federal de Viçosa

---

**Mestrando Leandro Gonçalves de Bem - Membro**  
Universidade Federal do Viçosa

Este trabalho foi financiado pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig-D) e pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - P&D regulado pela ANEEL, no âmbito do projeto "D0638 - Análise da Viabilidade da Energia Fotovoltaica no Brasil em Face do Marco Regulatório da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro - Aneel RN 482/12", com bolsa de iniciação científica, coordenado pela Universidade Federal de Viçosa em parceria com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

O presente Trabalho de Conclusão de Curso é fruto de um estudo mais amplo em conjunto com o Mestrando Heitor Sampaio Guimarães, e os resultados deste estão presentes no segundo capítulo técnico de sua Dissertação de Mestrado em Engenharia Agrícola com o título: “ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA: LEGISLAÇÃO, GERAÇÃO NA PONTA E INDEPENDÊNCIA ENERGÉTICA COMO EXTERNALIDADE”

*Dedico este Trabalho de Conclusão de Curso à Silvânia Melgaço da Silva, pedagoga, especializada em psicopedagogia, mestranda em Gestão educacional e minha mãe. Mulher guerreira, trabalhadora, forte e resiliente que me inspira todos os dias com seu exemplo.*

## **Agradecimentos**

A Deus, pois Ele tem me sustentado dia após dia, dando-me forças para superar todos os desafios.

Aos meus pais, Alonso e Silvânia, por sempre apoiarem minhas decisões, investirem tempo e dinheiro, proporcionando-me as melhores experiências da vida.

Às minhas irmãs, Isabela e Maria Tereza, por compartilharem a vida comigo, sempre torcendo por mim e desejando o meu melhor.

Aos meus avós maternos, José e Norma, às minhas madrinhas Tita e Ceição e aos meus tios e primos pelo amor e carinho direcionados a mim.

Às minhas amigas do Grupo Sempre 8, que a distância não foi capaz de enfraquecer os laços.

À minha amiga de infância Maysa Alves Cota Araújo, que irá compartilhar essa profissão comigo.

À Universidade Federal de Viçosa, *campus* Viçosa, por haver proporcionado uma experiência acadêmica indescritível.

Aos professores, técnicos e servidores do Departamento de Engenharia Elétrica (DEL-UFV), em especial ao professor Mauro Prates, por ser esse exemplo de coerência e empatia.

Aos companheiros da ELT15 e meus queridos calouros da ELT16 pela união durante todo o tempo da graduação.

Aos meus amigos, Keila, Israel e Ana Flávia, que sempre estiveram ao meu lado, me apoiando e dando suporte nos momentos difíceis e celebrando nos momentos felizes.

Ao Lucas Jonys, pessoa ímpar que nunca mediu esforços para me ajudar e que me ensinou muito sobre as matérias e sobre a vida.

Ao Heitor, coorientador deste Trabalho de Conclusão de Curso, além de companheiro de pesquisa. Grande engenheiro eletricitista que me ensinou muito sobre a profissão e sobre trabalhos científicos.

Ao Professor Delly, orientador deste Trabalho de Conclusão de Curso, por toda ajuda prestada e experiência compartilhada.

À diElétrica, empresa júnior de Engenharia Elétrica da UFV, e todos os amigos que conquistei durante meus 3 anos de trabalho.

A todos amigos do Garras Cheerleading, Basquete Feminino e diretoria da AAAE-UFV, grupos que compartilharam comigo as melhores experiências da graduação.

Ao UFV Baja Pererecas por todo aprendizado e experiências vividas. Em especial ao grupo da Elétrica e Eletrônica TOP1 da competição Baja SAE-2019, Daniel, Letícia, Kewvyn e Mateus.

Ao grupo Embaixadores-UFV pelas experiências incríveis e desafiadoras de troca de culturas.

A todos os irmãos da Igreja do Evangelho Quadrangular Matozinhos I por estarem sempre orando por mim e desejando o meu melhor. Em especial ao Pastor José da Dores Braz, à Pastora Maria das Neves e à Pastora Nilce Braz, por serem grandes líderes, verdadeiros exemplos para todos os membros.

Aos meus companheiros de corporação, em especial aos meus chefes Ícaro Braga e Túlio Corrêa pela oportunidade de fazer parte da família DOC Solar.

*1 Samuel 7:12 b "Até aqui nos ajudou o SENHOR."*

## Resumo

O aumento do consumo de energia elétrica no último século decorre da busca por melhoria na qualidade de vida da população, já que o acesso à energia elétrica permite dispor de meios de comunicação, melhores serviços de saúde e educação, automação e otimização de processos agrícolas e industriais, além de conforto para as residências. Objetivando evitar picos de demanda, a Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu as modalidades tarifárias horárias que diferenciam o valor da tarifa de acordo com as horas do dia. Nos horários de pico de demanda, os custos para os consumidores são mais altos, levando-os a buscar soluções para a redução dos valores pagos na fatura de energia elétrica. Nesse contexto, os sistemas de suprimento de energia são uma estratégia para grandes consumidores, já que fornecem uma maior autonomia e permitem a modulação do consumo. Os seguintes sistemas foram simulados e comparados em relação ao perfil de consumo da Universidade Federal de Viçosa, *campus* Viçosa: (i) grupo gerador a diesel; (ii) banco de baterias eletroquímicas com: (a) carregamento por meio da energia da concessionária, (b) carregamento por meio de geração fotovoltaica; (iii) pequena central hidrelétrica reversível; e (iv) energia incentivada de biogás. Realizou-se a avaliação da viabilidade econômica utilizando os seguintes indicadores: valor presente líquido (VPL), *payback* econômico (PBE) e custo nivelado de energia (LCOE). Os resultados apresentaram que existe viabilidade econômica no grupo gerador a diesel, na pequena central hidrelétrica reversível e na contratação de energia incentivada de biogás. A curto prazo, a contratação de energia incentivada de biogás é a melhor opção visto que o investimento inicial é quase nulo, porém, a longo prazo, o grupo gerador a diesel e a hidrelétrica reversível são as melhores escolhas já que fornecem independência energética durante o horário de ponta e possibilidade de operação durante momentos de contingência. O armazenamento em banco de baterias de íon-lítio não apresentou viabilidade em nenhuma das duas formas de carregamento.

**PALAVRAS-CHAVE:** sistemas armazenamento de energia, geração a diesel, banco de baterias de íon-lítio, sistema fotovoltaico *grid-tie*, pequena central hidrelétrica reversível, biogás.

## Abstract

The increase of electrical energy consumption in the last century originates from the search for better life quality of the population, since the access to electrical energy allows disposing means of communication and better health and education services, automation and optimization of agricultural and industrial processes, as well as comfort for homes. In order to avoid peaks of demand, the National Electric Energy Agency established the hourly tariff modalities that differentiate the tariff value according to the hours of the day. At peak demand times, costs for consumers are higher, leading them to seek solutions to reduce the electricity bill. On this basis, energy supply systems are a strategy for large consumers, as they provide greater autonomy and allow consumption modulation. The following systems were simulated and compared to the consumption profile of the Federal University of Viçosa, Viçosa campus: (i) diesel generator set; (ii) electrochemical battery bank with: (a) charging through the concessionaire's energy, (b) charging through photovoltaic generation; (iii) small reversible hydroelectric plant; and (iv) biogas energy. An economic viability assessment was carried out using the following indicators: net present value (NPV), economic payback (EPB) and levelized cost of energy (LCOE). The results showed that there is economic viability in the diesel generator set, the small reversible hydroelectric plant and in the biogas energy. In short term, hiring biogas energy is the best option once the initial investment is almost nil, however, in long term, the diesel generator set and the reversible hydroelectric are the best choices since they provide energy independence during peak hours and operation possibility during contingency moments. Storage in lithium-ion battery bank was not viable in either form of charging.

**KEYWORDS:** energy storage systems, diesel generation, lithium-ion battery bank, grid-tie photovoltaic system, small reversible hydroelectric plant, biogas.

## Lista de figuras

Figura 1 - Quantidade anual de conexões de unidades geradoras de até 5.000kW no Brasil.....	15
Figura 2 - Quantidade anual de conexões de unidades geradoras solares fotovoltaicas de até 5.000kW no Brasil.....	15
Figura 3 - Eficiência no ciclo de carga e descarga <i>versus</i> números de ciclos de carga e descarga.....	16
Figura 4 - Tempo de descarga <i>versus</i> potência instalada.....	17
Figura 5 - Esquema de operação de uma hidrelétrica reversível.....	23
Figura 6 - Esquema de operação de uma bateria eletroquímica.....	24
Figura 7 - Esquema de produção de biogás e biofertilizante.....	25
Figura 8 - Ciclos de carga e descarga <i>versus</i> profundidade de descarga para as baterias de íon-lítio.....	28
Figura 9 - Localização do reservatório superior e do lago de captação.....	33
Figura 10 - Relação entre a geração e o consumo mensais por propriedade....	38
Figura 11 - Consumo durante o horário de ponta de janeiro/2010 a dezembro/2019.....	42
Figura 12 - Curva de carga da Universidade Federal de Viçosa em um dia útil.	43

## Lista de tabelas

Tabela 1 - Preço médio de revenda aplicado à Viçosa em 2019.....	27
Tabela 2 - Irradiação solar diária média em Viçosa/MG.....	30
Tabela 3 - Custos de construção para sistemas de armazenamento hidráulico	37
Tabela 4 - Características energéticas das propriedades suinocultoras.....	38
Tabela 5 -Tarifa média aplicada pela CEMIG-D ao subgrupo A4 em 2019.....	43
Tabela 6 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do grupo gerador a diesel.....	44
Tabela 7 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do banco de baterias.....	45
Tabela 8 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do carregamento por meio da rede.....	45
Tabela 9 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do carregamento por meio de usina fotovoltaica.....	46
Tabela 10 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados da pequena central hidrelétrica reversível.....	47
Tabela 11 - Resumo dos parâmetros econômicos da contratação de energia incentivada de biogás.....	48
Tabela 12 - Indicadores econômicos para investimento em sistemas de suprimento.....	48

## Lista de siglas e abreviaturas

**a.a.:** ao ano

**AC:** Ar comprimido

**ACL:** Ambiente de Contratação Livre

**ACR:** Ambiente de Contratação Regulada

**ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica

**BF:** Baterias de fluxo

**CC:** Células combustíveis

**CCEE:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

**CEMIG-D:** Companhia Energética de Minas Gerais S.A Distribuição

**CH<sub>4</sub>:** Metano

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de carbono

**DEA:** Departamento de Engenharia Agrícola

**GC:** Geração centralizada

**GD:** Geração distribuída

**GLP:** Gás liquefeito de petróleo

**GMG:** Grupo moto gerador

**GN:** Gás natural

**HFP:** Horário fora de ponta

**HP:** Horário de ponta

**IEA:** *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

**kWh:** QuiloWatt-hora

**LABREN:** Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia

**LCOE:** *Levelized cost of energy* (custo nivelado de energia)

**Li-ion:** Baterias de íon-lítio

**N<sub>2</sub>:** Nitrogênio

**Na-S:** Baterias de sódio-enxofre

**Ni-Cd:** Baterias de níquel-cádmio

**ONS:** Operador Nacional do Sistema Elétrico

**Pb-A:** Baterias de chumbo-ácido

**PBE:** *Payback* econômico

**PCH:** Pequena central hidrelétrica

**PCHR:** Pequena central hidrelétrica reversível

**PH:** Potencial hidráulico

**SAE:** Sistema de armazenamento de energia

**SCA:** Supercapacitores

**SCO:** Supercondutores

**SIN:** Sistema Interligado Nacional

**TMA:** Taxa mínima de atratividade

**UC:** Unidade consumidora

**UFV:** Universidade Federal de Viçosa

**UHE:** Usinas hidrelétricas de energia

**UHER:** Usina hidrelétrica reversível

**VI:** Volante de inércia

**VPL:** Valor presente líquido

**Zn-ar:** Baterias de metal-ar

## Sumário

1	Introdução.....	14
1.1	Objetivos geral e específicos.....	18
1.2	Estrutura do trabalho.....	19
2	Revisão bibliográfica.....	19
2.1	Concessionária de distribuição.....	19
2.1.1	Tipos de fornecimento.....	19
2.1.2	Ambiente de contratação livre (ACL).....	20
2.1.3	Ambiente de contratação regulada (ACR).....	20
2.2	Geradores a diesel.....	21
2.3	Armazenamento hidráulico.....	22
2.4	Baterias eletroquímicas.....	24
2.5	Biodigestores.....	24
3	Materiais e Métodos.....	25
3.1	Estudo de caso.....	25
3.2	Sistemas de suprimento.....	26
3.2.1	Geradores a diesel.....	26
3.2.2	Banco de baterias eletroquímicas.....	27
A.	Carregamento com energia da concessionária.....	30
B.	Carregamento com geração fotovoltaica.....	30
3.2.3.	Armazenamento hidráulico.....	33
3.2.4.	Armazenamento em biodigestores.....	37
3.3	Análise de viabilidade econômica.....	39
4	Resultados e discussão.....	42
4.1	Estudo de caso.....	42
4.2	Sistemas de suprimento.....	43
4.2.1	Geradores a diesel.....	43
4.2.2	Banco de baterias eletroquímicas.....	44
A.	Carregamento com energia da concessionária.....	45
B.	Carregamento com geração fotovoltaica.....	45
4.2.3.	Armazenamento hidráulico.....	46
4.2.4.	Armazenamento em biodigestores.....	47
4.3	Análise de viabilidade econômica.....	48
5	Conclusão.....	50
	Referências Bibliográficas.....	52

## 1. Introdução

A energia elétrica é um bem de consumo essencial para o desenvolvimento de uma sociedade (KIN; SUHARTO; DAIM, 2017). Ter acesso a esse bem aumenta a qualidade de vida da população, já que é possível dispor de meios de comunicação, além de melhores serviços de saúde e educação, possibilita a automação e otimização de processos agrícolas e industriais, além de aumentar o conforto nas residências (RITCHIE; ROSER, 2014).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA), de 1990 até 2018, o consumo de energia elétrica no mundo cresceu em média 2,97% a.a., aumentando de 10.897,9 TWh para 24.738,9 TWh (IEA, 2020).

Esse crescimento no consumo provoca uma grande necessidade de investimentos em expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Essa situação é agravada pela oscilação do consumo ao longo do dia, uma vez que um pico de demanda em certas horas leva à necessidade de uma expansão em todo o sistema (ANDRADE et al., 2020). A complexidade aumenta ainda mais em um sistema elétrico como o brasileiro, que é composto por cerca de 2.005 usinas de energia elétrica, além da geração distribuída, interconectadas por mais de 141.756 km de linhas de transmissão (ONS, 2019; CCEE, 2020).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro sempre apresentou a característica de ser um sistema majoritariamente com geração centralizada (GC), cuja energia é gerada em grandes usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas, e enviada de acordo com a demanda instantânea para as mais de 80 milhões de unidades consumidoras (UCs) do país (ANEEL, 2017). Contrastando com esse histórico, nos últimos anos o Brasil apresentou um rápido crescimento na geração distribuída (GD), que é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2021a).

Conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), apresentados na Figura 1, nota-se um aumento exponencial na quantidade de conexões de unidades geradoras com potência instalada até 5.000kW mesmo durante a recessão de 2014 a 2019 e a pandemia. Isso ocorre pois, desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que versa sobre a geração distribuída de energia elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua

própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição da concessionária da sua localidade (ANEEL, 2012; ANEEL, 2021a). A energia consumida é compensada por essa energia injetada à rede, modelo conhecido, no idioma inglês, como *net energy metering* (SERGICI et al., 2019).

Figura 1 - Quantidade anual de conexões de unidades geradoras de até 5.000kW no Brasil



Fonte: (ANEEL, 2021b).

De acordo com a ANEEL, a grande maioria dessa GD é advinda de fontes renováveis intermitentes, principalmente a solar fotovoltaica, como mostra a Figura 2, fonte de energia que apresenta potencial de geração diferente ao longo das horas do dia.

Figura 2 - Quantidade anual de conexões de unidades geradoras solares fotovoltaicas de até 5.000kW no Brasil



Fonte: (ANEEL, 2021b).

Esse incremento na geração com fontes intermitentes, o desenvolvimento das chamadas *smart grids* (redes inteligentes) que possibilitam a medição bidirecional de energia, além da abertura do mercado de energia para agentes externos com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) vêm dando ao consumidor a possibilidade de decidir a forma mais econômica e eficiente de utilizar a energia elétrica. É nesse contexto que surge a necessidade de aplicação dos sistemas de armazenamento de energia (SAEs) (BUTT; ZULQARNAIN; BUTT, 2020).

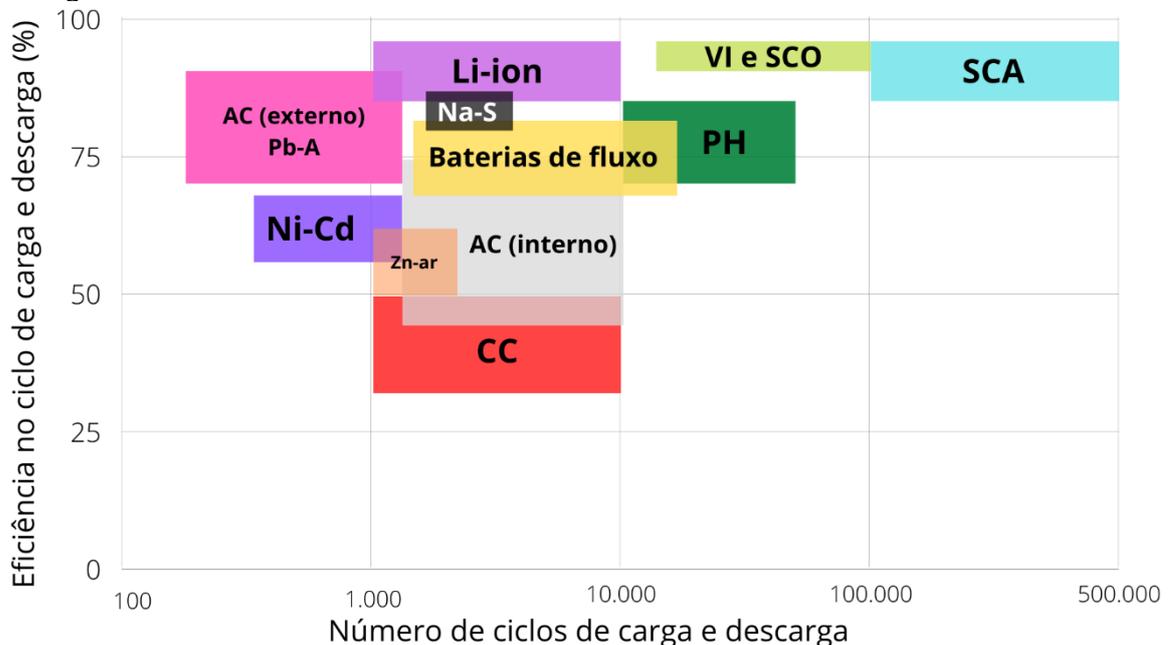
Os sistemas de armazenamento, em geral, durante o processo de carga, convertem energia elétrica em outra forma de energia armazenável, podendo ser

mecânica, térmica, química, eletroquímica e híbrida. E, durante o processo de descarga, a energia armazenada é novamente transformada em energia elétrica. Existem várias tecnologias de armazenamento disponíveis atualmente no mercado, cada uma delas com o seu cenário ideal de aplicação de acordo com suas características (BUENO; BRANDÃO, 2016).

Sabihuddin, Kiprakis e Mueller (2015) e Nadeem et al. (2019) realizaram uma comparação entre diferentes tecnologias utilizadas para armazenamento de energia, como: potencial hidráulico (PH), volante de inércia (VI), ar comprimido (AC) com armazenamento interno e externo, supercapacitores (SCA), supercondutores (SCO), células combustíveis (CC), baterias de chumbo-ácido (Pb-A), baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd), baterias de íon-lítio (Li-ion), baterias de sódio-enxofre (Na-S), baterias de metal-ar (Zn-ar) e baterias de fluxo (BF).

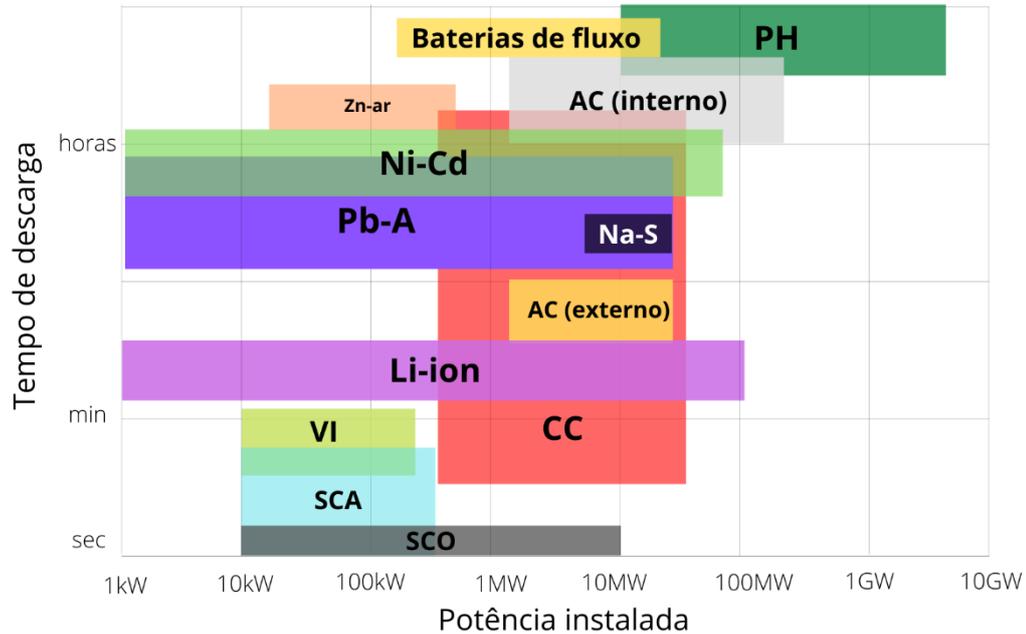
As Figuras 3 e 4 apresentam uma comparação entre as diversas tecnologias em termos de eficiência e números de ciclos de carga e descarga e de acordo com o tempo de descarga e a potência instalada, respectivamente. Com tais informações pode-se decidir qual o método de armazenamento de energia mais adequado para cada aplicação (NADEEM et al., 2019).

Figura 3 - Eficiência no ciclo de carga e descarga *versus* números de ciclos de carga e descarga



Fonte: (NADEEM et al., 2019).

Figura 4 - Tempo de descarga versus potência instalada



Fonte: (NADEEM et al., 2019).

No Brasil, as unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, são caracterizadas pela tarifa binômia, ou seja, possuem diferentes tarifas ao longo do dia para a demanda contratada de disponibilidade da concessionária e para o consumo. Isto deve-se ao fato de que a ANEEL, com o intuito de evitar grandes investimentos em infraestrutura na rede elétrica e promover uma homogeneização do consumo ao longo do dia, estabelece uma diferenciação entre horário de ponta (HP) e horário fora de ponta (HFP), sendo o primeiro composto por 3 horas consecutivas diárias determinadas pela concessionária local, excluindo finais de semana e feriados. Durante esse período, devido à alta demanda, uma infraestrutura mais robusta e de alto valor aquisitivo deve ser disponibilizada pela distribuidora de energia. Estrutura esta que, durante o HFP, permanece ociosa, representando custos adicionais aos consumidores (ANEEL, 2010).

Para esses grandes consumidores de energia os SAEs podem ser uma solução para a redução do consumo durante o HP e, conseqüentemente, reduzir o valor das faturas de energia elétrica, além de servir de *backup* em caso do não fornecimento pela concessionária (PEREIRA et al., 2017). Tais sistemas também podem ser

utilizados para a adesão ao programa de Resposta da Demanda desenvolvido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que ainda está em sua versão piloto e tem como objetivo oferecer aos consumidores a possibilidade da diminuição do seu consumo em um período pré-estabelecido mediante ao pagamento de uma compensação financeira (CCEE, 2021a; ANEEL, 2021c).

Nesse sentido, este trabalho propõe a análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de armazenamento de energia para serem utilizados durante o HP na Universidade Federal de Viçosa, *campus* Viçosa, objetivando o aumento da segurança e confiabilidade de fornecimento de energia elétrica na instituição, além da redução da fatura e, conseqüentemente, promover a diminuição nos gastos de recursos públicos.

O estudo utilizou as principais bases de artigos científicos nacionais e internacionais para caracterizar os tipos de armazenamento escolhidos e o grau de maturidade em comparação com o fornecimento da concessionária, sendo eles: (i) geração a diesel; (ii) banco de baterias com carregamento (a) por meio da energia da concessionária ou (b) por meio de geração fotovoltaica; (iii) usina hidrelétrica reversível; e (iv) contratação de energia incentivada de biogás.

Fez-se um levantamento dos custos fixos e variáveis que envolvem cada um dos sistemas e, através do *software* Microsoft Excel, realizou-se a avaliação da viabilidade econômica por meio dos seguintes indicadores: valor presente líquido (VPL), *payback* econômico (PBE) e custo nivelado de energia (LCOE).

### **1.1. Objetivos geral e específicos**

Esse trabalho de conclusão de curso tem como objetivo geral analisar o suprimento de energia no horário de ponta para grande consumidor de energia elétrica.

Os objetivos específicos são:

- Avaliar o suprimento durante o Horário de Ponta;
- Avaliar os custos fixos e variáveis da implantação de geração a diesel, Usina hidrelétrica reversível, armazenamento em banco de baterias e contratação de energia incentivada de biogás; e

- Realizar simulação de implantação para a Universidade Federal de Viçosa, campus Viçosa.

## **1.2. Estrutura do trabalho**

Este trabalho será composto por 5 capítulos. O presente capítulo é a introdução sobre o conteúdo explorado no trabalho. Ele aborda a crescente necessidade de geração de energia para a manutenção das atividades humanas e a possibilidade de suprir essa necessidade utilizando a geração distribuída vinculada aos chamados sistemas de armazenamento de energia (SAEs).

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre a energia proveniente da concessionária de energia englobando os tipos de fornecimento, consumidores e tarifas, além de uma explanação sobre alguns tipos de SAEs que podem ser aplicados à realidade da Universidade Federal de Viçosa a fim de mitigar o seu consumo durante o HP.

O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada para a aplicação de cada um dos possíveis SAEs. Finalmente, o capítulo 4 apresenta os resultados e discussão provenientes das simulações de análise de viabilidade econômica realizada para cada SAE, e o capítulo 5 apresenta a conclusão e propostas para trabalhos futuros.

## **2. Revisão bibliográfica**

### **2.1. Concessionária de distribuição**

#### 2.1.1. Tipos de fornecimento

Grupo A é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição (ANEEL, 2021d).

Grupo B é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo B1 - residencial; b) subgrupo B2 - rural; c) subgrupo B3 - demais classes; e d) subgrupo B4 - Iluminação pública (ANEEL, 2021e).

#### 2.1.2. Ambiente de contratação livre (ACL)

Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (ANEEL, 2021f). Os consumidores que compram a energia nesse segmento de mercado podem ser:

- Consumidor livre: Aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica (ANEEL, 2021g).
- Consumidor livre especial: Aquele cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica. Possuindo o direito de adquirir energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar) (CCEE, 2021b).

#### 2.1.3. Ambiente de contratação regulada (ACR)

Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (ANEEL, 2021h).

Consumidor cativo é o nome dado àqueles que só é permitido a compra de energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localiza sua instalação (ANEEL, 2021i).

A modalidade tarifária estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica é o conjunto de tarifas aplicáveis à cada Grupo de consumidores cativos (ANEEL, 2021j), sendo elas:

- Convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por uma única tarifa de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

- Horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. Não se aplica ao subgrupo B4 e as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1;
- Convencional binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- Horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, e uma única tarifa de demanda de potência; e
- Horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

O sistema de bandeiras tarifárias começou em 2015 e indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor cativo das distribuidoras, em função das condições de geração de eletricidade (ANEEL, 2021k). Cada modalidade apresenta as seguintes características:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04169 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06243 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

## **2.2. Geradores a diesel**

O motor diesel foi desenvolvido na Alemanha entre 1893 e 1898 e, mais tarde, foi batizado com o nome do engenheiro parisiense Rudolf Diesel. Por meio da pesquisa de motores a vapor, Rudolf desenvolveu um método de combustão na câmara em altas temperaturas, dando início às pesquisas dessas máquinas (PEREIRA, 2010).

Os motores a diesel aspiram ar, que após ser comprimido no interior dos cilindros, recebe o combustível sob pressão superior àquela em que o ar se encontra. A combustão ocorre por autoignição quando o combustível entra em contato com o ar aquecido pela pressão elevada. O óleo diesel comercial é injetado ao final da compressão do ar. Para gerar energia elétrica, o motor a diesel é conectado a um gerador, que é uma máquina capaz de converter energia mecânica gerada pela rotação do motor em energia elétrica (PEREIRA, 2010).

Os sistemas de geração a diesel podem ser classificados de três formas conforme a sua aplicação. Sendo elas (i) *standby*, (ii) *prime* e (iii) contínuo (CUMMINS, 2011).

- (i) Sistemas *standby* são aqueles utilizados durante momentos de emergência em ambientes que a falta de energia geraria perdas irreparáveis. Alguns casos, a legislação impõe a utilização desses sistemas de forma a evitar acidentes. No caso de tais sistemas serem opcionais, a energia insuficiente não é um fator chave, mas causará certo desconforto ao usuário.
- (ii) Sistemas *prime* são aqueles utilizados em locais onde não há conexão à rede de distribuição, ou quando, desejando diminuir o seu consumo, o consumidor utiliza o sistema para geração durante o horário de ponta ou também sistemas utilizados para injeção de energia na rede durante um período pré-estabelecido com a concessionária local de forma a obter preços mais atrativos e escalonar a utilização do seu sistema de geração. Vale lembrar que os sistemas *prime* também podem ser utilizados para fornecer energia em interrupções inesperadas, funcionando também como um sistema *standby*.
- (iii) Sistemas Contínuo são aqueles cuja concessionária utiliza para fornecer energia constante e estão interconectados com a rede de distribuição ou quando o usuário opta que parte da sua demanda seja atendida pela sua geração local e o restante pela concessionária.

### **2.3. Armazenamento hidráulico**

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHERs) apresentam uma tecnologia conhecida há muitos anos e são consideradas uma boa opção para o armazenamento

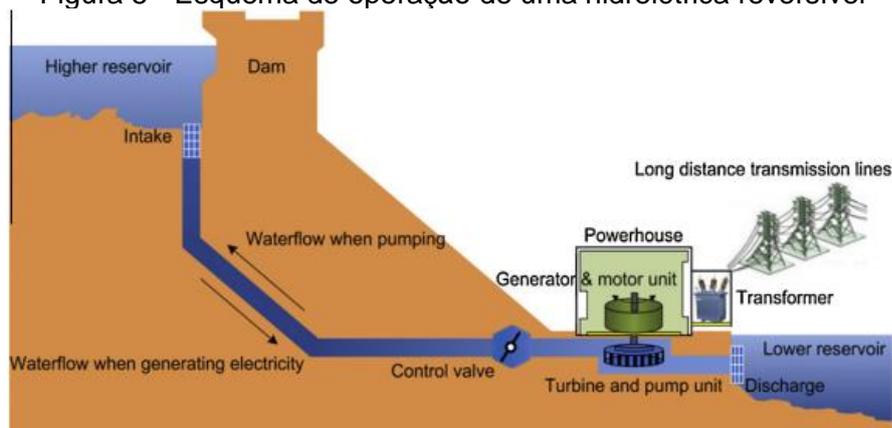
em larga escala, em termos de potência e confiabilidade (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015).

O princípio de funcionamento é o mesmo de uma usina hidrelétrica convencional, ou seja, a energia gravitacional da água é armazenada por meio do desnível entre o reservatório superior e a casa de máquinas. A diferença é que em uma UHER existe um reservatório inferior que permite o bombeamento que devolve para o reservatório superior a água já utilizada para gerar energia, possibilitando assim a geração nos horários desejados (ANEKE; WANG, 2016).

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis classificam-se em três tipos: (i) ciclo aberto, (ii) semiaberto e (iii) fechado, de acordo com sua conexão com o rio ou outro corpo d'água (EPE, 2018).

- (i) UHERs de ciclo aberto são aquelas que os reservatórios superior e inferior estão presentes ao longo do curso natural de um rio. É similar a uma usina hidrelétrica convencional, com a adição do reservatório inferior e o sistema de bombeamento. Portanto, é possível transformar uma usina convencional em uma usina reversível de ciclo aberto por meio de um processo de melhoria de instalações antigas;
- (ii) UHERs de ciclo semiaberto são as que possuem um reservatório isolado, enquanto o outro reservatório faz parte do fluxo do rio.
- (iii) UHERs de ciclo fechado são as que apresentam dois reservatórios isolados do curso d'água. O enchimento inicial do reservatório é realizado por meio de sua própria zona de captação ou por meio do desvio de um corpo d'água próximo.

Figura 5 - Esquema de operação de uma hidrelétrica reversível

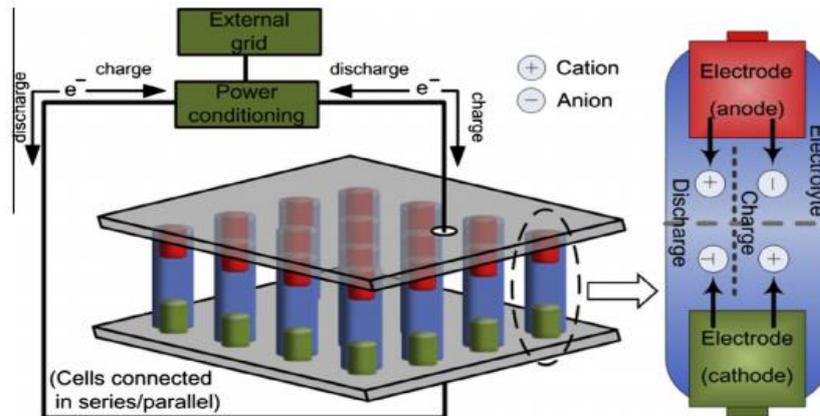


Fonte: (LUO et al, 2015).

## 2.4. Baterias eletroquímicas

Os sistemas de armazenamento de energia na forma de energia química são utilizados desde os primeiros estudos envolvendo energia elétrica (ANEKE; WANG, 2016). O princípio de funcionamento é a reação eletroquímica reversível, onde há a movimentação de cargas elétricas através de um eletrólito (BEAUDIN et al., 2010).

Figura 6 - Esquema de operação de uma bateria eletroquímica



Fonte: (LUO et al., 2015).

Apesar de ser uma forma de armazenamento já consolidada, atualmente, busca-se baterias mais eficientes, ou seja, que apresentem maior densidade de armazenamento, menores perdas no processo de carga/descarga, menores taxas de autodescarga, elevado número de ciclos de carga/descarga, além de promover o desenvolvimento de materiais não tóxicos, que facilitem o processo de descarte e/ou reciclagem e, ainda, minimizem eventuais riscos ambientais. (BUENO; BRANDÃO, 2016)

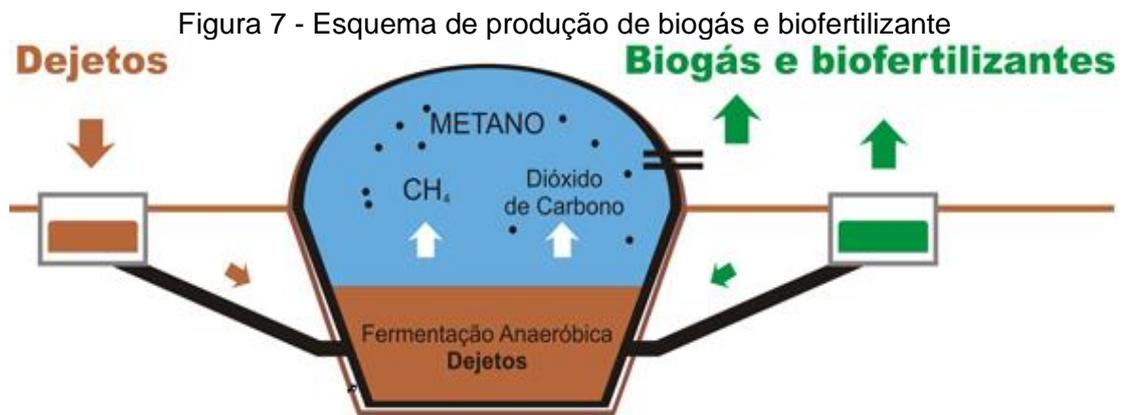
## 2.5. Biodigestores

O biogás é um produto gasoso da decomposição de matéria orgânica por bactérias anaeróbicas. A produção de biogás começa com a concentração do material orgânico em um sistema digestor. A degradação desse substrato orgânico é um processo fermentativo e oxidativo, que ocorre em condições anaeróbicas, ou seja, na ausência de oxigênio. A matéria orgânica é decomposta e o biogás é produzido (PASQUAL; BOLLMANN; SCOTT, 2017).

Ele contém principalmente três componentes que são: metano ( $CH_4$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e nitrogênio ( $N_2$ ) (KHAN et al., 2017). O biogás pode ser utilizado para produzir calor, eletricidade, em substituição ao gás natural (GN) e/ou gás

liquefeito de petróleo (GLP). O material digerido (sólido e líquido), que contém nitrogênio e fósforo, pode ser usado como corretivo do solo (GE et al., 2014).

Este processo também evita o aumento da concentração de metano ( $\text{CH}_4$ ) na atmosfera, que é um dos gases que provoca o efeito estufa e, conseqüentemente, pode levar a mudanças climáticas drásticas nas próximas décadas (COIMBRA-ARAÚJO et al., 2014).



Fonte: (TAVARES, 2011).

### 3 Materiais e Métodos

#### 3.1 Estudo de caso

A fim de traçar o perfil de carga da Universidade Federal de Viçosa, *campus* Viçosa, utilizou-se os dados de consumo e demanda de energia de janeiro/2010 a dezembro/2019 disponibilizados pela Pró-reitora de Administração da UFV além de dados do medidor de energia com memória de massa, modelo CCK 4400ME, instalado na cabine de medição da concessionária.

Desta forma, observando a quantidade de energia consumida e a potência demandada diariamente, estabeleceu-se a capacidade energética efetiva e a potência instalada de cada uma das propostas de SAE.

Para o cálculo do custo unitário do kWh consumido durante o HP pela Universidade utilizou-se a Equação 1. Considerou-se a média dos valores praticados pela concessionária no ano de 2019 considerando os impostos, porém desconsiderando os custos relacionados às ultrapassagens de demanda e reativos a fim de avaliar o melhor cenário de compra de energia.

$$C_{E_{HP}} = \frac{TD_{HP} DC_{HP} + TC_{HP} C_{HP}}{C_{HP}} \quad (1)$$

Sendo,

$C_{E_{HP}}$  = custo unitário da energia no HP, em R\$/kWh;

$TD_{HP}$  = tarifa de demanda no HP, em R\$/kW;

$DC_{HP}$  = demanda contratada no HP, em kW;

$TC_{HP}$  = tarifa de consumo no HP, em R\$/kWh; e

$C_{HP}$  = consumo de energia no HP, em kWh.

## 3.2. Sistemas de suprimento

### 3.2.1 Geradores a diesel

O regime de funcionamento considerado para o grupo moto gerador (GMG) a diesel foi o *Prime*, já que o sistema foi projetado de maneira a suprir a demanda de potência e o consumo de energia da UFV durante o HP.

Para o dimensionamento do sistema e os dados necessários para o cálculo dos indicadores financeiros considerou-se o atual GMG da Universidade que é utilizado durante momentos de contingência. Seu modelo é o BRG-Slim 700 com motor VOLVO-TAD1642GE que, operando em modo *Prime*, apresenta a potência ativa de 508,8 kW sob um fator de potência de 0,8 indutivo.

O consumo foi estimado conforme dados do catálogo técnico do equipamento. Sendo para 100%, 80% e 50% da carga é de, respectivamente, 132,36 L/h, 105,8 L/h e 66,18 L/h. Ou seja, é proporcional a porcentagem de utilização do sistema.

O Diesel S10 foi escolhido para a operação do sistema e o seu valor foi determinado através da média mensal dos valores de revenda do combustível no município de Viçosa no ano de 2019 disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como exposto na Tabela 1.

Tabela 1 - Preço médio de revenda aplicado à Viçosa em 2019

Mês	Preço Médio de Revenda (R\$/L)
Janeiro	3,704
Fevereiro	3,778
Março	3,879
Abril	3,948
Maio	4,016
Junho	3,955
Julho	3,878
Agosto	3,832
Setembro	3,939
Outubro	4,047
Novembro	4,052
Dezembro	4,067

Fonte: (ANP, 2020).

Cada gerador BRG - Slim 700 foi adquirido por R\$ 260.400,00 com um custo de instalação unitário de R\$ 60.000,00. Por sua vez, os custos de operação e manutenção foram considerados em 7% do valor de aquisição do gerador a diesel (PRONI, 1987).

A vida útil dos geradores a diesel varia dependendo de como são usados, da frequência de manutenção e do número de horas de trabalho. Os autores consideram a vida útil de 15 a 20 anos (MARTINS et al, 2018; NOGUEIRA, 2004). Para este trabalho, considerou-se 15 anos, a fim de abranger o pior caso de funcionamento. O valor de sucata adotado foi de 2% do valor de aquisição.

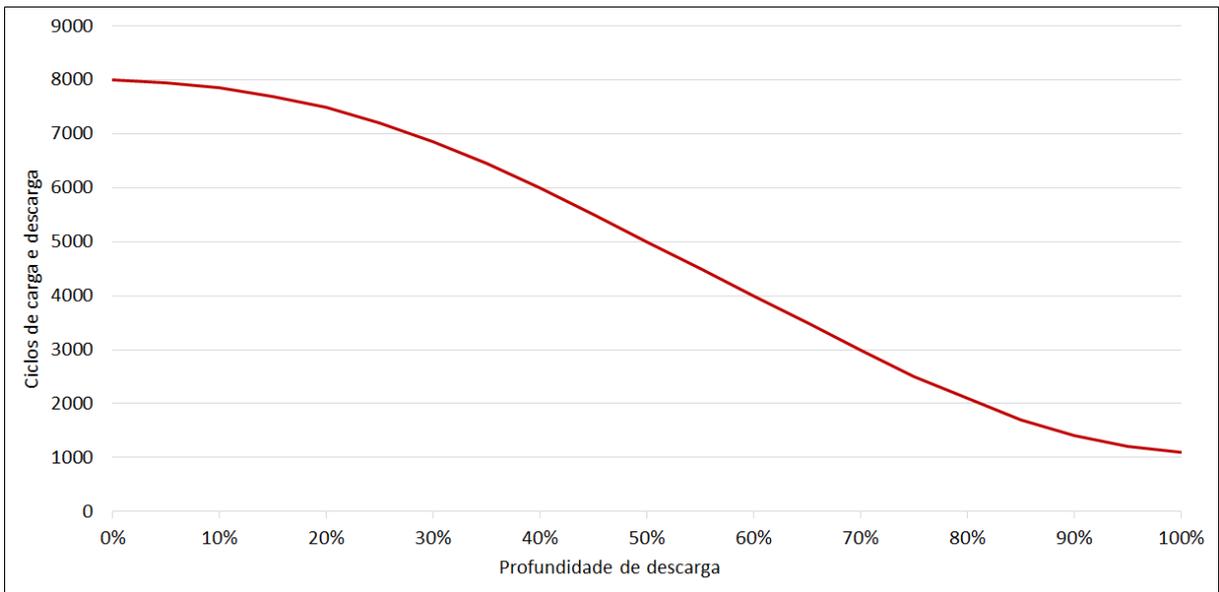
### 3.2.2. Banco de baterias eletroquímicas

O banco de baterias foi projetado para armazenar a energia gerada por meio de uma usina fotovoltaica e/ou da energia fornecida pela concessionária de distribuição durante HFP. A tecnologia de bateria eletroquímica selecionada foi a de íon-lítio, que é uma das tecnologias de SAE comumente utilizadas em sistemas fotovoltaicos (JING et al., 2018). Essa bateria apresenta densidade de potência variando de 94 a 500 kWh/m<sup>3</sup>, eficiência entre 70 e 100% e número de ciclos de 250 a 10.000 (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

Sabe-se que um importante parâmetro para o dimensionamento de um banco de baterias é a porcentagem de descarga que o sistema irá funcionar, pois tal fator impacta diretamente no número de ciclos de carga e descarga que poderão ser realizados e, conseqüentemente, na vida útil do sistema.

Han et al. (2019) apresentam em seu estudo que o ponto de máxima eficiência entre profundidade de descarga e número de ciclos para as baterias de íons de lítio está entre 20% e 80%. A relação entre profundidade de descarga e o número de ciclos é apresentado na Figura 8. Para fins de análise econômica, considerou-se as profundidades de descarga: 20%, 40%, 60% e 80%. A eficiência adotada para baterias de íon-lítio foi de 90% (NADEEM et al, 2019).

Figura 8 - Ciclos de carga e descarga *versus* profundidade de descarga para as baterias de íon-lítio



Fonte: (KESHAN; THORNBURG; USTUN, 2016).

O dimensionamento do banco de baterias foi realizado utilizando a metodologia de Pinho e Galdino (2014) como descrito abaixo.

Com os dados de consumo estabelecidos foi possível definir a energia necessária para o carregamento do banco de baterias em kWh/dia pela Equação 2:

$$L = \frac{L_{CA}}{\eta_{bat}} \quad (2)$$

Sendo,

$L$  = quantidade de energia ativa necessária diariamente, em kWh/dia;

$L_{CA}$  = quantidade de energia consumida diariamente no HP, em kWh/dia; e

$\eta_{bat}$  = eficiência do ciclo de carga e descarga da bateria, adimensional.

Logo, a capacidade energética do banco de baterias ( $C_{EB}$ ) foi calculada utilizando a Equação 3.

$$C_{EB} = \frac{L N_d}{P_d} \quad (3)$$

Sendo,

$C_{EB}$  = capacidade energética do banco de baterias, em kWh;

$L$  = quantidade de energia ativa necessária diariamente, em kWh/dia;

$N_d$  = número de dias de autonomia, em dias; e

$P_d$  = profundidade de descarga da bateria, adimensional.

Elegeu-se o sistema de baterias de íon-lítio da empresa WEG chamado ESSW, pois apresenta resistência a descargas profundas e longa vida útil. Além de ser uma empresa nacional, evitando gastos com importação.

A proposta apresentada pela WEG foi de um sistema cuja potência instalada é de 2.000,00 kVA e energia para fornecimento de 5.880,00 kWh, o conjunto é disponibilizado em *containers* onde todos os sistemas necessários para controle e conversão estão embarcados, facilitando a instalação e operação de todo o conjunto.

O custo de aquisição para tal sistema é de R\$ 19.168.382,66 e, segundo o fabricante, o banco de baterias é completamente modular, podendo ter acréscimos de potência conforme necessário. Além disso, foi informado que o custo final é linear em relação à capacidade energética do banco, assim, dividindo o custo de aquisição pela capacidade energética, tem-se um custo de aproximadamente 3.248,88 R\$/kWh, possibilitando a estimativa do custo final de um banco de baterias personalizado. Os custos de instalação foram estimados em R\$ 120.000,00, enquanto os custos anuais de operação e manutenção estimados em 0,5% do valor de aquisição. A vida útil foi determinada de acordo com o número de ciclos de carga e descarga. O valor de sucata adotado foi de 2% do valor de aquisição.

Após definir a capacidade energética do banco de baterias, foram consideradas duas alternativas o carregamento:

(A) com energia da concessionária no HFP; e

(B) com geração fotovoltaica.

### A. Carregamento com energia da concessionária

Considerou-se o carregamento com a energia proveniente da concessionária de distribuição durante a madrugada, que é o período do dia em que a demanda de energia é menor de acordo com a curva de carga típica da Universidade.

Para os cálculos referentes aos indicadores econômicos para essa modalidade de carregamento, utilizou-se a tarifa média de energia durante HFP praticada pela concessionária no ano de 2019 além do custo do banco de baterias.

### B. Carregamento com geração fotovoltaica

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado conforme metodologia de Pinho e Galdino (2014) apresentada abaixo.

Determinou-se o número de horas de sol pleno, que é o número de horas em que a radiação solar permanece constante e igual a  $1\text{kW/m}^2$ , por meio de Equação 4.

$$HSP = \frac{R_A}{1(\text{kW/m}^2)} \quad (4)$$

Sendo,

$HSP$  = horas de pleno sol, em h/dia; e

$R_A$  = média de radiação solar, em  $\text{kWh/m}^2$  dia.

De acordo com a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar desenvolvido pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), a cidade de Viçosa apresenta as seguintes médias diárias de incidência solar em plano inclinado.

Tabela 2 - Irradiação solar diária média em Viçosa/MG

Mês	Média ( $\text{kWh/m}^2.\text{dia}$ )
Janeiro	5,079
Fevereiro	5,640
Março	5,083
Abril	4,892
Mai	4,458
Junho	4,413
Julho	4,620
Agosto	5,309
Setembro	5,152
Outubro	4,946
Novembro	4,469
Dezembro	4,950
Média anual	4,91

Fonte: (LABREN, 2020).

Para o dimensionamento do sistema foi necessário equalizar a relação entre dias de disponibilidade solar, que são todos os dias do mês, e os dias de operação do banco de baterias, que são os dias de vigência do HP. Assim, considerando-se o carregamento total do banco de baterias, calculou-se a potência do sistema gerador solar por meio da Equação 5.

$$P_s = \frac{264}{365} \frac{L}{HSP Red_1 Red_2} \quad (5)$$

Sendo,

$P_s$  = potência do sistema gerador fotovoltaico, em kWp;

$L$  = quantidade de energia ativa necessária diariamente, em kWh/dia;

$HSP$  = horas de pleno sol, em h/dia;

$Red_1$  (%) = fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: I. Um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; II. Degradação física permanente ao longo do tempo; III. Tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; IV. Perdas devido à temperatura; e

$Red_2$  (%) = fator de *derating* da potência devido às perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc.

Aos fatores  $Red_1$  e  $Red_2$  atribuiu-se, por *default*, respectivamente, os valores de 0,75 (decimal) e 0,9 (decimal) (PINHO; GALDINO, 2014).

Considerando um inversor com *MPPT (Maximum Power Point Tracking)* é possível definir o número de módulos em série que atenda a tensão do sistema como mostra a Equação 6.

$$\frac{V_{MPPTmín}}{V_{mpTmáx}} < n^\circ \text{ de módulos em série} < \frac{V_{MPPTmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (6)$$

Sendo,

$V_{MPPTmín/máx}$  = tensão mínima/máxima de operação do MPPT do inversor, em V; e

$V_{mpTmín/máx}$  = tensão de máxima potência para a menor/maior temperatura prevista para o local ou região onde os módulos vão ser instalados, em V.

Para a obtenção do valor de  $V_{mpTmín/máx}$  utilizou-se a Equação 7.

$$V_{mpTmín/máx} = V_{mp} [1 + \beta (T - 25)] \quad (7)$$

Sendo,

$V_{mp}$  = tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico, em V;

$T$  = mínima/máxima temperatura de trabalho prevista para o módulo, em °C; e

$\beta$  = coeficiente que relaciona a variação da tensão gerada e a temperatura do painel, em %/°C.

Para obtenção do número de módulos em paralelo utilizou-se a Equação 8.

$$N^{\circ} \text{ de módulos em paralelo} = \frac{P_s}{P_m \cdot N^{\circ} \text{ de módulos em série}} \quad (8)$$

Sendo,

$P_s$  = potência do sistema gerador fotovoltaico, em kWp; e

$P_m$  = potência nominal do módulo selecionado, em kWp.

Na maioria dos casos, a melhor orientação para um arranjo fotovoltaico para a produção anual de eletricidade no hemisfério sul é aquele com inclinação igual ao da latitude local e orientado para o norte geográfico (GASPARIN; KRENZINGER, 2017). Dessa maneira, o ângulo de inclinação utilizado foi de 20,8°.

Foi averiguado se a corrente de operação nominal e de curto-circuito do módulo fotovoltaico estavam de acordo com as especificações do MPPT do inversor, verificando-se assim a adequação entre tais equipamentos.

A Universidade Federal de Viçosa está em processo de construção de uma usina solar fotovoltaica. Dessa forma, para o dimensionamento e o cálculo dos indicadores financeiros, considerou-se os equipamentos e custos similares deste sistema.

Os painéis são da fabricante Canadian modelo CS3W-420P, compostos por 144 células policristalinas, potência nominal de 420 Wp, eficiência de 19% e 25 anos

de vida útil (80% da potência de saída). O inversor utilizado é da fabricante Renovigi modelo RENO 110K-NG, com potência nominal de saída de 110 kW, 10 MPPTs com duas entradas cada e garantia de 12 anos. Os dados de catálogo referentes aos módulos fotovoltaicos são:  $V_{mp} = 39,9 \text{ V}$ ,  $T_{máx} = 85^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{mín} = -40^{\circ}\text{C}$  e  $\beta = -0,28 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$ . E os referentes aos inversores são  $V_{MPPTmáx} = 1.000 \text{ V}$  e  $V_{MPPTmín} = 180 \text{ V}$ .

O custo unitário dos módulos foi de R\$ 816,00 e dos inversores foi de R\$ 40.300,00. Além disso, os custos de instalação de todo sistema além de dispositivos de segurança, suporte, fiação, conectores e demais insumos totalizaram R\$ 837.560,00. Os custos de operação e manutenção foram estimados em 3% do valor de aquisição. O valor de sucata adotado foi de 2% do valor de aquisição.

### 3.2.3. Armazenamento hidráulico

Para a proposta de construção de uma pequena central hidrelétrica reversível (PCHR) dentro da Universidade, adotou-se uma topologia de sistema de ciclo semiaberto. Considerou-se o reservatório inferior sendo uma das lagoas do *campus* que possui aproximadamente  $86.043 \text{ m}^3$  de água represada. Utilizando o *software Google Earth* foi possível determinar a localização do reservatório superior como sendo um alto de morro que apresenta uma diferença de nível de 84,7 metros e a uma distância de 459 metros em relação ao reservatório inferior como mostra a Figura 9.

Figura 9 - Localização do reservatório superior e do lago de captação



Fonte: (Google Earth, 2021).

Para a definição do volume total do reservatório superior, levou-se em consideração a potência demandada pela Universidade, o tempo requerido de suprimento de energia e a disponibilidade de água na lagoa de captação. Dessa forma, o dimensionamento do sistema foi feito por meio da adaptação da metodologia adotada por Glasnovic e Margeta (2009), Nyeche e Diemuodeke (2019) e Petrollese, Seche e Cocco (2019).

Assumindo que a potência a ser gerada será fixa e igual a demanda contratada pela Universidade durante o HP, a vazão necessária no duto para a turbina e o gerador foi calculada pela Equação 9.

$$Q_T = \frac{P_{ger}}{n_T n_G g H \rho} \quad (9)$$

Sendo,

$Q_T$  = vazão para a turbina, em m<sup>3</sup>/s;

$P_{ger}$  = demanda contratada pela UFV durante o HP, em kW;

$n_T$  = eficiência da turbina, adimensional;

$n_G$  = eficiência do gerador, adimensional;

$g$  = aceleração da gravidade, em m/s<sup>2</sup>;

$H$  = desnível entre os reservatórios, em m; e

$\rho$  = massa específica da água, em kg/m<sup>3</sup>.

As eficiências foram definidas por meio de uma consulta de dados nas literaturas nacionais e internacionais e adotou-se para a turbina e o gerador, respectivamente,  $n_T = 0,90$  e  $n_G = 0,97$  (PETROLLESE; SECHE; COCCO, 2019; NYECHE; DIEMUODEKE, 2019). Considerou-se  $g = 9,81$  m/s<sup>2</sup>,  $\rho = 997$  kg/m<sup>3</sup>.

O volume do reservatório superior ( $V_{RS}$ ) necessário para atender às necessidades da Universidade durante o HP foi calculado conforme a Equação 10.

$$V_{RS} = (Q_T H_G 3600) + \frac{30}{22} (E_R - P_R) \quad (10)$$

Sendo,

$V_{RS}$  = volume do reservatório superior, em m<sup>3</sup>;

$H_G$  = horas diárias de geração, em h;

$E_R$  = evaporação no reservatório superior, m<sup>3</sup>/dia; e

$P_R$  = precipitação no reservatório superior, m<sup>3</sup>/dia.

Para a definição dos valores de perdas por evaporação e a precipitação no reservatório utilizou-se os dados fornecidos pela Estação Meteorológica de Viçosa disponíveis no site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (INMET, 2017). O ano de 2017 foi escolhido como referência pois, a partir de janeiro de 2018, a estação meteorológica convencional foi desativada e os dados relativos à evaporação não estão mais presentes nos relatórios.

Vale ressaltar que os valores médios diários de evaporação ( $E_{RS}$ ) e precipitação ( $P_{RS}$ ) utilizados nas equações foram ajustados ao tempo de análise. Já que a geração vai ocorrer durante aproximadamente 22 dias do mês, que é o número de dias em que o horário de ponta é aplicado, e os fenômenos evaporação e precipitação ocorrem todos os dias do mês.

Na estação meteorológica, o volume de evaporação é obtido por meio do método do Tanque Classe A, que consiste na utilização de um tanque circular feito de aço ou ferro galvanizado possuindo diâmetro de cerca de 121,0 cm e profundidade de 25,5 cm. O tanque é instalado numa plataforma de madeira a 15,0 cm da superfície do solo, sendo a medição de evaporação realizada diariamente em uma régua instalada dentro do tanque (PEREIRA; VILLA NOVA; SEDIYMA, 1997). Com esses dados, utilizou-se então a Equação 11 para calcular a evaporação no reservatório superior.

$$E_R = \frac{1}{1000} \frac{1}{365} \frac{E_{CA} K_p A_{RS}}{A_{CA}} \quad (11)$$

Sendo,

$E_R$  = evaporação no reservatório superior, em m<sup>3</sup>/dia;

$E_{CA}$  = evaporação no tanque classe A, em mm/ano;

$K_p$  = coeficiente de ajuste, adimensional;

$A_{RS}$  = área do reservatório superior, em m<sup>2</sup>; e

$A_{CA}$  = área do tanque classe A, em m<sup>2</sup>.

O valor encontrado para a evaporação no Tanque Classe A foi de 1.574,68 mm/ano. Além disso, estabeleceu-se a área do reservatório superior sendo 4500 m<sup>2</sup> (90 m x 50 m). O coeficiente de ajuste ( $K_p$ ) pode variar com certos fatores como a velocidade do vento, a umidade relativa do ar, o tamanho do reservatório e a vegetação ao redor da área. Pereira, Villa Nova e Sediayama (1997) recomendam a adoção de  $K_p = 0,7$  como um valor padrão.

A precipitação no reservatório ( $P_R$ ) foi calculada conforme a Equação 12.

$$P_R = \frac{1}{1000} \frac{1}{365} (P_V A_{RS}) \quad (12)$$

Sendo,

$P_R$  = precipitação no reservatório superior, m<sup>3</sup>/dia;

$P_V$  = precipitação na cidade de Viçosa, em mm/ano e

$A_{RS}$  = área do reservatório superior, em m<sup>2</sup>.

O valor de precipitação na cidade de Viçosa encontrado foi de 841,10 mm/ano.

Finalmente, para calcular a potência demandada ( $P_{dem}$ ) pelo conjunto motobomba, utilizou-se a Equação 13.

$$P_{dem} = \frac{1}{3600} \frac{\rho g H V_{RS}}{n_B n_M n_H H_B} \quad (13)$$

Sendo,

$P_{dem}$  = potência demandada, em kW;

$V_{RS}$  = volume do reservatório superior, em m<sup>3</sup>;

$n_B$  = eficiência da bomba, adimensional;

$n_M$  = eficiência do motor, adimensional;

$n_H$  = eficiência do sistema hidráulico, adimensional; e

$H_B$  = horas diárias de bombeamento, em horas.

Adotou-se para a bomba, o motor e sistema hidráulico as seguintes eficiências:  $n_B = 0,95$ ,  $n_M = 0,97$  e  $n_H = 0,9$  (PETROLLESE; SECHE; COCCO, 2019; NYECHE; DIEMUODEKE, 2019).

Devido à complexidade da precificação do sistema, para os cálculos dos indicadores econômicos da PCHR consultou-se a literatura para determinação do investimento inicial, operação e manutenção como exposto abaixo.

Tabela 3 - Custos de construção para sistemas de armazenamento hidráulico

Custos de construção (R\$/kW)		Referências
Mínimo	Máximo	
3.300	11.000	(VASUDEVAN et al., 2021)
2.750	11.000	(NADEEM et al., 2018)
2.943	16.350	(ZACH; AUER; LETTNER, 2012)

A média dos custos mínimos e máximos para construção da PCHR apresentados na literatura avaliada é de, respectivamente, 2.997,67 R\$/kW e 12.783,33 R\$/kW. Para o trabalho, considerou-se o ponto médio dessa faixa de valores que é de, aproximadamente, 7.890,50 R\$/kW. O custo anual de operação e manutenção adotado foi de 30 R\$/kW a.a. (EPE, 2018). Por fim, a vida útil das obras civis foi estimada em 50 anos (SABIHUDDIN; KIPRAKIS; MUELLER, 2015).

#### 3.2.4. Armazenamento em biodigestores

A última proposta foi o armazenamento em biodigestores, que quer dizer a compra de energia gerada por meio do biogás produzido em propriedades suinoculturas de Minas Gerais. Para que a UFV compre esta energia, é necessário que a Universidade ingresse ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os suinocultores também devem aderir ao ACL como produtor independente de energia, obtendo uma autorização de comercialização junto à ANEEL conforme disposto no documento Procedimentos de Comercialização disponibilizado no site na CCEE, o produtor opta pela venda parcial ou total da energia gerada (CCEE, 2021c).

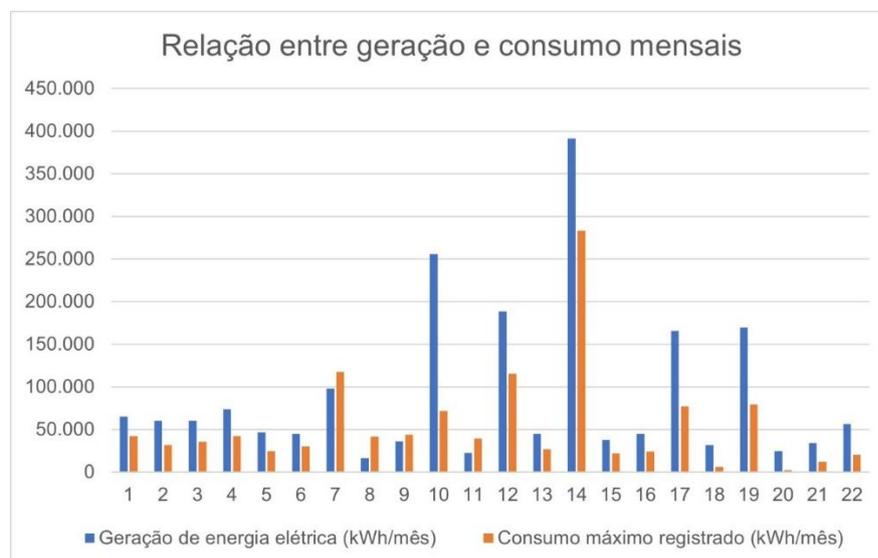
A Tabela 4 apresenta os dados do levantamento realizado por Antônio (2016) no estado de Minas Gerais nas regiões da Zona da Mata, Centro-Oeste e Triângulo Mineiro. O estudo é composto por 22 propriedades suinocultoras de diferentes tamanhos e municípios, sendo as informações coletadas: número de animais, produção diária de biogás, capacidade de geração de energia, consumo de energia e o excedente de produção. Esses dados foram utilizados como base para análise visto que os valores podem ser aplicados a qualquer outra propriedade suinocultora com características similares.

Tabela 4 - Características energéticas das propriedades suinocultoras

Propriedade	Nº de animais	Produção de Biogás (m³/dia)	Geração de energia elétrica (kWh/mês)	Consumo máximo registrado (kWh/mês)	Excedente de energia elétrica (kWh/mês)	Potência do gerador (kW)
Suinocultor 1	11.243	1.527	65.067	42.092	22.975	92,0
Suinocultor 2	10.374	1.409	60.037	31.920	28.117	96,0
Suinocultor 3	10.400	1.412	60.188	35.547	24.641	96,0
Suinocultor 4	12.740	1.730	73.741	42.120	31.621	97,6
Suinocultor 5	8.060	1.094	46.645	24.800	21.845	104,0
Suinocultor 6	7.800	1.059	45.138	30.257	14.881	64,0
Suinocultor 7	16.900	2.295	97.806	117.666	-19.860	200,0
Suinocultor 8	2.730	380	16.209	41.808	-25.599	24,0
Suinocultor 9	6.250	849	36.171	44.054	-7.883	120,0
Suinocultor 10	44.200	6.004	255.801	71.920	183.881	360,0
Suinocultor 11	3.900	529	22.570	39.224	-16.654	48,0
Suinocultor 12	32.604	4.429	188.690	115.319	73.371	264,0
Suinocultor 13	7.800	1.059	45.141	26.635	18.506	64,0
Suinocultor 14	67.600	9.183	391.255	283.150	108.105	544,0
Suinocultor 15	6.500	883	37.617	21.960	15.657	64,0
Suinocultor 16	7.800	1.059	45.141	24.000	21.141	64,0
Suinocultor 17	28.600	3.885	165.518	77.102	88.416	204,0
Suinocultor 18	1.000	744	31.694	6.226	25.468	64,0
Suinocultor 19	5.350	3.980	169.565	79.102	90.463	320,0
Suinocultor 20	2.200	580	24.742	2.317	22.425	44,0
Suinocultor 21	3.000	792	33.739	12.289	21.450	120,0
Suinocultor 22	5.000	1.320	56.232	20.307	35.925	80,0

Fonte: (Antônio, 2016).

Figura 10 - Relação entre a geração e o consumo mensais por propriedade



Fonte: (Antônio, 2016).

Analisando-se a Figura 10, é possível constatar que, 18 das 22 propriedades suinocultoras apresentam excedentes de energia e possivelmente já a comercializam. E assim, considerou-se que os suinocultores já aderiram ao ACL. Dessa forma, a Universidade pode propor um valor atrativo aos suinocultores a fim de contratar o excedente de energia gerada. Energia essa que será injetada na rede somente durante o HP.

Para a proposta de compra foi necessário avaliar o custo do kWh fornecido pela CEMIG-D às propriedades suinocultoras, já que, durante as 3 horas de geração contratada pela Universidade, a produção deve ser exclusiva, levando o suinocultor a consumir a energia proveniente da rede de distribuição. Considerou-se a tarifa aplicada ao subgrupo B2 (Rural), na qual é cobrada apenas a tarifa de consumo de energia e há aplicações de bandeiras tarifárias.

Estimou-se a faixa de preço para negociação do kWh contratado pela UFV tendo como valor mínimo a tarifa de consumo do subgrupo B2 e o valor máximo o custo unitário do kWh consumido durante o HP. A essa faixa de negociação acrescentou-se 7,5% para os custos relativos à participação no ACL, aos agentes financeiros e às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

O cálculo da capacidade de geração de energia de cada uma das propriedades durante o HP foi feito por meio da Equação 14. Considerou-se o gerador operando a plena carga com fator de potência igual 0,8 indutivo.

$$CG_{HP} = P_G t \quad (14)$$

Sendo,

$CG_{HP}$  = capacidade de geração durante o HP, em kWh;

$P_G$  = potência ativa do gerador, em kW; e

$t$  = tempo contratado pela UFV, em horas.

### 3.3. Análise de viabilidade econômica

Com os valores de investimentos fixos e variáveis foi possível fazer a avaliação da viabilidade econômica por meio dos seguintes indicadores: valor presente líquido (VPL), *payback* econômico (PBE) e custo nivelado de energia (LCOE).

Para as análises citadas, definiu-se o horizonte de planejamento sendo 20 anos, a taxa mínima de atratividade (TMA) sendo 6,0% a.a., que corresponde ao custo de oportunidade do capital aplicado em investimentos de renda fixa. O valor residual de sucata adotado foi de 2%. No caso de benfeitorias, considerou-se nulo o valor residual.

Em todas as análises econômicas (salvo a contratação de energia incentivada gerada por meio do biogás), acrescentou-se um custo de R\$ 80.000,00 referente à aquisição e instalação de uma religadora para ilhamento intencional do consumidor. Quando necessário, o valor do dólar utilizado foi de R\$ 5,50 e do euro de R\$ 6,54.

### **Valor presente líquido (VPL)**

O valor presente líquido é usado para avaliar a viabilidade de um projeto ao longo de sua vida útil. O VPL representa, em valores monetários presentes, a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de todo o projeto. Se o VPL for positivo, significa que o investimento inicial foi rentável (CERVI; ESPERANCINI; BUENO, 2010). Este indicador econômico foi calculado como apresentado na Equação 15.

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + r)^i} \quad (15)$$

Sendo,

$VPL$  = valor presente líquido, em R\$;

$B_i$  = benefício do projeto no ano  $i$ , em R\$;

$C_i$  = custo do projeto no ano  $i$ , em R\$;

$r$  = taxa mínima de atratividade, em %;

$i$  = tempo, em anos; e

$n$  = horizonte de planejamento, em anos.

### **Payback econômico (PBE)**

O *payback* econômico (PBE) é o tempo necessário para a recuperação o capital investido considerando desconto da TMA no somatório do fluxo de caixa (CERVI; ESPERANCINI; BUENO, 2010). Determinou-se por meio da Equação 16.

$$PBE = \frac{C_i}{\frac{B_i}{(1+r)^i}} \quad (16)$$

Sendo,

$PBE$  = *payback* econômico, em anos.

### **Custo nivelado de energia (LCOE)**

O custo nivelado de energia (LCOE) é a relação entre os custos fixos e variáveis e a energia gerada ao longo da vida útil do sistema de suprimento de energia (PARRADO et al, 2016). Esse indicador foi calculado utilizando-se a Equação 17.

$$LCOE = \frac{\frac{C_i - C_r}{V_u} + C_{om} + C_{ce}}{E} \quad (17)$$

Sendo,

$LCOE$  = custo nivelado de energia, em R\$/kWh;

$C_i$  = custos do investimento inicial, em R\$;

$C_r$  = valor dos equipamentos ao final de sua vida útil, em R\$;

$C_{om}$  = custos de operação e manutenção, em R\$/ano;

$C_{ce}$  = custos de consumo energético, em R\$/ano;

$E$  = energia produzida ao longo da vida útil, em kWh; e

$V_u$  = vida útil, em anos.

## 4. Resultados e discussão

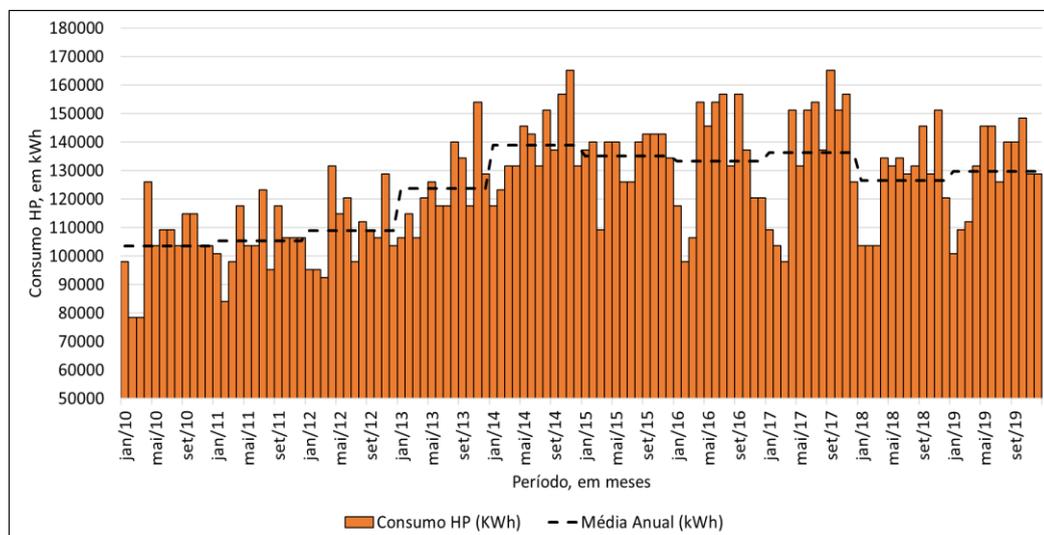
### 4.1. Estudo de caso

A Universidade Federal de Viçosa, *campus* Viçosa, é um consumidor cativo e se encontra na área de concessão da concessionária de distribuição energia elétrica Companhia Energética de Minas Gerais S.A (CEMIG-D). Enquadrando-se no subgrupo A4 com a tensão de fornecimento de 13,8 kV e modalidade tarifária horária azul.

A Figura 11 apresenta o consumo de energia elétrica na Universidade entre janeiro/2010 e dezembro/2019. O consumo médio mensal para o período de dez anos foi de aproximadamente 124.110 kWh no HP, ou seja, 5.641,36 kWh/dia, que foi valor considerado para o projeto. A potência instalada do sistema foi considerada como sendo 2700 kW, que é a atual demanda contratada da UFV durante o HP, como pode-se observar na Figura 12.

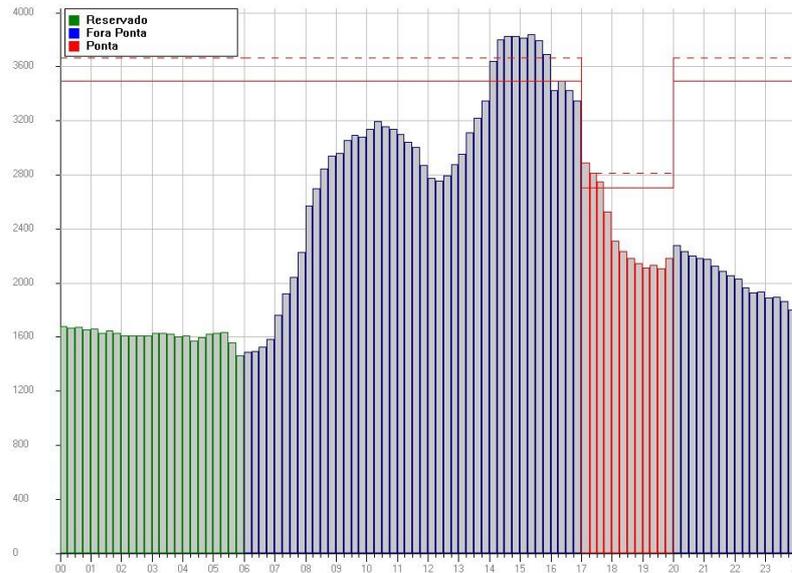
Dessa forma, utilizando-se os valores de tarifa para demanda contratada e consumo aplicados ao subgrupo A4 pela CEMIG-D, como exposto na Tabela 5, constatou-se que, o custo unitário da energia consumida pela Universidade durante o HP é igual a 1,66 R\$/kWh. Além disso, os gastos anuais da Universidade durante o HP, considerando apenas o consumo e a demanda contratada é de R\$2.478.995,19.

Figura 11 - Consumo durante o horário de ponta de janeiro/2010 a dezembro/2019



Fonte: (UFV, 2020).

Figura 12 - Curva de carga da Universidade Federal de Viçosa em um dia útil



Fonte: (UFV, 2020).

Tabela 5 -Tarifa média aplicada pela CEMIG-D ao subgrupo A4 em 2019

A4 – 2,3 kV a 25kV	Demanda R\$/kW	Consumo R\$/kWh
Demanda HP	49,60055124	
Demanda HFP	16,05539005	
Demanda Ultrapassagem HP	99,22219647	
Demanda Ultrapassagem HFP	32,16760652	
Consumo HP		0,58546003
Consumo HFP		0,39708800

Fonte: (UFV, 2020).

## 4.2. Sistemas de suprimento

### 4.2.1. Geradores a diesel

Para a suprir potência demandada pela Universidade durante o HP, serão necessários seis geradores, totalizando a potência instalada de 3.052,8 kW. Considerando o consumo médio mensal, o fator de utilização de todo o grupo gerador será de aproximadamente 61,6%. Ou seja, para atender à média mensal de consumo da UFV, pode-se utilizar todo o sistema operando a 61,6% da sua capacidade total ou utilizar 3 geradores operando a plena carga e 1 operando a 70% da sua capacidade total. Optou-se pela segunda opção, pois o ponto ótimo de funcionamento de um motor a diesel está entre 70-100%, aumentando assim a eficiência do GMG.

Então, o consumo será de 81,61 L/h para cada motor, 489,66 L/h para todo o grupo. O preço médio de revenda do óleo diesel S10 no ano de 2019 foi de 3,925L/h, que, considerando as 792 horas/ano de funcionando do GMG a diesel, gera um custo de abastecimento igual a 1.522.141,53 R\$/ano.

Os custos de aquisição e instalação totalizaram R\$ 1.562.400,00 e R\$ 360.000,00, respectivamente. Os custos de operação e manutenção foram determinados como sendo R\$ 109.368,00 ao ano. O valor de sucata foi de R\$ 31.248,00.

Tabela 6 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do grupo gerador a diesel

<b>Parâmetros</b>	<b>Resultados</b>
Nº de geradores	6
Potência instalada (kW)	3.052,80
Geradores em operação simultânea	4
Consumo de óleo diesel (L/h)	489,66
Horas de operação (h/ano)	792,00
Consumo de óleo diesel (L/ano)	387.806,76
Custo de aquisição (R\$)	1.562.400,00
Custo de instalação (R\$)	360.000,00
Custo de consumo do óleo diesel (R\$/ano)	1.522.141,53
Custo de manutenção (R\$/ano)	109.368,00
Custo religadora para ilhamento (R\$)	80.000,00
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19
Valor de sucata (R\$)	31.248,00
Vida útil (anos)	15

#### 4.2.2 Banco de baterias eletroquímicas

Sabendo-se que o consumo médio durante o HP é de 5.641,36 kWh/dia e a eficiência de carga e descarga é igual a 90%, são necessários 6.268,18 kWh/dia de energia para a operação do banco de baterias. A vida útil foi estimada para 264 ciclos anuais, que é aproximadamente o número de dias em que o horário de ponta é aplicado.

Tabela 7 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do banco de baterias

Parâmetros	Resultados			
	20	40	60	80
Profundidade de descarga (%)	20	40	60	80
Número de ciclos	7.500	6.000	4.000	2.200
Capacidade do banco de baterias (kWh)	31.340,91	15.670,45	10.446,97	7.835,23
Custo de aquisição (R\$)	101.822.855,68	50.911.411,60	33.940.951,89	25.455.722,04
Custo de instalação (R\$)	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Custo de manutenção (R\$/ano)	509.114,28	254.557,06	169.704,76	127.278,61
Valor de sucata (R\$)	2.063.457,11	1.018.228,23	678.819,04	509.114,44
Vida útil (anos)	28,40	22,72	15,15	8,33

### A. Carregamento com energia da concessionária

O carregamento do banco de baterias será feito entre as 00 h e 07 h, horário suficiente para executar o processo mantendo o controle de temperatura e prolongando a vida útil do sistema. A Figura 12 mostra que a demanda contratada durante essas horas é a mesma do restante do HFP, ou seja, 3500 kW. Porém, a demanda efetiva é constante e aproximadamente 1600 kW, assegurando que o carregamento durante esse período não sobrecarregará a rede de distribuição da concessionária.

A energia mensal necessária no HFP, considerando o rendimento, para o carregamento do banco de baterias é de 137.900,00 kWh, que gera um custo anual total de R\$ 657.101,22. A tarifa considerada para o gasto mensal com o carregamento foi a de consumo durante o HFP como exposto na Tabela 4

Tabela 8 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do carregamento por meio da rede

Parâmetros	Resultados			
	20	40	60	80
Profundidade de descarga (%)	20	40	60	80
Custo de energia elétrica (R\$/ano)	657.101,22			
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19			

### B. Carregamento com geração fotovoltaica

Sendo a energia necessária para o carregamento do banco de baterias igual a 137.900 kWh/mês, a potência da usina solar será de 1.367,94 kWp.

Com os dados dos módulos fotovoltaicos e dos inversores tem-se a possibilidade de instalação de 20 painéis módulos solares em série. Logo, o número

de módulos conectados em paralelo será igual 163, ou seja, serão necessários 3.260 módulos fotovoltaicos. Como cada inversor pode gerenciar 20 *strings*, serão necessários 9 inversores.

O custo total de aquisição dos módulos foi de R\$ 2.660.160,00 e dos inversores foi de R\$ 362.700,00. Além disso, os custos de instalação de todo sistema além de dispositivos de segurança, suporte, fiação, conectores e demais insumos totalizaram em R\$ 837.560,00. Os custos de operação e manutenção foram estimados em R\$ 90.685,80 ao ano.

Tabela 9 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados do carregamento por meio de usina fotovoltaica

<b>Parâmetros</b>	<b>Resultados</b>
Nº de módulos solares	3.260
Custo de aquisição dos módulos (R\$)	2.660.160,00
Valor de sucata módulos (R\$)	53.203,20
Vida útil módulos (anos)	25
Nº de inversores	9
Custo de aquisição dos inversores (R\$)	362.700,00
Custo de sucata inversores (R\$)	7.254,00
Vida útil inversores (anos)	12
Custo de instalação (R\$)	837.560,00
Custo de operação e manutenção (R\$/ano)	90.685,80
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19

#### 4.2.3 Armazenamento hidráulico

Para suprir potência demandada pela Universidade durante o HP, a vazão necessária no duto da turbina será de 3,73 m<sup>3</sup>/s. O volume útil do reservatório superior será de 40.322,46 m<sup>3</sup> que, adicionado a uma margem de segurança de 10%, faz com que a profundidade necessária para o reservatório seja de aproximadamente 10 m.

Considerando um bombeamento de 9 horas consecutivas, no período das 22 h às 07 h, a potência elétrica demandada ( $P_{dem}$ ) pelo conjunto motobomba será igual a 1.243,11 kW.

Nadeem et al. (2019) e Rehman, Al-hadhrami e Alam (2014) afirmam que a eficiência global de uma PCHR está na faixa de 70% a 85%. Para o caso estudado, relacionando os tempos de geração e bombeamento além da potência gerada e demandada, a eficiência geral é de aproximadamente 72,40%, ou seja, dentro dos padrões encontrados por esses autores.

Portanto, para o suprimento da demanda de energia que é de 124.110,00 kWh/mês, serão necessários 171.422,65 kWh/mês, que, considerando o valor da tarifa para o consumo durante o HFP aplicada ao subgrupo A4 para o ano de 2019 exposto na Tabela 4, gera um custo fixo anual de R\$ 816.838,53. Os custos de construção e operação e manutenção totalizaram em R\$ 21.304.350,00 e R\$ 81.000,00, respectivamente.

Tabela 10 - Resumo dos parâmetros técnico econômicos calculados da pequena central hidrelétrica reversível

<b>Parâmetros</b>	<b>Resultados</b>
Potência instalada (kW)	2.700
Horas de operação (h/ano)	792,00
Custo de construção (R\$)	21.304.350,00
Custo de manutenção e operação (R\$/ano)	81.000,00
Custo de energia elétrica (R\$/ano)	816.838,53
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19
Vida útil (anos)	50

#### 4.2.4 Armazenamento em biodigestores

Analisando-se as características energéticas das propriedades suinocultoras apresentadas na Tabela 4, tem-se uma potência instalada nos geradores totalizando em 3.133,60 kW e um excedente de geração de energia elétrica igual a 778.892,00 kWh/mês. Logo, uma cooperativa formada pelas 22 propriedades analisadas é suficiente para suprir a demanda contratada e o consumo durante o HP da Universidade que são, respectivamente, 2.700 kW e 124.110,00 kWh.

Como mencionado anteriormente, o custo para o consumo durante o HP para a Universidade é de aproximadamente R\$ 1,66 R\$/kWh. Para os suinocultores, o custo de consumo é de 0,65 R\$/kWh em horário livre, ou seja, os custos apresentam uma diferença de 1,01 R\$/kWh entre si. Considerando as taxas relativas à participação no mercado livre e custos com agentes financeiros, há uma redução na margem de negociação de 7,5%, que representa, aproximadamente, 0,08 R\$/kWh. Partindo do pressuposto de que os custos serão rateados de forma igual entre as partes, a nova margem de negociação será de 0,69 a 1,62 R\$/kWh. Para a análise econômica, utilizou-se o ponto médio entre tais valores que é de 1,16 R\$/kWh. Além dos custos citados acima, não há necessidade de maiores investimentos por parte da universidade.

Tabela 11 - Resumo dos parâmetros econômicos da contratação de energia incentivada de biogás

Parâmetros	Resultados
Valor de negociação (R\$)	1,16
Custo de participação e agenciamento (R\$/ano)	56.408,00
Custo de energia elétrica (R\$/ano)	1.720.164,60
Custo evitado de energia elétrica (R\$/ano)	2.478.995,19

### 4.3 Análise de viabilidade econômica

A análise de viabilidade econômica foi feita por meio dos indicadores econômicos VPL, PBE e LCOE. Utilizou-se o *software* Microsoft Excel para a estimativa dos custos, receitas e o fluxo de caixa relacionado a cada tipo de sistema de suprimento.

Após definidos os parâmetros econômicos dos sistemas de suprimento, foram determinados os valores dos indicadores econômicos para o caso base, cuja TMA utilizada foi de 6% a.a. como apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Indicadores econômicos para investimento em sistemas de suprimento

Sistema de Suprimento	Investimento Inicial (R\$)	VPL (R\$)	PBE (anos)	LCOE (R\$/kWh)	
Diesel	2.002.400,00	7.263.601,17	2,63	1,18	
PCHR	21.384.350,00	2.120.856,86	19,64	0,89	
Baterias Eletroquímicas	20%	102.022.855,68	- 76.939.894,84	-	3,15
	40%	51.111.411,60	- 30.916.233,73	-	2,09
	60%	34.140.951,89	- 21.713.002,13	-	2,04
	80%	25.655.722,04	- 25.308.389,55	-	2,55
	20%	105.883.275,68	- 74.471.105,63	-	2,99
	40%	54.971.831,60	- 28.348.122,11	-	1,93
	60%	38.001.371,89	- 19.983.717,00	-	1,89
	80%	29.516.142,04	- 22.584.804,40	-	2,41
Biodigestores	-	8.056.731,85	-	1,19	

Como exposto da Tabela 12, os sistemas de armazenamento de energia que apresentaram viabilidade econômica para sua implementação foram o grupo gerador a diesel, a PCHR e a contratação de energia incentivada de biogás. O banco de baterias de íon-lítio não apresentou viabilidade econômica em nenhum dos casos simulados.

No primeiro momento, a opção mais financeiramente viável é a contratação de energia incentivada pois apresenta um investimento inicial baixíssimo, que é relacionado apenas a adesão ao ACL. Além disso, vale ressaltar que o retorno

econômico aumenta diminuindo-se o valor pago pelo kWh contratado respeitando, claro, o valor mínimo citado anteriormente. Para o caso avaliado, em que o valor de compra é igual a 1,16 R\$/kWh, gera-se uma economia de 28,31% a.a. para a universidade quando comparado ao custo da energia proveniente da concessionária no HP.

Porém, a longo prazo, esse sistema de suprimento não é a melhor opção, visto que a Universidade sempre será dependente de terceiros, sendo eles o suinocultor para geração e a concessionária para o fornecimento, estando sujeita a momentos de contingência e aos reajustes na tarifa que, conseqüentemente, levarão a necessidade de reajuste no valor pago pelo kWh contratado. Portanto, o grupo gerador a diesel e a PCHR podem ser boas escolhas.

Os resultados dos indicadores econômicos encontrados para o grupo gerador a diesel justificam a sua larga aplicação como fonte de suprimento além, é claro, da confiabilidade que a tecnologia fornece aos consumidores que a utilizam. Apresentou 2,63 anos de PBE, que representa 17,53% da sua vida útil. Porém, os problemas que envolvem a utilização desse sistema são a dependência do óleo diesel para funcionamento, conseqüentemente, do preço de compra desse insumo e os impactos ambientais causados pela emissão de gases de efeito estufa.

A PCHR é o sistema que apresentou o menor LCOE, já que, apesar do alto valor de investimento inicial, sua vida útil é longa, os custos de operação e manutenção anuais são mínimos e não há dependência de nenhum combustível além da energia elétrica da concessionária. Porém, para a sua instalação é necessária uma intervenção ambiental muito grande que não foi detalhada nesse estudo, mas que dificulta a implementação do sistema. Uma solução que pode tornar o sistema economicamente mais viável é a proposição de um projeto menor, que supra parcialmente o consumo e demanda contratada durante o HP mantendo o baixo valor de LCOE.

O armazenamento em banco de baterias ainda não é competitivo no mercado brasileiro devido ao seu alto custo de investimento inicial, principalmente. Fato que restringe sua aplicação às situações cujo as características específicas de um banco de baterias são essenciais como, por exemplo, a elevada velocidade de resposta das baterias, que é primordial para o suprimento de cargas críticas em momentos de

contingência. A título de curiosidade, seria necessária uma redução de 60% no custo atual de aquisição para que o sistema apresentasse um VPL positivo no melhor cenário.

Porém, as simulações realizadas apresentaram aspectos importantes que merecem ser destacados. O ponto de maior viabilidade econômica do banco de baterias estudado está próximo à profundidade de descarga de 60%, além disso, é notório que a inclusão do sistema de geração solar fotovoltaica ajuda a viabilizar todo o projeto, ou seja, em relação aos valores praticados pela concessionária de distribuição, a geração fotovoltaica é economicamente viável.

## **5. Conclusão**

Neste trabalho, evidenciou-se que, os custos gerados durante o horário de ponta para a Universidade representam grande parte dos gastos com energia elétrica, além disso há uma tendência de redução no consumo que é fruto de ações de eficiência energética implementadas na UFV. Logo, seguindo esse viés, a utilização de sistemas de suprimento de energia elétrica nesse período é uma opção para a redução nas faturas.

Das propostas simuladas, as que apresentaram viabilidade econômica dentro do horizonte de planejamento de 20 anos e com a TMA de 6% a.a. foram: grupo gerador a diesel, pequena central hidrelétrica reversível e contratação de energia incentivada de biogás. Sendo esta a melhor opção a curto prazo, pois apresenta valor de investimento inicial quase nulo. Entretanto, a médio e longo prazo, suas limitações são a dependência de terceiros para o fornecimento, a variação da tarifa aplicada pela concessionária e impossibilidade de operação em momentos de contingência.

Nesse viés, a utilização do grupo gerador a diesel é uma boa opção devido aos baixos custos de investimento inicial, se comparado com a PCHR. Porém, os limitantes desse sistema são a dependência do consumo de um combustível derivado do petróleo e, conseqüentemente, de sua variação de preço, além dos impactos ambientais gerados pela queima desse combustível.

Devido as características de relevo, a disponibilidade hídrica da Universidade e o baixo LCOE, a PCHR demonstra ser viável a longo prazo. Porém, seus limitantes

são o altíssimo custo de investimento inicial e a expressiva intervenção ambiental gerada pela construção do reservatório superior.

Considerando que alguns dados utilizados foram baseados em valores médios e propostos na literatura, sugere-se que, em trabalhos futuros, para os casos que apresentaram viabilidade econômica em sua implantação, seja feito um maior detalhamento de todos os parâmetros utilizados na metodologia para o projeto e os indicadores financeiros. Além disso, pode-se fazer uma análise de sensibilidade que mostre os efeitos provocados nos indicadores econômicos caso haja uma variação na TMA, no custo de investimento inicial e no custo da energia elétrica.

Outro aspecto a ser analisado em trabalhos futuros é a consideração dos prejuízos gerados pelos momentos de contingência, já que esses custos não foram adicionados aos cálculos de análise financeira e podem demonstrar que os sistemas são ainda mais viáveis que o apresentado. Outra opção não avaliada é a possibilidade da utilização de dois ou mais sistemas simultaneamente possibilitando a concentração das vantagens de cada um deles e mitigando as desvantagens.

Por fim, vale ressaltar que a metodologia de análise apresentada por este Trabalho de Conclusão de Curso pode ser aplicada para outros grandes consumidores, tendo em vista que a maioria dos consumidores do Grupo A são do subgrupo A4 e enquadrados na modalidade tarifária horária azul.

## Referências Bibliográficas

- ANDRADE, Jorge Vleberton Bessa et al. Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting Brazilian economic development. **Energy Policy**, v. 143, p. 111555, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111555>. Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**, 2021f. Disponível em: [Ambiente de Contratação Livre \(ACL\) - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**, 2021h. Disponível em: [Ambiente de Contratação Regulada \(ACR\) - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**, 2021k. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Consumidor cativo**, 2021i. Disponível em: [Consumidor cativo - Busca - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Consumidor livre**, 2021g. Disponível em: [Consumidor livre - Busca - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Curso EAD Fundamentos do setor elétrico**, 2017. Disponível em: [http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod1\\_uni1\\_sl1.html](http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod1_uni1_sl1.html). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**, 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**, 2021b. Disponível em: [Microsoft Power BI](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Grupo A**, 2021d. Disponível em: [Grupo A - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Grupo B**, 2021e. Disponível em: [Grupo B - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Modalidade tarifária**, 2021j. Disponível em: [Modalidade tarifária - Informações Técnicas - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa N° 414**, 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ren-414>. Acesso em: 3 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N°482**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2021.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resposta da demanda**, 2021c. Disponível em: [Resposta da demanda - Busca - ANEEL](#). Acesso em: 3 mai. 2021.

ANEKE, Mathew; WANG, Meihong. Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review. **Applied Energy**, v. 179, p. 350-377, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>. Acesso em: 3 mai. 2021.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Série histórica do levantamento de preços**, 2020. Disponível em: [Série histórica do levantamento de preços \(anp.gov.br\)](https://www.anp.gov.br/serie-historica-do-levantamento-de-precos). Acesso em: 3 mai. 2021.

ANTONIO, A. S. **Viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás de produção de suínos de Minas Gerais**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG, 2016. Disponível em: <https://www.locus.ufv.br/handle/123456789/10394>. Acesso em: 3 mai. 2021.

BEAUDIN, Marc et al. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. **Energy for sustainable development**, v. 14, n. 4, p. 302-314, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.007>. Acesso em: 3 mai. 2021.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil. **Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia**, 2016. Disponível em: [Estudo Mercado Armazenamento Brasil \(abaque.com.br\)](https://www.abaque.com.br/estudo-mercado-armazenamento-brasil). Acesso em: 3 mai. 2021.

BUTT, Osama Majeed; ZULQARNAIN, Muhammad; BUTT, Tallal Majeed. Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network. **Ain Shams Engineering Journal**, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004>. Acesso em: 3 mai. 2021.

CANALES, Fausto A.; BELUCO, Alexandre; MENDES, Carlos André B. A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant?. **Journal of Energy Storage**, v. 4, p. 96-105, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2015.09.007>. Acesso em: 3 mai. 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Brasil alcança marca de duas mil usinas de geração de energia em funcionamento**, 2020. Disponível em: [CCEE - Detalhe da notícia -](https://www.ccee.org.br/pt-br/Noticias/Brasil-alcanca-marca-de-duas-mil-usinas-de-geracao-de-energia-em-funcionamento). Acesso em: 3 mai. 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Resposta da Demanda**, 2021a. Disponível em: [CCEE - Resposta da Demanda -](https://www.ccee.org.br/pt-br/Resposta-da-Demanda). Acesso em: 3 mai. 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Consumidor Especial**, 2021b. Disponível em: [CCEE - Veja se sua empresa se enquadra - Categoria de Agentes da CCEE à Consumidoras de energia](https://www.ccee.org.br/pt-br/Consumidor-Especial). Acesso em: 3 mai. 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Procedimentos de Comercialização**, 2021c. Disponível em: [CCEE - O que fazemos - CCEE - Procedimentos de Comercialização - PdCs - Energia Elétrica - PdCs - Energia Elétrica](https://www.ccee.org.br/pt-br/Procedimentos-de-Comercializacao). Acesso em: 8 mai. 2021.

CEMIG. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. **CONTRIBUIÇÃO AUDIÊNCIA PÚBLICA N.001/2019**. Disponível em: [audiencias-publicas \(aneel.gov.br\)](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas). Acesso em: 7 mai. 2021.

CERVI, Ricardo G.; ESPERANCINI, Maura ST; BUENO, Osmar de C. Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suinícola para geração de energia elétrica. **Engenharia Agrícola**, v. 30, n. 5, p. 831-844, 2010. Disponível em: [Economic viability for electrical power generation using biogas produced in swine grange \(scielo.br\)](https://doi.org/10.1590/S0034-7345201005000001). Acesso em: 3 mai. 2021.

COIMBRA-ARAÚJO, Carlos H. et al. Brazilian case study for biogas energy: Production of electric power, heat and automotive energy in condominiums of agroenergy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 826-839, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.024>. Acesso em: 3 mai. 2021.

CUMMINS. Cummins Power Generation. **Manual de Aplicação - Grupos Geradores Arrefecidos a água**, 2021. São Paulo, SP, 2011. Disponível em: [Manual Gerador CumminsT030Português.pdf \(ifam.edu.br\)](https://www.cummins.com/br/~/media/Products/PowerGeneration/Manuals/Manual_Gerador_CumminsT030Português.pdf). Acesso em: 3 mai. 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**, 2018. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-](https://www.epe.gov.br/sites/default/files/2018/07/16/pep-2018.pdf). Acesso em: 3 mai. 2021.

GASPARIN, Fabiano Perin; KRENZINGER, Arno. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 10-17, 2017. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/download/169/160>. Acesso em: 3 mai. 2021.

GE, Xumeng et al. Biogas energy production from tropical biomass wastes by anaerobic digestion. **Bioresource technology**, v. 169, p. 38-44, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.06.067>. Acesso em: 3 mai. 2021.

GLASNOVIC, Zvonimir; MARGETA, Jure. The features of sustainable solar hydroelectric power plant. **Renewable energy**, v. 34, n. 7, p. 1742-1751, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.033>. Acesso em: 3 mai. 2021.

GOOGLE. *Google Earth website*, 2021. Disponível em: [Google Earth](https://www.google.com/earth/). Acesso em: 7 mai. 2021.

HAN, Xuebing et al. A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle. **ETransportation**, v. 1, p. 100005, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100005>. Acesso em: 3 mai. 2021.

IEA. International Energy Agency. **Key world energy statistics**, Paris, 2020. Disponível em: [Key World Energy Statistics 2020 \(petrolfed.be\)](https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020). Acesso em: 3 mai. 2021.

INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. **Banco de Dados Meteorológicos do INMET**, 2017. Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/>. Acesso em: 3 mai. 2021.

JING, Wenlong et al. A comprehensive study of battery-supercapacitor hybrid energy storage system for standalone PV power system in rural electrification. **Applied Energy**, v. 224, p. 340-356, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.106>. Acesso em: 3 mai. 2021.

KESHAN, Hardik; THORNBURG, Jesse; USTUN, Taha Selim. Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems. 2016. Disponível em: [Comparison-of-lead-acid-and-lithium-ion-batteries-for-stationary-storage-in-off-grid-energy-systems.pdf \(researchgate.net\)](https://www.researchgate.net/publication/311111111). Acesso em: 3 mai. 2021.

KHAN, Imran Ullah et al. Biogas as a renewable energy fuel—A review of biogas upgrading, utilisation and storage. **Energy Conversion and Management**, v. 150, p. 277-294, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.035>. Acesso em: 3 mai. 2021.

KIM, Jisun; SUHARTO, Yulianto; DAIM, Tugrul U. Evaluation of Electrical Energy Storage (EES) technologies for renewable energy: A case from the US Pacific Northwest. **Journal of Energy Storage**, v. 11, p. 25-54, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.01.003>. Acesso em: 3 mai. 2021.

LABREM. Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. **Irradiação no Plano Inclinado para o Estado de MINAS GERAIS**, 2020. Disponível em: [http://labren.ccst.inpe.br/atlas2\\_tables/MG\\_inc.html](http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/MG_inc.html). Acesso em: 3 mai. 2021.

LUO, Xing et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied energy**, v. 137, p. 511-536, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>. Acesso em: 3 mai. 2021.

MARTINS, Jonathan Ribeiro et al. Análise de viabilidade da geração distribuída em horário de ponta: estudo de caso. **Revista Gestão & Tecnologia**, v. 18, n. 3, p. 112-129, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.20397/2177-6652/2018.v18i3.1455>. Acesso em: 3 mai. 2021.

NADEEM, Furquan et al. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. **IEEE Access**, v. 7, p. 4555-4585, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=8580457>. Acesso em: 3 mai. 2021.

NOGUEIRA, C. E. C. **Dimensionamento de sistemas integrados de energia em ambientes rurais**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/88061>. Acesso em: 3 mai. 2021.

NYECHE, E. N.; DIEMUODEKE, E. O. Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities. **Journal of cleaner production**, v. 250, p. 119578, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119578>. Acesso em: 3 mai. 2021.

ONS. Operador Nacional do Sistema. **O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**, 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 3 mai. 2021.

PARRADO, C. et al. 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile. **Energy**, v. 94, p. 422-430, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.015>. Acesso em: 3 mai. 2021.

PASQUAL, Janaina Camile; BOLLMANN, Harry Alberto; SCOTT, Christopher. Biogas Perspectives in Livestock Sector in Brazil and the United States: Electric, Thermal and Vehicular Energy Use. **Journal of Agricultural Science and Technology A**, v. 7, p. 258-273, 2017. Disponível em: [Microsoft Word - 4-JAST-E17041902 二修完成 \(semanticscholar.org\)](https://www.semanticscholar.org/document/4-JAST-E17041902). Acesso em: 3 mai. 2021.

PEREIRA, Antônio Roberto; NOVA, Nílson Augusto Villa; SEDIYAMA, Gilberto Chohaku. **Evapo (transpi) razão**. Piracicaba: Fealq, 1997. Disponível em: [Alianza SIDALC](#). Acesso em: 3 mai. 2021.

PEREIRA, José Cláudio. **Motores e geradores. Princípios de Funcionamento**, 2010. Disponível em: [Motores e geradores PARTE II - Alternadores e grupos geradores \(joseclaudio.eng.br\)](#). Acesso em: 3 mai. 2021.

PETROLLESE, Mario; SECHE, Pierluigi; COCCO, Daniele. Analysis and optimization of solar-pumped hydro storage systems integrated in water supply networks. **Energy**, v. 189, p. 116176, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116176>. Acesso em: 3 mai. 2021.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47-499, 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 3 mai. 2021.

REHMAN, Shafiqur; AL-HADHRAMI, Luai M.; ALAM, Md Mahbub. Pumped hydro energy storage system: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 586-598, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>. Acesso em: 3 mai. 2021.

RITCHIE, Hannah; ROSER, Max. Energy. **Our World in Data**, 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy>. Acesso em: 3 mai. 2021.

SABIHUDDIN, Siraj; KIPRAKIS, Aristides E.; MUELLER, Markus. A numerical and graphical review of energy storage technologies. **Energies**, v. 8, n. 1, p. 172-216, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en8010172>. Acesso em: 3 mai. 2021.

SERGICI, Sanem et al. Quantifying net energy metering subsidies. **The Electricity Journal**, v. 32, n. 8, p. 106632, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106632>. Acesso em: 3 mai. 2021.

TAVARES, Charles. **Biodigestores: Ajudando o meio ambiente**, 2011. Disponível em: [Charles Tavares: Biodigestores: Ajudando o meio ambiente \(charlesad.blogspot.com\)](#). Acesso em: 8 mai. 2021.

UFV. Universidade Federal de Viçosa. **Base de dados de faturas de energia elétrica**. Pró-reitoria de administração, 2020.

VASUDEVAN, Krishnakumar R. et al. Variable speed pumped hydro storage: A review of converters, controls and energy management strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 135, p. 110156, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110156>. Acesso em: 3 mai. 2021.

ZACH, Karl; AUER, Hans; LETTNER, Georg. Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. **stoRE**, 2012. Disponível em: [stoRE Deliverable 2.1 \(D2.1\) \(store-project.eu\)](#). Acesso em: 3 mai. 2021.