



**MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA MICRORREDE  
HÍBRIDA ILHADA**

**JOÃO VICTOR LIMA DE CASTRO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica

## Modelagem e Simulação de uma Microrrede Híbrida Ilhada

João Victor Lima de Castro

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

---

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)  
(Orientador)

---

Prof. Anésio de Leles Ferreira Filho, Ph.D. (ENE-UnB)  
(Examinador Interno)

---

Prof. Fernando Cardoso Melo, D.Sc. (ENE-UnB)  
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 2021.

## FICHA CATALOGRÁFICA

CASTRO, JOÃO VICTOR LIMA DE

Modelagem e Simulação de uma Microrrede Híbrida Ilhada. [Distrito Federal] 2021. xiii, XXp., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2021).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Microrredes Elétricas

3. Banco de Baterias

I. ENE/FT/UnB

2. Gerenciamento de Energia

4. Fontes Renováveis

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CASTRO, J. V. L. (2021). Modelagem e Simulação de uma Microrrede Híbrida Ilhada, Trabalho de Graduação, Publicação 2021, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, XX p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: João Victor Lima de Castro

TÍTULO: Modelagem e Simulação de uma Microrrede Híbrida Ilhada.

GRAU: Engenheiro Eletricista                      ANO: 2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

João Victor Lima de Castro

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente aos meus pais e irmãos por me apoiarem e acreditarem nos meus sonhos.

Ao meus melhores amigos, Lucas, Gustavo, Ruan, Luke e a Luma por todos os momentos que passamos juntos na UnB, sem dúvidas vocês fizeram com que essa trajetória fosse ainda mais marcante.

À Ingrid, que sempre esteve ao meu lado nas mais diversas situações. Obrigado por todo carinho, suporte e crescimento que tivemos juntos.

À Empresa Júnior ENETEC por todo o crescimento pessoal e profissional que me proporcionou desde o início do curso.

À Atlética de Engenharia Elétrica, a Polarizada, que tive o prazer de fundar junto com o meu melhor amigo Lucas, uma das experiências mais incríveis e enriquecedoras que tive na universidade.

Ao meu orientador Francis, pela excepcional atenção, empenho, e qualidade nos conhecimentos transmitidos durante o desenvolvimento do trabalho de graduação.

## RESUMO

Neste trabalho, uma microrrede híbrida projetada para operar de forma ilhada é modelada e testada computacionalmente. Esta configuração é constituída por fontes renováveis como unidades eólicas e fotovoltaicas, assim como um sistema de armazenamento de energia para regular o fluxo de potência de acordo com a demanda elétrica. Tal microrrede tem alguns componentes conectados em um barramento de corrente contínua (CC) e outros em um barramento de corrente alternada (CA), estando ambos interligados por um conversor bidirecional. Dessa forma, o sistema elétrico modelado é testado diante de cenários sem o sistema de armazenamento de energia, sem uma fonte de geração conectada e operando no modo carregamento da bateria, sendo possível visualizar a resposta das unidades geradoras e a importância do banco de baterias para a estabilidade da microrrede, diante de variações dos recursos naturais e da carga. Além disso, observa-se o comportamento dos níveis de tensão e potência diante da aplicação dos circuitos eletrônicos responsáveis por estabilizar a tensão e extrair a máxima potência do sistema (MPPT).

**Palavras-chave:** Banco de Baterias; Fontes Renováveis; Gerenciamento de Energia; Microrredes Elétricas.

## ABSTRACT

In this work, a hybrid microgrid designed to operate in an islanded way is modeled and computationally tested. This configuration consists of renewable sources, such as wind and photovoltaic units as well as an energy storage system to regulate the power flow according to electrical demand. Such a microgrid has some components connected in a direct current (DC) bus and others in an alternating current (AC) bus, both being interconnected by a bidirectional converter. In this way, the modeled electrical system is tested in scenarios without the energy storage system, without a connected generation source and operating in battery charging mode, making it possible to view the response of the generating units and the importance of the battery bank for the stability of the microgrid, in the face of variations in natural resources and load. In addition, the behavior of voltage and power levels is observed when applying electronic circuits responsible for stabilizing the voltage and extracting the maximum power from the system (MPPT).

**Keywords:** Battery bank; Electric Microgrids; Energy management; Renewable sources

# SUMÁRIO

<b>Sumário</b>	i
<b>Lista de Figuras</b>	iii
<b>Lista de Tabelas</b>	vi
<b>Lista de Símbolos</b>	vii
<b>Glossário</b>	viii
<b>Capítulo 1 – Introdução</b>	1
1.1 Contextualização do tema . . . . .	1
1.2 Objetivo . . . . .	7
1.3 Organização do texto . . . . .	8
<b>Capítulo 2 – Fundamentação Teórica</b>	9
2.1 Microrredes Elétricas Híbridas . . . . .	9
2.2 Componentes das Microrredes Elétricas . . . . .	11
2.2.1 Sistema Fotovoltaico . . . . .	11
2.2.1.1 Modelo de Módulos Fotovoltaicos . . . . .	11
2.2.1.2 Circuito Conversor . . . . .	13
2.2.1.3 Algoritmos de Controle . . . . .	14
2.2.2 Sistema Eólico . . . . .	16
2.2.2.1 Turbina Eólica . . . . .	16
2.2.2.2 Trem de Força . . . . .	18
2.2.2.3 Gerador Síncrono de Imã Permanente . . . . .	19
2.2.2.4 Inversor . . . . .	20
2.2.2.5 Controle de Conversor Trifásico . . . . .	21
2.2.3 Sistema Hidrocinético . . . . .	22
2.2.4 Sistema de Armazenamento de Energia . . . . .	23

---

2.2.4.1	Escolha do Tipo de Bateria . . . . .	23
2.2.4.2	Dimensionamento do Banco de Baterias . . . . .	24
2.2.4.3	Circuito Eletrônico do Banco de Baterias . . . . .	26
2.2.5	Sistema de Controle do Barramento . . . . .	30
<b>Capítulo 3 – Modelagem e Dimensionamento dos Componentes da Microrrede Híbrida</b>		<b>32</b>
3.1	Microrrede Híbrida . . . . .	32
3.2	Sistema Fotovoltaico . . . . .	33
3.3	Sistema Eólico . . . . .	34
3.4	Sistema Hidrocinético . . . . .	35
3.5	Sistema de Armazenamento de Energia . . . . .	36
<b>Capítulo 4 – Resultados</b>		<b>37</b>
4.1	Avaliação Individual das Unidades de Geração ou Fornecimento de Energia	37
4.1.1	Sistema Fotovoltaico . . . . .	37
4.1.2	Sistema Eólico . . . . .	38
4.1.3	Sistema Hidrocinético . . . . .	40
4.1.4	Sistema de Armazenamento de Energia . . . . .	42
4.2	Avaliação da Microrrede - Situações da Operação . . . . .	44
4.2.1	Caso 1 - Microrrede com o Banco de Baterias Desconectado. . .	44
4.2.2	Caso 2 - Modo de Carregamento do Banco de Baterias . . . . .	45
4.2.3	Caso 3 - Microrrede com uma Fonte de Geração Desconectada .	47
<b>Capítulo 5 – Conclusões</b>		<b>49</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>		<b>51</b>

## LISTA DE FIGURAS

1.1	Matriz Energética Brasileira (MME 2021). . . . .	2
1.2	Componentes de uma Microrrede. . . . .	3
1.3	Geração Centralizada x Distribuída (CBES 2018). . . . .	3
1.4	Microrrede com Elementos em Corrente Contínua e Alternada. . . . .	6
2.1	1º Exemplo de Microrrede Híbrida. . . . .	10
2.2	2º Exemplo de Microrrede Híbrida. . . . .	10
2.3	Circuito Equivalente da Célula Solar. . . . .	12
2.4	Curva P-V do Ponto de Máxima Potência (MPP) do Painel Solar. . . . .	13
2.5	Circuito Equivalente do Sistema Fotovoltaico com MPPT. . . . .	14
2.6	Fluxograma do Algoritmo Perturbe & Observe. . . . .	15
2.7	Curva P-V do Algoritmo Perturbe & Observe. . . . .	15
2.8	Componentes da Turbina Eólica. . . . .	17
2.9	Potência Mecânica x Velocidade Angular. . . . .	18
2.10	Elementos do Trem de Força. . . . .	19
2.11	Inversor do Sistema Eólico. . . . .	20
2.12	Diagrama Simplificado do Sistema Eólico. . . . .	21
2.13	<i>Voltage Oriented Control</i> . . . . .	22
2.14	Componentes da Turbina Hidrocinética. . . . .	23
2.15	Elementos da Bateria Chumbo Ácido. . . . .	24
2.16	Circuito do Conversor Bidirecional. . . . .	27

---

2.17	Modo Carregamento: 1 <sup>a</sup> etapa. . . . .	27
2.18	Modo Carregamento: 2 <sup>a</sup> etapa. . . . .	28
2.19	Modo Descarregamento: 1 <sup>a</sup> etapa. . . . .	29
2.20	Modo Carregamento: 2 <sup>a</sup> etapa. . . . .	30
2.21	Sistema de Controle do Barramento. . . . .	31
3.1	Microrrede elétrica híbrida para avaliação computacional . . . . .	32
3.2	Características I-V e P-V do Sistema Fotovoltaico. . . . .	33
3.3	Curva de Potência Eólica. . . . .	34
3.4	Potência extraída da turbina para diferentes velocidades do vento. . . . .	34
3.5	Curva de Potência Hidrocinética. . . . .	35
3.6	Potência extraída da turbina para diferentes velocidades de rio. . . . .	35
4.1	Configuração do Sistema Fotovoltaico (Simulink). . . . .	37
4.2	Simulação do Sistema Fotovoltaico. . . . .	38
4.3	Configuração do Sistema Eólico (Simulink). . . . .	39
4.4	Saída do Inversor do Sistema Eólico (sem Zoom). . . . .	40
4.5	Saída do Inversor do Sistema Eólico (com Zoom). . . . .	40
4.6	Configuração do Sistema Hidrocinético (Simulink). . . . .	41
4.7	Simulação do Sistema Hidrocinético. . . . .	41
4.8	Configuração do Sistema de Armazenamento de Energia (Simulink). . . . .	42
4.9	Simulação do Modo Carregamento da Bateria. . . . .	43
4.10	Simulação do Modo Descarregamento da Bateria. . . . .	44
4.11	Caso 1 - Microrrede com o Banco de Baterias Desconectado (Potência dos Sistemas). . . . .	45
4.12	Caso 2 - Modo de Carregamento do Banco de Baterias (Potência dos Sistemas). . . . .	46

---

4.13 Caso 2 - Modo de Carregamento do Banco de Baterias (Potência, Corrente e Tensão das Cargas). . . . .	47
4.14 Caso 3 - Microrrede com Fonte Eólica Desconectada (Potência dos Sistemas). . . . .	47
4.15 Caso 3 - Microrrede com Fonte Eólica Desconectada (Potência, Corrente e Tensão das Cargas). . . . .	48

## LISTA DE TABELAS

3.1	Parâmetros do Módulo Fotovoltaico. . . . .	33
3.2	Parâmetros da Bateria Chumbo-Ácido. . . . .	36
3.3	Características do Banco de Baterias. . . . .	36

## LISTA DE SÍMBOLOS

CC	Corrente Contínua.
CA	Corrente Alternada.
GD	Geração Distribuída.
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking.</i>
P&O	Perturbe & Observa.
PWM	<i>Pulse Width Modulation.</i>
SOC	<i>State of Charge.</i>
VOC	<i>Voltage Oriented Control.</i>

## GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CBES	Congresso Brasileiro de Energia Solar.
PROAM	Instituto Brasileiro de Proteção Ambiental.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
MME	Ministério de Minas e Energia.

# INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O descuido com o meio ambiente cresce a cada ano no Brasil intensificando a nossa crise ambiental. O desmatamento está com os maiores índices nos últimos anos. Em abril de 2021 registramos um aumento de 40% em relação ao mesmo período do ano passado, e as mudanças climáticas vem impactando cada vez mais o aquecimento global de acordo com o PROAM (Instituto Brasileiro de Proteção Ambiental). Na última década tivemos 8 dos 10 anos mais quentes registrados na superfície terrestre. Esses fatores contribuem para uma diminuição no período de chuva, pois o desmatamento reduz a introdução de vapor de água na atmosfera e altera o padrão de precipitação no local.

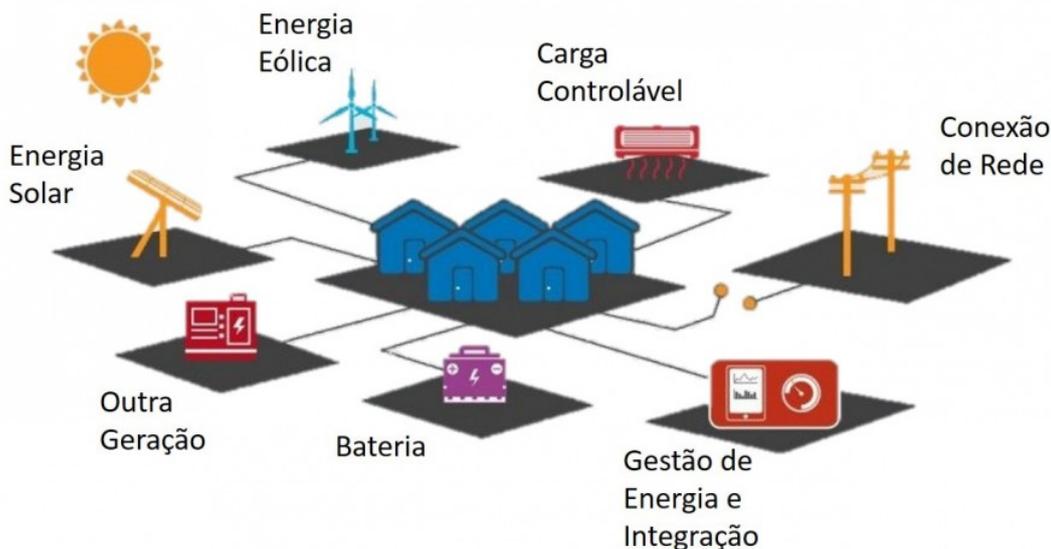
O cenário descrito ocasiona uma crise hídrica no Brasil que impacta diretamente nossa matriz energética dado que ela é majoritariamente proveniente de usinas hidrelétricas como mostrado na Figura 1.1. Em períodos como esse, percebem-se as consequências de ter uma alta concentração em uma fonte de energia que apesar de ser limpa e renovável, possui um grande impacto ambiental como as alterações no microclima local e grandes desmatamentos para a instalação das barragens que causam prejuízos à fauna e à flora de forma irreversível. Conseqüentemente, o Brasil é obrigado a aumentar o uso de usinas termelétricas para não entrar em um colapso energético, mas além de serem mais poluentes, o custo da sua operação é mais alto e reflete em uma mudança na bandeira tarifária da conta de luz do brasileiro (MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, 2021).

ESPECIFICAÇÃO	GWh		20/19 %	Estrutura (%)	
	2019	2020		2019	2020
HIDRÁULICA	397.877	396.327	-0,4	61,1	61,4
BAGAÇO DE CANA	36.827	38.776	5,3	5,7	6,0
EÓLICA	55.986	57.051	1,9	8,6	8,8
SOLAR	6.655	10.750	61,5	1,0	1,7
OUTRAS RENOVÁVEIS (a)	18.094	19.966	10,3	2,8	3,1
ÓLEO	6.926	7.745	11,8	1,1	1,2
GÁS NATURAL	60.448	53.464	-11,6	9,3	8,3
CARVÃO	15.327	11.946	-22,1	2,4	1,8
NUCLEAR	16.129	14.053	-12,9	2,5	2,2
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS (b)	12.060	11.121	-7,8	1,9	1,7
IMPORTAÇÃO	24.957	24.718	-1,0	3,8	3,8
<b>TOTAL (c)</b>	<b>651.285</b>	<b>645.915</b>	<b>-0,8</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<i>Dos quais renováveis</i>	<i>540.395</i>	<i>547.587</i>	<i>1,3</i>	<i>83,0</i>	<i>84,8</i>

Figura 1.1. Matriz Energética Brasileira (MME 2021).

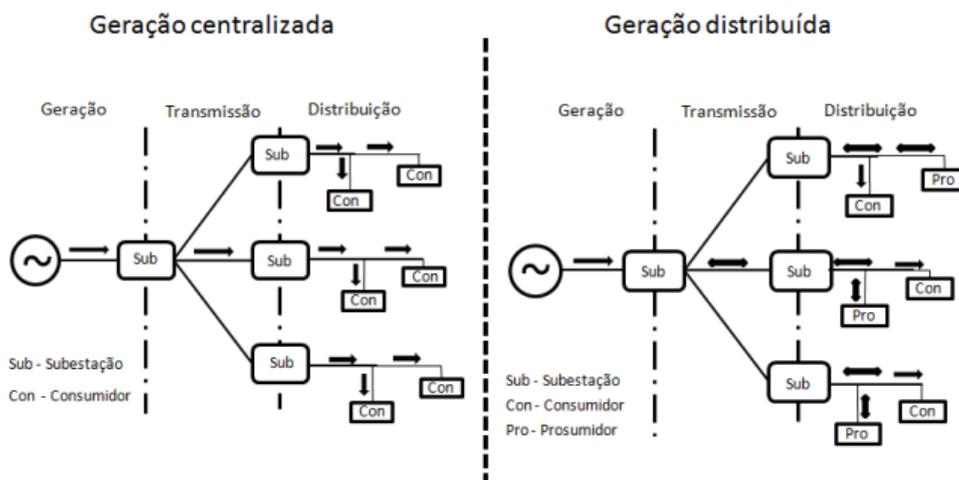
Nesse contexto, nota-se a importância de diversificar nossa geração explorando outras fontes de energia renováveis como por exemplo a solar e a eólica para suprir essas crises e também diminuir o impacto ao meio ambiente. O território brasileiro possui um grande potencial energético para a exploração dessas fontes de energias renováveis de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), principalmente com a geração eólica na região nordeste e a solar por ser um dos países com a maior incidência de irradiação solar no mundo. Esse movimento na matriz energética brasileira é também uma tendência mundial. Cada vez mais os países buscam explorar esses tipos de energia.

Uma das tendências mundiais e ainda em estágio embrionário no Brasil é a utilização de microrredes como opção para integração de um sistema com fontes de energias renováveis. A microrrede é um sistema elétrico com recursos de geração distribuída, armazenadores de energia e cargas, como mostrado na Figura 1.2, capazes de operarem conectadas a uma rede de distribuição principal e, em casos de emergência, também podem operar de forma isolada no formato de "ilha de energia", sendo uma alternativa para regiões mais remotas e fora da malha energética (MAHMOUD, 2017).



**Figura 1.2.** Componentes de uma Microrrede.

A Geração Distribuída (GD) é um termo utilizado para denominar a geração de energia elétrica próxima aos locais de consumo, diferentemente da geração centralizada como mostrado na Figura 1.3. Esse modelo permite ao usuário gerar sua própria energia por meio de geradores descentralizados via fontes renováveis e até mesmo conceder o excedente à rede de distribuição gerando créditos de energia para serem utilizados ou compensados posteriormente. Essa modalidade abrange desde grandes parques de geração conectadas à rede como também pequenas instalações dentro de zonas urbanas em locais como telhado de prédios residenciais e comerciais (ZHOU, 2016).



**Figura 1.3.** Geração Centralizada x Distribuída (CBES 2018).

O estímulo à utilização desse sistema traz inúmeros benefícios para os usuários e para o sistema elétrico. A sua implementação, além de ser positiva para o meio ambiente diminuindo o impacto ambiental com o uso de fontes renováveis, também reduz a sobrecarga das linhas de transmissão e distribuição, adiando os investimentos em manutenção e evitando perdas. Entretanto, pode-se observar impactos negativos como perturbações na tensão do sistema elétrico.

Existem diversos exemplos de projetos que utilizam a microrrede em locais mais remotos onde a conexão com a rede elétrica convencional não traz confiabilidade ao sistema, possuindo interrupções, falhas na transmissão e distribuição ou em locais onde existem cargas críticas importantes como, por exemplo, indústria e hospitais que não podem ficar sem o abastecimento de energia elétrica. Entretanto, a sua principal aplicação é em locais onde o acesso à energia é precário, como por exemplo a indústria de mineração (GÓMEZ *et al.*, 2020). A implementação de uma microrrede híbrida com geração distribuída e um sistema de armazenamento de energia contribuem para a redução de custos com geradores de combustíveis fósseis e garantem uma operação ininterrupta. Um sistema com 1 MW de potência instalada pode substituir a utilização de cerca de meio milhão de litros de diesel.

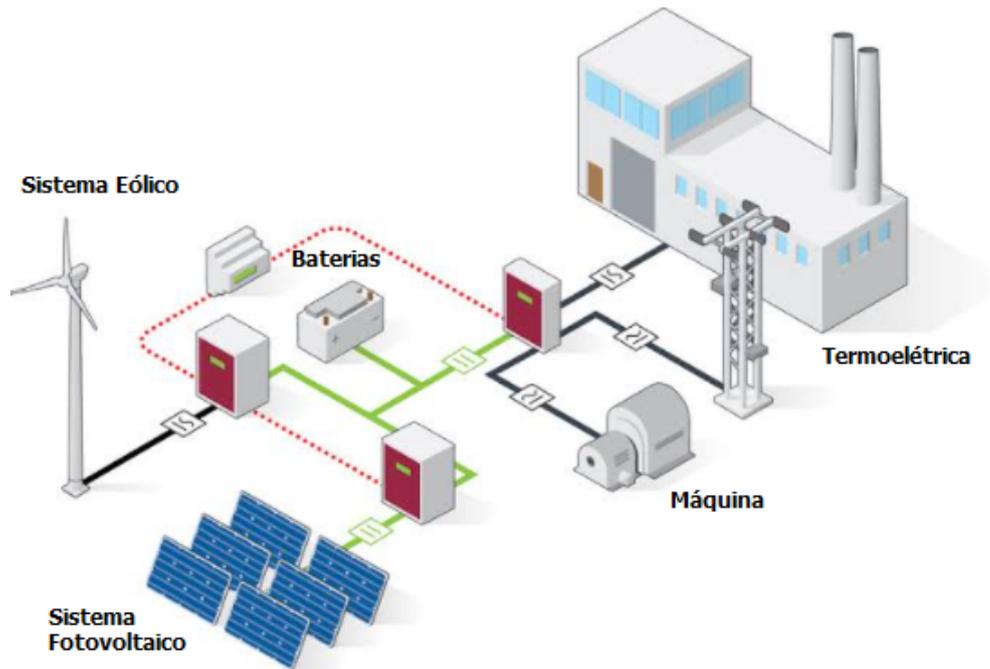
Como a operação da microrrede pode ser feita em regime de ilha, a regulamentação brasileira é realizada pelos módulos 1, 3 e 4 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) que são normas elaboradas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho de sistemas de distribuição de energia (ANEEL, 2018), (ANEEL, 2017) e (ANEEL, 2010).

A grande questão do funcionamento de uma microrrede é a estabilização da frequência do sistema elétrico quando a operação de ilha é restabelecida. Normalmente, as unidades consumidoras de energia que estão conectadas ao sistema elétrico possuem a mesma frequência de operação. Entretanto, em uma situação de ilha, a frequência é estabelecida pelas fontes de geração do sistema e quando ocorre a reestabilização da microrrede com o sistema, é necessário que a frequência seja igual a da distribuidora. Caso contrário, o sistema pode entrar em colapso, pois a diferença de

frequência provoca um desequilíbrio nos motores e geradores.

Para as fontes renováveis de geração distribuída (GD), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamenta por meio da Resolução Normativa N<sup>o</sup> 687/2015 que os consumidores podem produzir a própria energia por meio de pequenas centrais geradoras conectadas à distribuidora. A agência reguladora divide a GD em dois grupos conforme a demanda do sistema, como a microgeração (até 75 kW) e minigeração (até 5 MW) (ANEEL, 2015).

As microrredes são classificadas de acordo com as características de tensão e corrente da rede elétrica que ela está conectada (alternada ou contínua) e também de acordo com a conectividade (conectadas ou isoladas da rede elétrica). Esse sistema possui diversas vantagens que já foram citadas anteriormente como, por exemplo, operarem de forma isolada, possuírem um sistema de armazenamento de energia e, além disso, não serem impactadas por mudanças tarifárias das distribuidoras. Entretanto, atualmente os projetos ainda possuem altos custos de investimento e de implementação, mas vale destacar que o avanço do desenvolvimento de tecnologia e o aperfeiçoamento dos equipamentos de eletrônica de potência contribuem positivamente para o crescimento da implantação das microrredes (TABATABAEI, 2020). Um exemplo de microrrede é mostrado na Figura 1.4.



**Figura 1.4.** Microrrede com Elementos em Corrente Contínua e Alternada.

Alternativamente, também é possível formar uma microrrede híbrida que possui os dois tipos de conexão da rede elétrica como por exemplo a alternada e a contínua em sua estrutura. Para decidir a topologia mais apropriada para a aplicação da microrrede, necessita-se levar em consideração fatores como a melhor escolha do local de geração para evitar perdas de distribuição, manutenção e questões ambientais. Com isso, a microrrede híbrida consegue se adaptar melhor ao ambiente, independente do local, por possuir ambas as características.

A operação de uma microrrede com fontes de geração distribuída é interessante para evitar perdas por meio da transmissão e em relação a segurança caso ocorra um acidente afetando o funcionamento do sistema como um todo. A geração distribuída se caracteriza por possuir as fontes de energia próxima aos locais de consumo, diminuindo perdas elétricas e da queda de tensão do sistema. Outra vantagem dessa topologia é posicionar a geração distribuída em um local que aproveite o máximo possível as condições energéticas do meio, usufruindo melhor do potencial energético como o índice de irradiação solar para a geração solar e a densidade de fluxo do vento para a geração eólica. Para que não ocorra uma interrupção no fornecimento de energia da microrrede caso ela possua cargas críticas, utiliza-se um sistema de armazenamento de energia,

um banco de baterias, para garantir o fornecimento ininterrupto de energia. Quando a geração é maior que o consumo, o banco de baterias é carregado para que possa fornecer energia ao sistema em um momento que a geração não seja suficiente para suprir a demanda das cargas ou ocorra uma falha na geração que comprometa o fornecimento de energia para o sistema (TABATABAEI, 2020).

A topologia da microrrede híbrida possui ambas as características de tensão e corrente. Do lado de corrente contínua, a geração eólica vai utilizar um conversor CC-CA, pois ela produz energia em corrente contínua (CC). As fontes de geração solar, hidrocínética e o sistema de armazenamento de energia produzem energia em corrente contínua (CC), mas nesse caso utiliza-se um conversor CC-CC para fornecer energia elétrica com valores de tensão estável. Esse formato contribui para uma melhor eficiência na conversão de energia para as baterias, diminuindo as perdas e impactando uma maior autonomia no sistema. As fontes de geração são equipadas com o dispositivo MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*, ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência em português) para encontrar o ponto de máxima potência que as fontes têm para oferecer ao sistema.

Diante do exposto, considera-se necessário realizar um estudo minucioso da operação das microrredes híbridas operando isoladamente, visando determinar sua eficiência e estabilidade para cenários ótimos e adversos em relação à energia disponível. Consequentemente, é também relevante estudar a resposta dos sistemas de controle para maximização de energia gerada e gerenciamento de energia elétrica.

## 1.2 OBJETIVO

A principal finalidade deste trabalho de graduação é apresentar a modelagem de uma microrrede híbrida ilhada com fontes de geração distribuída como solar, eólica e hidrocínética e também com um sistema de armazenamento de energia, como o banco de baterias. Para isso, os seguintes objetivos específicos podem ser listados:

- Apresentar o dimensionamento das fontes de geração distribuída e do sistema de armazenamento de energia;

- Modelar uma microrrede híbrida ilhada com elementos CC e CA;
- Simular a operação da microrrede com todos os sistemas conectados.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho encontra-se organizado com a seguinte estrutura:

No capítulo 2, descreve-se a fundamentação teórica e os componentes da microrrede híbrida;

No capítulo 3, apresenta-se a modelagem e dimensionamento do sistema, das fontes de geração e do banco de baterias;

No capítulo 4, aborda-se os resultados obtidos da simulação de operação da microrrede;

No capítulo 5, apresenta-se as conclusões a respeito dos resultados obtidos e as sugestões de futuros trabalhos para dar continuidade a essa pesquisa.

# FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

## 2.1 MICRORREDES ELÉTRICAS HÍBRIDAS

O termo microrrede é utilizado para definir um sistema elétrico composto por uma rede local que possui fontes de geração distribuída para suprir a demanda das cargas conectadas ao sistema, mantendo os níveis de tensão e frequência. As microrredes possuem dois modos de operação: conectadas à rede elétrica ou desconectada, também chamada de modo ilhada. De um modo geral, a energia elétrica fornecida nas microrredes parte de unidades de geração distribuídas, como a solar, eólica e/ou biomassa, e sistemas de armazenamento de energia. O sistema de armazenamento de energia pode ser, por exemplo, um banco de baterias ou de supercapacitores e a sua função é garantir a confiabilidade e a estabilidade da microrrede, por meio do gerenciamento de energia (TABATABAEI, 2020).

Especificamente, a arquitetura da microrrede híbrida é feita por meio da conexão desses recursos energéticos com as cargas elétricas em barramentos de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA) com o objetivo de extrair a melhor eficiência e confiabilidade da microrrede. Existem diferentes formas de conexão desses elementos entre si, resultando em alguns modelos de arquiteturas que são estabelecidos de acordo com o modo de operação e características do local onde a microrrede vai operar.

Um exemplo de arquitetura é a microrrede híbrida da Figura 2.1. Este modelo possui algumas vantagens como possuir um barramento adequado para cada tipo de carga (CA ou CC) garantindo alta confiabilidade. A utilização do barramento CC reduz o número de conversores simples e o barramento CA permite a conexão de equipamento já existentes sem a necessidade de adequação. Essa arquitetura é utilizada para instalações com carregamentos críticos e cargas pesadas (PATRAO *et al.*, 2015).

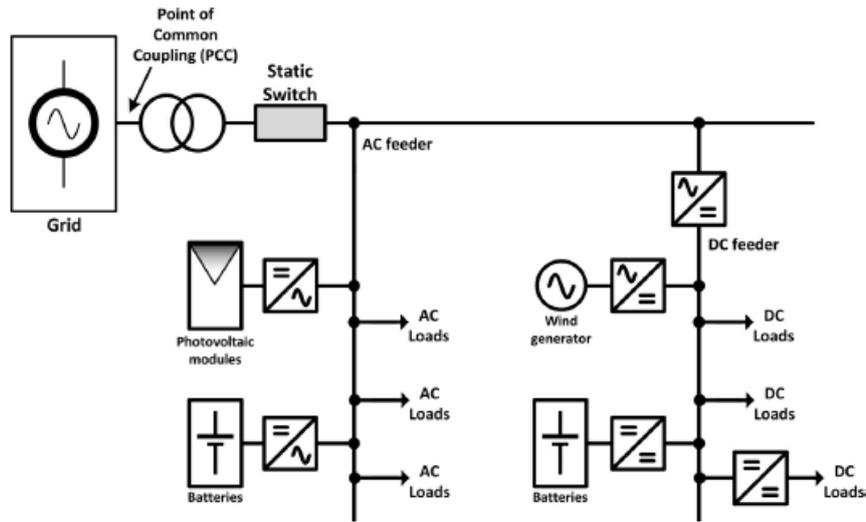


Figura 2.1. 1º Exemplo de Microrrede Híbrida.

Para a microrrede híbrida da Figura 2.2, a arquitetura separa o sistema de armazenamento de energia em um barramento CC e as fontes de geração distribuída em um barramento CA, além de possuir um dispositivo para controlar a conexão à rede ou ilhamento da microrrede. Este modelo favorece a praticidade da operação dado que os elementos vão ser agrupados em um barramento específico facilitando o gerenciamento. Essa arquitetura é utilizada em instalações com o sistema de armazenamento de energia centralizado como por exemplo em áreas residenciais (PATRAO *et al.*, 2015).

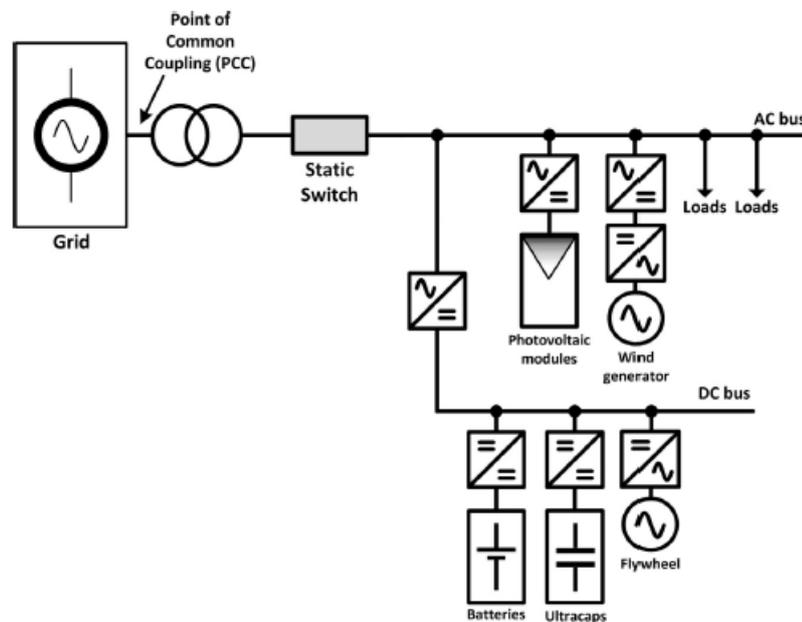


Figura 2.2. 2º Exemplo de Microrrede Híbrida.

## 2.2 COMPONENTES DAS MICRORREDES ELÉTRICAS

### 2.2.1 Sistema Fotovoltaico

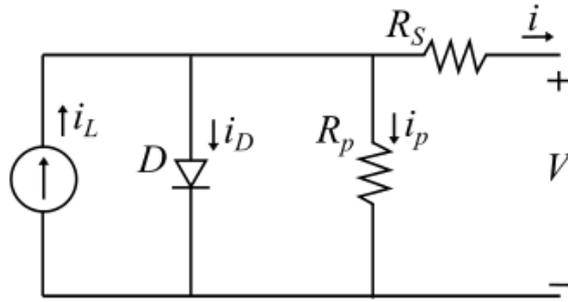
A geração de energia solar consiste em transformar a energia do sol em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Essa fonte de energia renovável é a que mais cresce em todo o mundo por ser possível instalar, à princípio, em qualquer lugar e ter mais constância no fornecimento de energia do que o sistema eólico. Inicialmente, esse tipo de sistema era mais utilizado em locais remotos que possuíam dificuldade em ter acesso à energia elétrica ou em situações onde a rede é instável, não tendo uma certa confiabilidade. Entretanto, com o avanço das tecnologias e o surgimento de normas como a Resolução Normativa Nº 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída, o número de instalações conectadas à rede elétrica aumenta cada vez mais e hoje já representa o principal tipo de aplicação desta fonte renovável (ANEEL, 2012).

A capacidade de produção de energia de um sistema fotovoltaico varia de acordo com a irradiação do local onde está instalado, estações meteorológicas com sensores de radiação solar são utilizadas para fazer esse levantamento em várias regiões do mundo. O território brasileiro possui o privilégio de ser um dos países com as maiores taxas de irradiação solar, sendo as regiões do Nordeste e Centro-Oeste as destaques. Para efeitos de comparação, a melhor irradiação da Alemanha, país que mais utiliza energia solar, é  $3.500 \text{ Wh/m}^2$  e a pior irradiação do Brasil é  $4.500 \text{ Wh/m}^2$  (VILLALVA, 2015). Com isso, observa-se o potencial energético e as oportunidades de crescimento que o Brasil possui para a exploração da energia solar.

#### 2.2.1.1 Modelo de Módulos Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são formados por células solares que organizadas sobre uma estrutura rígida e conectadas eletricamente constituem um módulo fotovoltaico. Essas células solares são feitas com materiais semicondutores como o silício que ao serem expostas à luz solar liberam partículas energizadas. O circuito equivalente da

célula fotovoltaica é mostrado na Figura 2.3 (KHAN *et al.*, 2021):



**Figura 2.3.** Circuito Equivalente da Célula Solar.

A corrente gerada pelas partículas energizadas decorrente da diferença de potencial do dispositivo é descrita pela Equação 2.1:

$$I = I_L - I_O \left[ e^{\frac{q(V - R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V - R_s I}{R_p} \quad (2.1)$$

Onde  $I_o$  é a corrente de saturação,  $q$  é a carga do elétron,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura,  $R_s$  é a resistência em série equivalente do módulo e  $R_p$  é a resistência em paralelo equivalente do módulo.

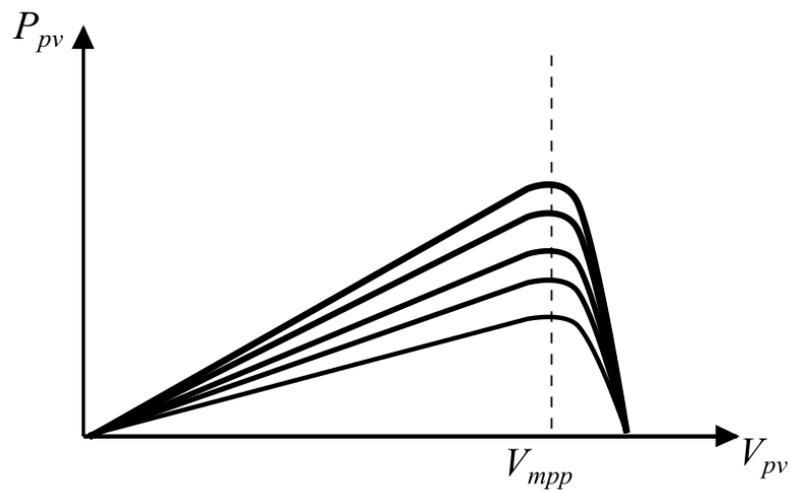
Dessa forma, um conjunto de painéis ligados em série e/ou em paralelo formam um arranjo fotovoltaico. A produção de energia dos módulos pode ser afetada por alguns fatores externos relacionados as características do ambiente e também a disposição dos módulos no local como, por exemplo (VILLALVA, 2015):

- Radiação solar: a corrente e tensão do painel dependem da radiação solar que incide sobre as células solares;
- Temperatura: altas temperaturas de operação diminuem a potência fornecida pelo painel;
- Sombreamento: a projeção de sombra em uma das células limita a corrente do restante das outras células do painel, prejudicando a produção de energia total;
- Orientação: a instalação dos painéis leva em consideração o movimento do sol para aproveitar o máximo de incidência solar ao longo do dia. Em locais abaixo da linha do equador, como o Brasil, deve-se orientar o painel para o norte geográfico;

- Angulação: em sistemas sem rastreamento o ângulo dos painéis é fixo, sendo necessário escolher a vértice do ângulo que explore da melhor forma a captação dos raios solares;

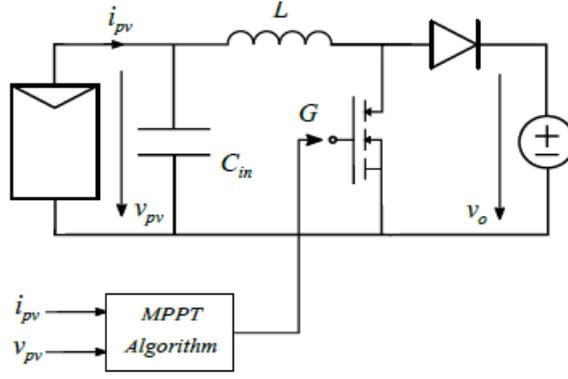
### 2.2.1.2 Circuito Conversor

O sistema fotovoltaico possui duas etapas de conversão ao ser conectado no barramento de corrente contínua (CC) da microrrede híbrida ilhada. O primeiro conversor *Boost* do circuito eletrônico é responsável por implementar o algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) com o objetivo de encontrar o ponto de máxima potência do módulo solar como mostra a Figura 2.4. O segundo conversor regula a tensão CC para ser compatível com o barramento (RIQUELME-DOMINGUEZ; MARTINEZ, 2020).



**Figura 2.4.** Curva P-V do Ponto de Máxima Potência (MPP) do Painel Solar.

O circuito equivalente do sistema fotovoltaico com a implementação do MPPT é apresentado na Figura 2.5:



**Figura 2.5.** Circuito Equivalente do Sistema Fotovoltaico com MPPT.

Os valores do indutor  $L$ , capacitor  $C_{in}$  e do ciclo de trabalho (*Duty Cycle*)  $D$  são definidos como:

$$L = \frac{V_{mpp}D}{\Delta I_L f_{sw}} \quad (2.2)$$

$$C_{in} = \frac{\Delta I_L}{8\Delta V_{pv} f_{sw}} \quad (2.3)$$

$$D = 1 - \frac{V_{mpp}}{V_o} \quad (2.4)$$

Onde  $V_o$  é a tensão de saída,  $V_{mpp}$  é a tensão do painel,  $G$  é a entrada do transistor IGBT,  $D$  é o ciclo de trabalho,  $f_{sw}$  é o frequência do transistor IGBT,  $L$  é o indutor,  $C_{in}$  é o capacitor e a  $I_{pv}$  e  $V_{pv}$  são a corrente e tensão do módulo.

### 2.2.1.3 Algoritmos de Controle

- **Algoritmo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)**

O algoritmo Perturba & Observa (P&O) é um dos mais conhecidos e utilizados para a implementação do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) por causa da sua simplicidade. Este algoritmo consiste em aplicar uma perturbação periódica  $\Delta D$  na tensão do painel para verificar a variação da potência  $\Delta P_{pv}$  e compará-la a perturbações seguintes. Se  $\Delta P_{pv}$  é positivo ( $\Delta P_{pv} > 0$ ), a perturbação continua no mesmo sentido até ocorrer uma perturbação cuja diferença da potência seja negativa ( $\Delta P_{pv} < 0$ ) resultando em uma inversão do sentido. O fluxograma da Figura 2.6 detalha as possibilidades de perturbações do algoritmo P&O (RIQUELME-DOMINGUEZ; MARTINEZ, 2020).

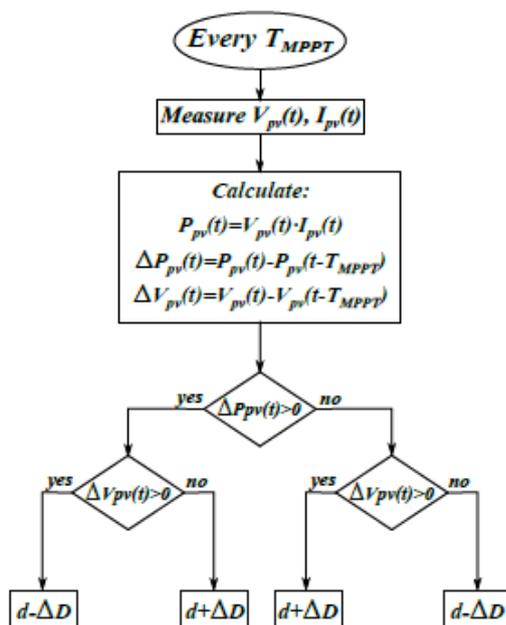


Figura 2.6. Fluxograma do Algoritmo Perturbe & Observe.

Quando o ponto de operação estiver ao lado esquerdo do ponto de máxima potência (MPP), como mostra na Figura 2.7, o algoritmo P&O aumenta a tensão e conseqüentemente a potência aumenta. Caso o ponto de operação se desloque para o lado direito, o algoritmo P&O vai inverter o sentido e diminuir a tensão (DOBREA *et al.*, 2021). Na prática, a variação da incidência solar vai modificar os valores de tensão  $V_{pv}$  e corrente  $I_{pv}$  do arranjo e com isso o algoritmo vai trabalhar por meio das perturbações para encontrar o ponto de máxima potência (MPP) do sistema.

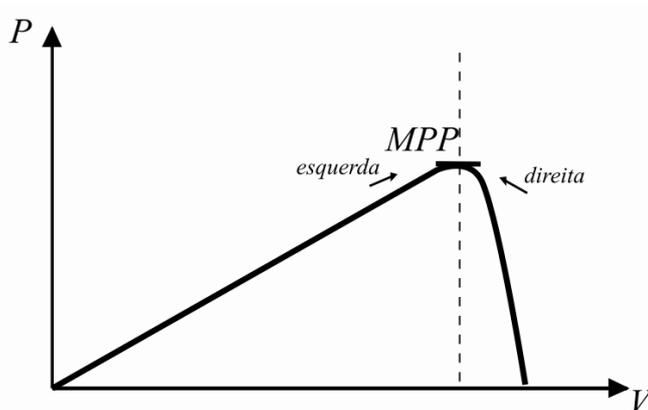


Figura 2.7. Curva P-V do Algoritmo Perturbe & Observe.

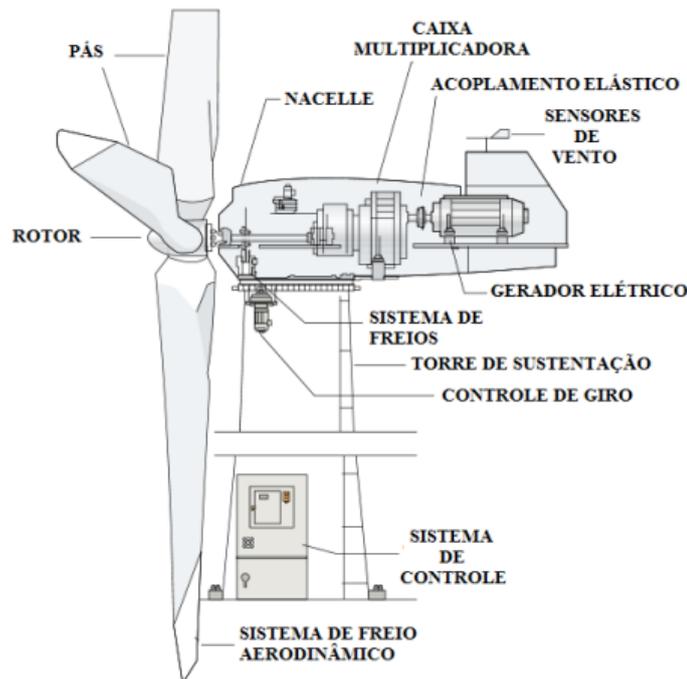
## 2.2.2 Sistema Eólico

A geração eólica funciona via conversão de energia cinética proveniente do vento, massas de ar em movimento, em energia mecânica por meio da rotação das turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores. Esse tipo de energia é renovável e limpa, sendo uma ótima opção na diversificação da matriz energética brasileira, reduzindo a queima de combustíveis fósseis. Existe um certo ponto de atenção na intermitência dos ventos resultando em um sistema de geração com aplicação geográfica mais específica e conectada a um sistema de banco de baterias para proporcionar uma maior confiabilidade na distribuição de energia aos consumidores.

### 2.2.2.1 Turbina Eólica

A turbina eólica é composta por diversos componentes responsáveis por transformar a energia cinética em mecânica como ilustrado na Figura 2.8:

- Pás: captam a energia cinética do vento, transferindo para o rotor;
- Rotor: elemento da turbina que transfere a rotação das pás para o eixo central;
- Nacele: compartimento acoplado ao rotor composto por: caixa multiplicadora, embreagem, freios, mancais, sistema de controle eletrônico e sistema hidráulico;
- Torre: estrutura que sustenta o rotor e o nacele na altura ideal para captação dos ventos;
- Caixa de Transmissão: responsável por multiplicar a rotação do eixo primário (rotor) para o eixo secundário (gerador);
- Gerador: objeto responsável por converter a energia mecânica do eixo em energia elétrica (CA);
- Anemômetro: dispositivo instalado para medir a intensidade e velocidade dos ventos;
- Biruta: sensor para captar a direção do vento.



**Figura 2.8.** Componentes da Turbina Eólica.

Nesse processo de transformação de energia cinética em energia mecânica, a velocidade do vento é uma característica fundamental na definição da potência máxima de saída. Com isso, utiliza-se os métodos de ajuste de ângulo de inclinação da lâmina das pás, controle de torque ou velocidade do gerador para encontrar a melhor opção (WU *et al.*, 2011).

A potência da massa de ar fluindo com velocidade por meio de uma área pode ser calculada pela Equação 2.5 (WU *et al.*, 2011):

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.5)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar em  $kg/m^3$ ,  $A$  é a área de varredura das pás em  $m^2$  e  $v$  é a velocidade do vento em  $m/s$ .

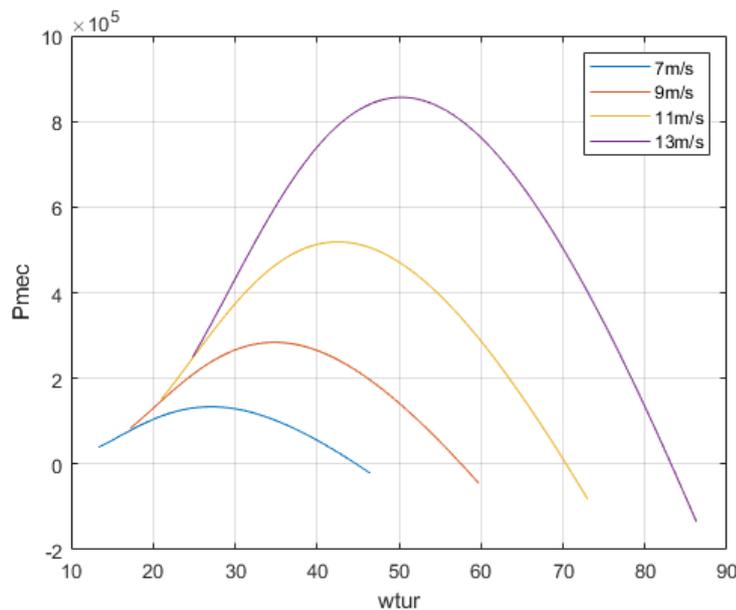
A turbina eólica não consegue converter toda a potência cinética da massa dos ventos  $P_w$  em potência mecânica  $P_m$ , pois essa conversão de energia depende do coeficiente de potência  $C_p$  que é determinado pelos parâmetros da turbina. O seu valor máximo teórico é de 0,59 de acordo com o limite de Betz (HEMAMI, 2012). Sendo assim, a

potência mecânica da turbina eólica é determinada pela Equação 2.6:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.6)$$

Com isso, a potência máxima de saída da turbina eólica em determinada velocidade do vento é definida pelo coeficiente de potência  $C_p$  em função do ângulo de inclinação da lâmina  $\beta$  e da relação de ponta de pá,  $\lambda$ , ou do *Tip Speed Ratio*.

Esta potência é severamente impactada pela velocidade do vento ou da água, pois dependendo delas, a potência que a turbina pode extrair tem a tendência ilustrada na Figura 2.9. Pode-se verificar que para cada velocidade de vento existe uma potência máxima de potência extraída, e que valores de rotação, acima ou abaixo, do valor ideal reduzirá a eficiência da turbina. Por esse motivo, é importante implementar um algoritmo de maximização de potência para garantir o melhor desempenho do sistema.

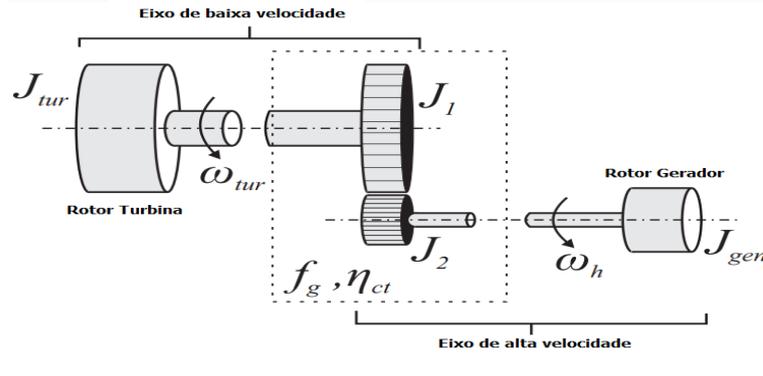


**Figura 2.9.** Potência Mecânica x Velocidade Angular.

### 2.2.2.2 Trem de Força

O trem de força utilizado nesse trabalho é definido como rígido e feito por uma transmissão de estágio único de acordo com a Figura 2.10.

O movimento rotacional desse sistema eletromecânico pode ser definido pela Equ-



**Figura 2.10.** Elementos do Trem de Força.

ção 2.7 (??):

$$J_h \frac{d\omega_h}{dt} = \frac{\eta_{ct}}{\omega_h} P_{mec} - T_{em}, \quad (2.7)$$

Onde  $\omega_h$  é a velocidade de rotação do gerador em  $\omega_h = f_g \omega_{tur}$ ,  $f_g$  é o fator de multiplicação da caixa de câmbio e  $T_{em}$  é o torque eletromagnético. A inércia total do sistema  $J_h$  é relacionada com a inércia do eixo de alta velocidade definida como (??):

$$J_h = (J_1 + J_{tur}) \frac{\eta_{ct}}{f_g^2} + J_2 + J_{gen}, \quad (2.8)$$

Onde  $J_{tur}$  é a inércia da turbina,  $J_{gen}$  é a inércia do gerador e  $J_1$  e  $J_2$  são as inércias de cada etapa da caixa multiplicadora.

### 2.2.2.3 Gerador Síncrono de Imã Permanente

As tensões do estator do gerador de imã permanente da turbina eólica são definidas como:

$$v_d = -R_s i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + \omega_e L_q i_q, \quad (2.9)$$

$$v_q = -R_s i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_e (L_d i_d - \Psi_{PM}). \quad (2.10)$$

Onde  $\Psi_{PM}$  é a constante de fluxo magnético de ímãs permanentes,  $R_s$  é a resistência do estador de fase e  $L_d$ ,  $L_q$  são as indutâncias do estador no quadro.

Já o torque eletromecânico do gerador é dado por:

$$T_{em} = \frac{3p}{2} [\Psi_{PM} i_q - (L_d - L_q) i_d i_q]. \quad (2.11)$$

Onde  $p$  é o número de pares de polos. O primeiro termo da equação (2.11) é o *torque de reação mútua* que representa as interações dos imãs permanentes com as correntes do gerador e o segundo termo é o *torque de relutância* que representa a saliência magnética do rotor.

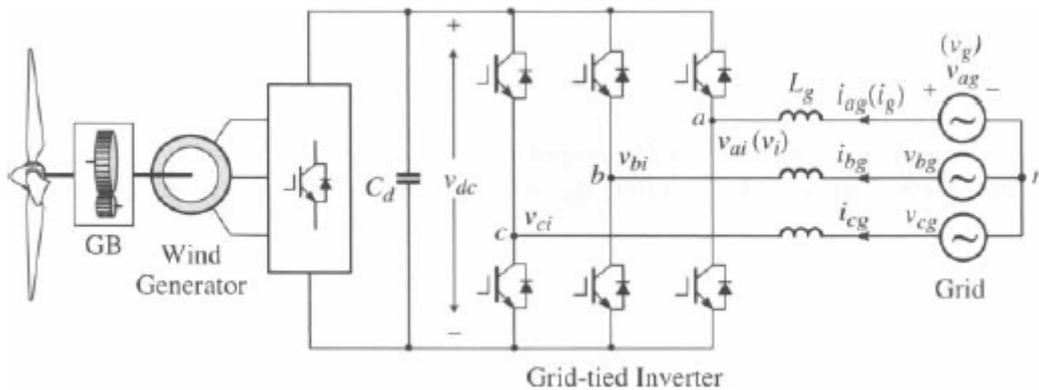
As potências ativas e reativas são definidas por:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q). \quad (2.12)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q). \quad (2.13)$$

#### 2.2.2.4 Inversor

As turbinas eólicas geram energia em corrente alternada, entretanto para que ela possam ser conectadas em um barramento de corrente alternada é preciso um equipamento chamado de inversor, como mostrado na Figura 2.11, para fazer a conversão de frequência (WU *et al.*, 2011).



**Figura 2.11.** Inversor do Sistema Eólico.

O inversor é conectado ao barramento por meio de uma indutância de linha  $L_g$ , que equivale a indutância de dispersão do transformador e o reator de linha de 0,05 a 0,1 por unidade, que normalmente é acrescentado ao sistema para a redução da linha distorção atual, desconsidera-se a resistência da linha por ter pouco impacto no resultado final (WU *et al.*, 2011). O inversor é modulado pelo método do pulse width modulation,

$PWM$ , e sua tensão CC média é representada pela Equação 2.14:

$$V_{cc} = \frac{\sqrt{6}V_a}{M_a} \quad (2.14)$$

Onde  $0 < M_a < 1$  e é o índice de modulação e  $V_a$  é o valor rms da frequência fundamental componente da tensão de fase do inversor  $v_a$ .

A Figura 2.12 ilustra um diagrama simplificado do sistema eólico no qual a turbina eólica, o gerador e o retificador podem ser substituídos por uma bateria em série com uma pequena resistência que simboliza as perdas de energia no sistema.

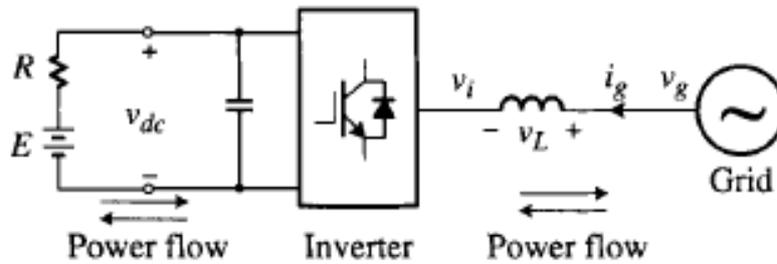


Figura 2.12. Diagrama Simplificado do Sistema Eólico.

### 2.2.2.5 Controle de Conversor Trifásico

O inversor conectado entre o sistema eólico e o barramento de corrente alternada é controlado pelo método *VOC (Voltage Oriented Control)* que é mostrado na Figura 2.13. Este algoritmo consiste no controle da tensão do barramento de corrente contínua de entrada, trabalhando de forma síncrona com a rede elétrica. Então, as tensões e correntes são medidas e transformadas para o referencial dq, e as tensões de fase são também medidas. Assim, essa tensão é comparada com um valor de referência, cujo erro é reduzido com um controlador PI, e cuja saída é uma corrente de eixo direto em quadratura, a qual é comparada com o sinal análogo da rede elétrica. Por outro lado, uma malha de controle de potência reativa é utilizado, e geralmente a referência de entrada é zero. As correntes de referência de eixo direto e em quadratura passam por novos controladores PI, e as saídas são as tensões de referência que são enviadas ao conversor através de pulsos (WU *et al.*, 2011).

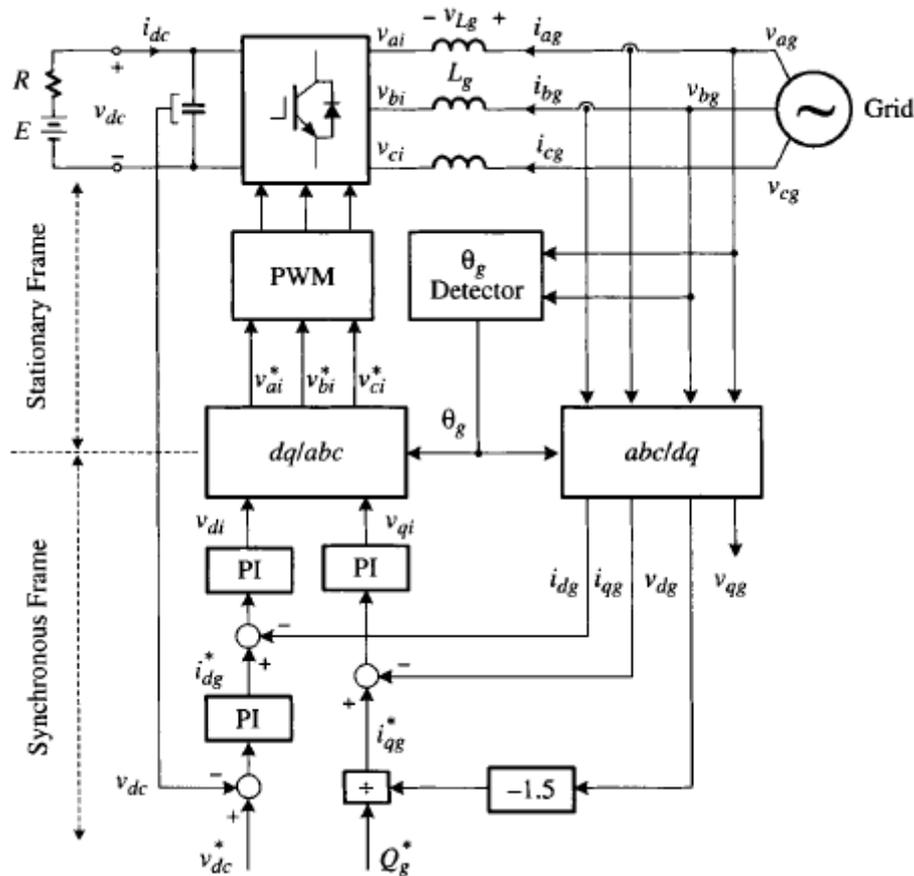
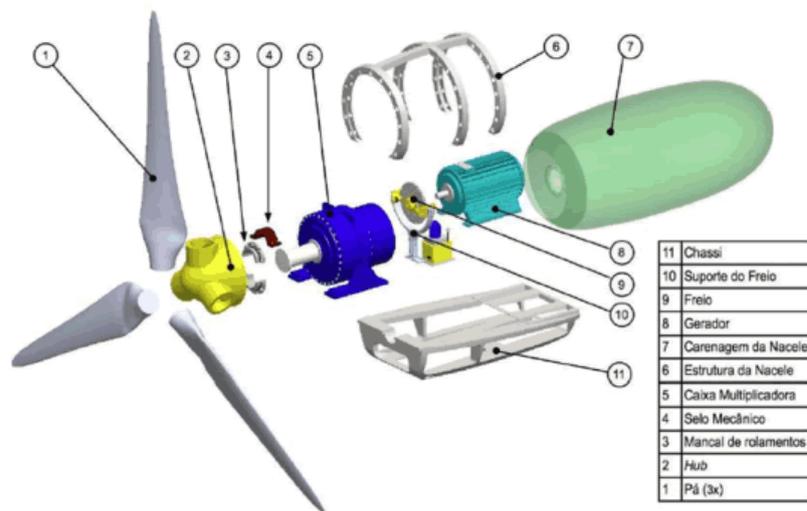


Figura 2.13. Voltage Oriented Control.

### 2.2.3 Sistema Hidrocinético

O sistema hidrocinético explora a energia hidráulica de correntes em rios e oceanos. Esse tipo de geração, diferentemente da geração hidrelétrica, elimina a necessidade de construir barragens para alagamento, diminuindo também o impacto ambiental no ecossistema da região. Outra vantagem é a possibilidade de gerar energia mais próximo de cidades como por exemplo em fazendas, reduzindo perdas de transmissão.

O funcionamento e o dimensionamento das turbinas hidrocinéticas são semelhantes ao das turbinas eólicas, conforme a subseção anterior, e conseguem gerar mais eletricidade, visto que a água é 800 vezes mais densa que o ar e o fluxo da corrente da água é mais constante e previsível. Ela ainda é uma fonte de geração renovável pouco explorada, mas com muito potencial de crescimento dado as suas características de geração. Os seus componentes são ilustrados na Figura 2.14.



**Figura 2.14.** Componentes da Turbina Hidrocinética.

## 2.2.4 Sistema de Armazenamento de Energia

Nos sistemas com fontes renováveis de energia, em alguns momentos a geração não será suficiente para cobrir o consumo de energia elétrica por causa das características intermitentes dessas fontes, como a radiação solar e da velocidade do vento ao longo do dia. Com isso, utiliza-se um sistema de armazenamento de energia formado por um banco de baterias para que seja possível garantir a confiabilidade do sistema, fornecendo energia de forma constante para o usuário sem que haja interrupções. Quando o consumo é baixo, o banco de baterias acumula energia para ser utilizada em um momento que o local não houver produção suficiente para fornecer ao sistema.

Devido a essa intermitência das fontes, o banco de baterias também cumpre um papel importante na estabilização da tensão dos sistemas de geração, dado que os valores de potência e energia vão variar de acordo com a disponibilidade dos recursos naturais do local.

### 2.2.4.1 Escolha do Tipo de Bateria

Existem vários tipos de modelos de baterias elétricas no mercado, sendo as baterias estacionárias do tipo chumbo-ácido, conforme ilustrado na Figura 2.15, as mais reco-

mendadas quando se trata da utilização em microrredes por possuir um baixo custo e fácil adaptação a sistemas de geração distribuída. Além disso, o modelo de bateria estacionária é projetada para ser usada em longos períodos e suportar vários ciclos de descarga e recarga, características importantes quando se trata de fontes intermitentes (VILLALVA, 2015). Entretanto, no longo prazo esse tipo de bateria requer um certo cuidado periódico em relação a manutenção e um correto descarte para não impactar o meio ambiente.

Um dos principais fatores que podem impactar em um alto custo no longo prazo para um sistema de armazenamento de energia é a preservação da vida útil da bateria, que é determinada pela quantidade de cargas e descargas realizadas. Esse número de ciclos está diretamente relacionado com a profundidade da descarga da bateria, que mostra a porcentagem da carga que é retirada da bateria após um ciclo de utilização. Outro fator importante para a sua conservação, é manter o sistema em locais com temperatura controlada e evitando cargas/sobrecargas excessivas nas baterias (VILLALVA, 2015).

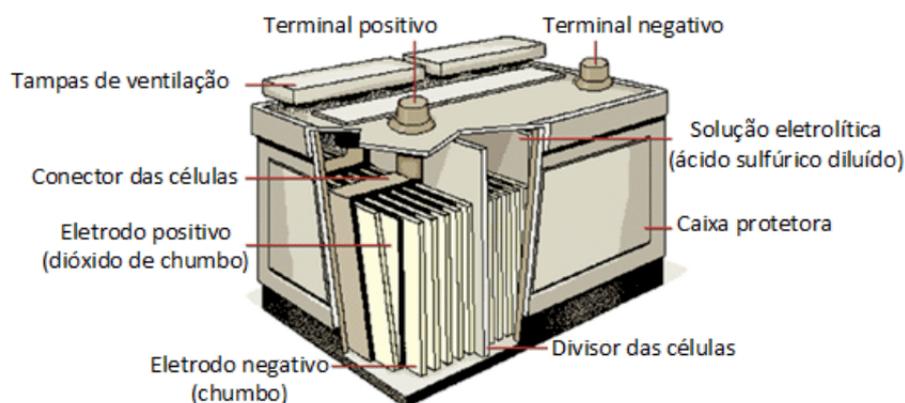


Figura 2.15. Elementos da Bateria Chumbo Ácido.

#### 2.2.4.2 Dimensionamento do Banco de Baterias

O dimensionamento do sistema de armazenamento de energia busca definir qual é o tipo da bateria a ser utilizada, a quantidade e o modo que ela vai ser organizada. Inicialmente, é necessário determinar a quantidade de energia que o banco de baterias

vai armazenar, que depende da demanda utilizada pelo sistema para manter o fornecimento de energia em um certo período sem produção de energia pelas fontes de geração, e da profundidade de descarga da bateria, pois quanto menor for esse número, maior vai ser a durabilidade da bateria (VILLALVA, 2015).

A energia armazenada no banco de baterias  $E_a$  é calculada pela Equação 2.15:

$$E_a = E_c D \quad (2.15)$$

Onde  $E_c$  é a energia consumida diariamente em  $Wh$  e  $D$  é a quantidade de dias sem produção de energia.

As baterias do sistema são organizadas com ligações em série e em paralelo. A tensão do barramento e a sua relação com a tensão de operação do banco vai determinar o número de baterias em série e a quantidade de energia que o sistema precisa armazenar vai determinar o número de baterias em paralelo.

- **Número de baterias em série**

$$N_{bs} = \frac{V_{banco}}{V_{bat}} \quad (2.16)$$

Onde  $N_{bs}$  é o número de baterias ligadas em série,  $V_{banco}$  é a tensão de operação do banco de baterias em  $V$  e  $V_{bat}$  é a tensão da bateria utilizada em  $V$ .

A capacidade do banco de baterias é definida por:

$$C_{banco} = \frac{E_a}{V_{banco}} \quad (2.17)$$

Onde  $C_{banco}$  é a capacidade de carga do banco de baterias em ampère-hora em  $Ah$ ,  $E_a$  é a energia armazenada no banco de baterias em  $Wh$  e  $V_{banco}$  é a tensão do banco de baterias em  $V$ .

A energia armazenada é calculada por:

$$E_a = \frac{E_c}{P_d} \quad (2.18)$$

Onde  $E_a$  é a energia armazenada no banco de baterias em  $Wh$ ,  $E_c$  é a energia consumida em  $Wh$  e  $P_d$  é a profundidade de descarga permitida (20%, 50%, 80%, etc).

- **Número de baterias em paralelo**

O número de conjuntos em paralelo é definido por:

$$N_{bp} = \frac{C_{banco}}{C_{bat}} \quad (2.19)$$

Onde  $N_{bp}$  é o número de conjuntos de baterias ligados em paralelo,  $C_{banco}$  é a capacidade de carga do banco de baterias em  $Ah$  e  $C_{bat}$  é a capacidade de carga de cada bateria em  $Ah$ .

### 2.2.4.3 Circuito Eletrônico do Banco de Baterias

No sistema de armazenamento de energia, o banco de baterias da microrrede é conectado ao barramento de corrente contínua (CC) por meio de um conversor bidirecional, também chamado de regulador *Buck-Boost*, que tem como objetivo garantir o fornecimento de energia de forma estável e confiável para a carga. Este circuito eletrônico é composto por uma combinação de um conversor *Buck* para que as fontes de geração distribuída carreguem a bateria e um conversor *Boost* para que a bateria descarregue energia para as cargas elétricas. Este circuito eletrônico permite controlar o carregamento e descarregamento do banco de baterias sem que haja interrupção no fornecimento de energia, mesmo que a produção de energia das fontes renováveis de geração distribuída varie ao longo do dia (V.; R., 2018).

O circuito eletrônico do conversor bidirecional *Buck-Boost* mostrado na Figura 2.16 é formado por um capacitor  $C_1$  em paralelo com o barramento de corrente contínua da microrrede, dois transistores MOSFETs de potência  $S_1$  e  $S_2$ , dois diodos  $D_1$  e  $D_2$ , um indutor de filtragem  $L_p$  e um capacitor de saída  $C_2$  em paralelo com o banco de baterias. A relação entre os valores de tensão na saída e entrada do conversor vão determinar se o circuito vai operar no modo de carregamento ou descarregamento, descritos detalhadamente a seguir (RASHID, 2015).

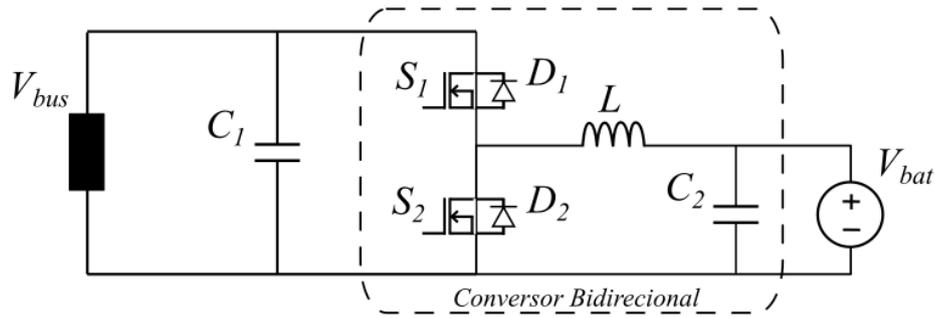


Figura 2.16. Circuito do Conversor Bidirecional.

- **Modo de Carregamento** O modo de carregamento do banco de baterias é feito pelo conversor *Buck* do circuito eletrônico. O sentido do fluxo de potência é do barramento de corrente contínua para o banco de baterias. A operação é realizada em duas etapas que são descritas a seguir (V.; R., 2018):

I) A 1<sup>a</sup> etapa começa com o transistor MOSFET  $S_1$  ligado, o transistor MOSFET  $S_2$  desligado e o diodo  $D_2$  invertido. A corrente de entrada flui na direção do indutor de filtragem  $L_p$  para ser carregado.

$$V_L = V_{bus} - V_{bat} \quad (2.20)$$

$$I_L = \frac{V_{bus} - V_{bat}}{L_P} \quad (2.21)$$

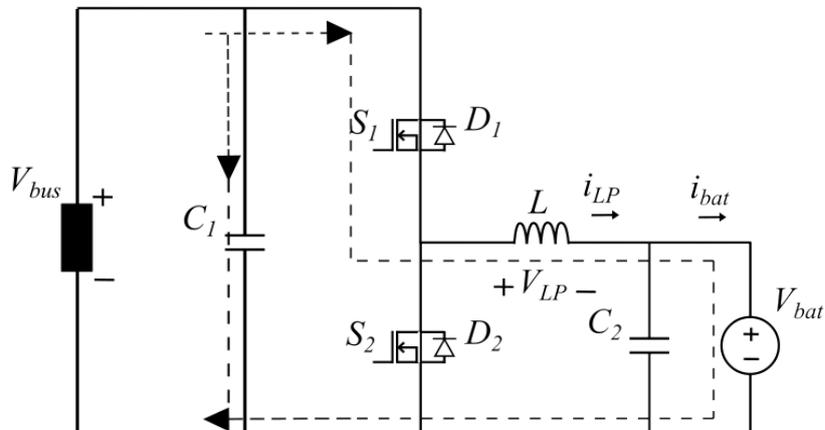


Figura 2.17. Modo Carregamento: 1<sup>a</sup> etapa.

II) A 2<sup>a</sup> etapa começa quando os transistores MOSFET  $S_1$  e  $S_2$  são desligados e

o diodo  $D_2$  inicia a condução de energia. A tensão do indutor de filtragem  $L_p$  é:

$$V_L = -V_{bat} \quad (2.22)$$

A corrente no indutor de filtragem  $L_p$  começa a diminuir linearmente como:

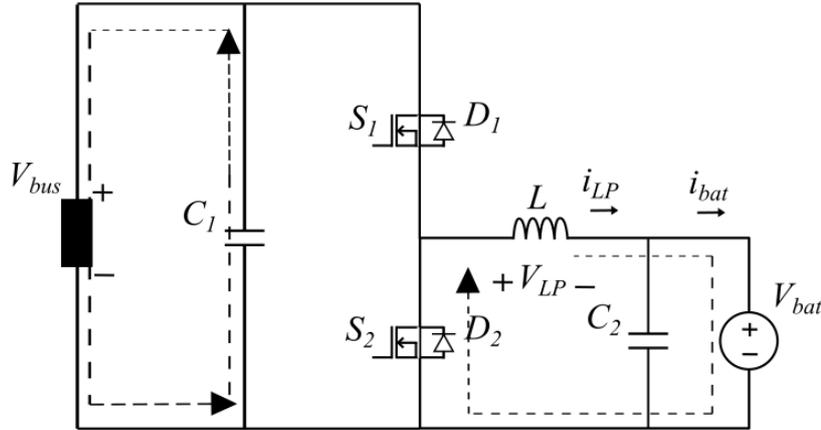
$$I_L = \frac{-V_{bat}}{L_p} \quad (2.23)$$

Sendo assim, a corrente que flui por meio do indutor de filtragem  $L_p$  é a corrente da bateria  $I_{bat}$ :

$$I_{Lp} = I_{bat} = I_{pp}^* \pm \frac{1}{2} \Delta I_{Lp1} \quad (2.24)$$

A  $I_{pp}^*$  é a corrente de carga desejada pelo circuito de acordo com a corrente residual de ondulação  $\Delta I_{Lp1}$  que pode ser expressada como:

$$\Delta I_{Lp1} = \frac{V_{bat}(1-D)}{L_P} = \frac{(V_{bus} - V_{bat})D}{L_P} \quad (2.25)$$



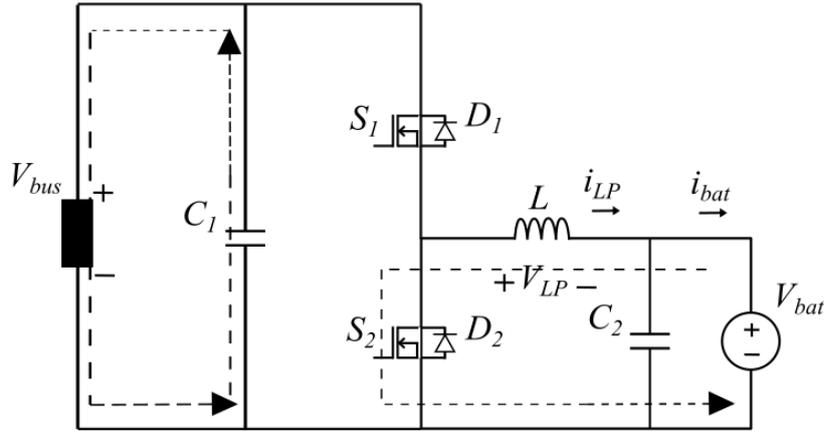
**Figura 2.18.** Modo Carregamento: 2ª etapa.

- **Modo de Descarregamento** O modo de descarregamento do banco de baterias é realizado pelo conversor *Boost* do circuito eletrônico. Este conversor atua em um momento que a geração de energia não é o suficiente e o banco de baterias entra em funcionamento. Com isso, o sentido do fluxo de potência é do banco de baterias para o barramento de corrente contínua (CC). A operação também é realizada em duas etapas descritas a seguir (V.; R., 2018):

I) A 1ª etapa começa com o transistor MOSFET  $S_1$  de energia desligado e o transistor MOSFET  $S_2$  em funcionamento, a corrente do indutor de filtragem  $L_p$  tende a zero. Com isso, a tensão e a corrente do indutor de filtragem  $L_p$  são:

$$V_L = -V_{bat} \quad (2.26)$$

$$I_L = \frac{-V_{bat}}{L_p} \quad (2.27)$$



**Figura 2.19.** Modo Descarregamento: 1ª etapa.

II) Na 2ª etapa, os transistores MOSFETS  $S_1$  e  $S_2$  são desligados e o diodo  $D_1$  permite a condução de energia. Com isso, a tensão e a corrente do indutor  $L_p$  são:

$$V_L = V_{bus} - V_{bat} \quad (2.28)$$

$$I_L = \frac{V_{bus} - V_{bat}}{L_p} \quad (2.29)$$

Com o descarregamento do indutor de filtragem  $L_p$ , o capacitor  $C_{bus}$ , em paralelo com o barramento de corrente contínua (CC), carrega por meio da corrente de descarga das baterias. Assim, a corrente do indutor de filtragem  $I_{Lp}$  é o mesmo que a corrente do banco de baterias  $I_{bat}$  e pode ser definida como:

$$I_{Lp} = I_{bat} = I_{np}^* \pm \frac{1}{2} \Delta I_{Lp2} \quad (2.30)$$

A  $I_{np}^*$  é a corrente de carga desejada pelo circuito de acordo com a corrente residual de ondulação  $\Delta I_{Lp2}$  que pode ser expressada como:

$$\Delta I_{Lp2} = \frac{V_{bat} D}{L_p} = \frac{(V_{bus} - V_{bat})(1 - D)}{L_p} \quad (2.31)$$

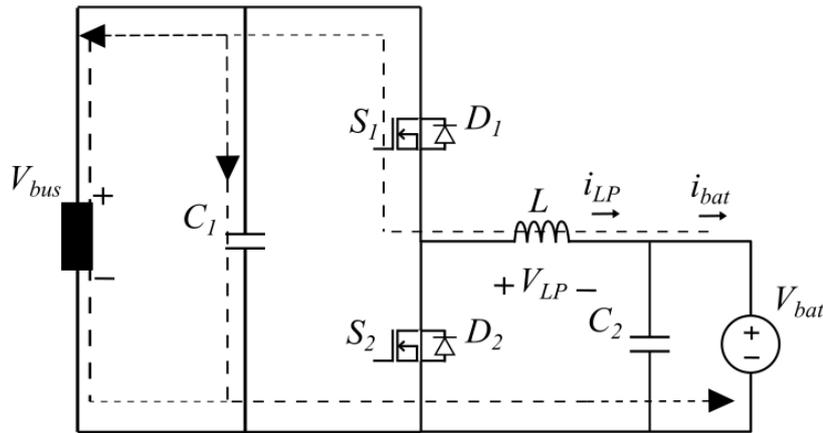


Figura 2.20. Modo Carregamento: 2ª etapa.

### 2.2.5 Sistema de Controle do Barramento

Com a utilização do algoritmo de controle Perturbe & Observe para implementar o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) nos sistemas de geração, a saída do conversor *Boost* vai variar de acordo com o ponto de máxima potência que encontrado pelo *Boost*. Com isso, é importante implementar um conversor *Buck* para estabilizar a tensão no barramento de 600Vcc.

O sistema de controle do barramento é feito por uma tensão referência utilizada no barramento de 600Vcc e um voltímetro que monitora o valor de saída e subtrai da referência para gerar um erro que vai ser utilizado na entrada do controlador PI. Esse controlador vai ser responsável por regular a tensão do barramento CC a partir do sinal de erro que vai ajustar os ciclos de trabalho do conversor *Buck*.

O controlador PI utiliza o erro zero no regime estacionário para estabilizar a tensão do barramento de corrente contínua, *Duty Cycle*, localizado na sua saída, mostra o percentual do período T que o conversor *Buck* vai estar funcionando e o gerador *PWM* transforma o valor em uma onda quadrada.

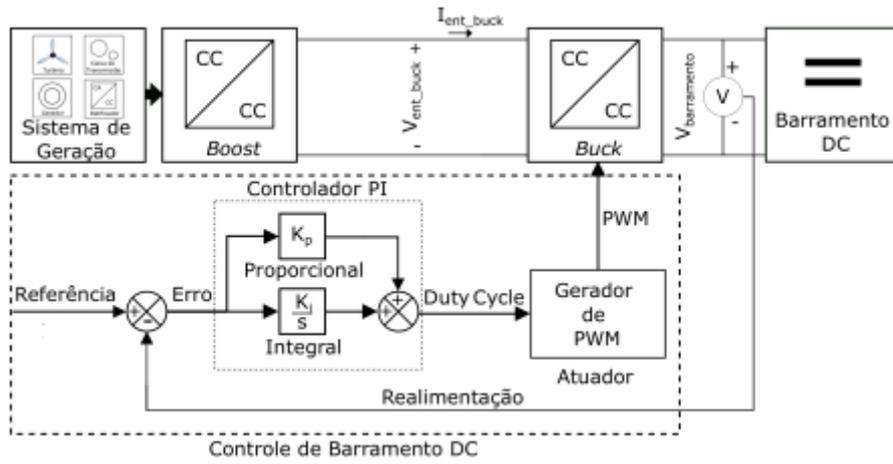


Figura 2.21. Sistema de Controle do Barramento.

## MODELAGEM E DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DA MICRORREDE HÍBRIDA

### 3.1 MICRORREDE HÍBRIDA

A microrrede híbrida é composta por três fontes renováveis, i.e., fotovoltaica, eólica e hidrocínética, um sistema de armazenamento de energia composto por um banco de baterias e quatro cargas elétricas que podem ser chaveadas de acordo com as prioridades da operação, conforme ilustrado na Figura 3.1. Especificamente, os sistemas fotovoltaico e hidrocínético, assim como as baterias estão conectados ao barramento de corrente contínua em 600 Vcc. Por sua vez, a sistema eólico e as cargas elétricas estão conectadas ao barramento de corrente alternada em 380 Vca. A interligação entre os dois barramentos é realizado por meio de um conversor trifásico bidirecional que pode operar como um inversor ou retificador.

Por outro lado, neste trabalho o algoritmo de MPPT é implementado nas três fontes geradoras de energia por meio dos respectivos conversores *Boost*, mas o controle do *Buck-Boost* das baterias e do conversor bidirecional é feita em malha aberta com o objetivo de mostrar o impacto da variação dos pulsos *PWM* no desempenho do sistema.

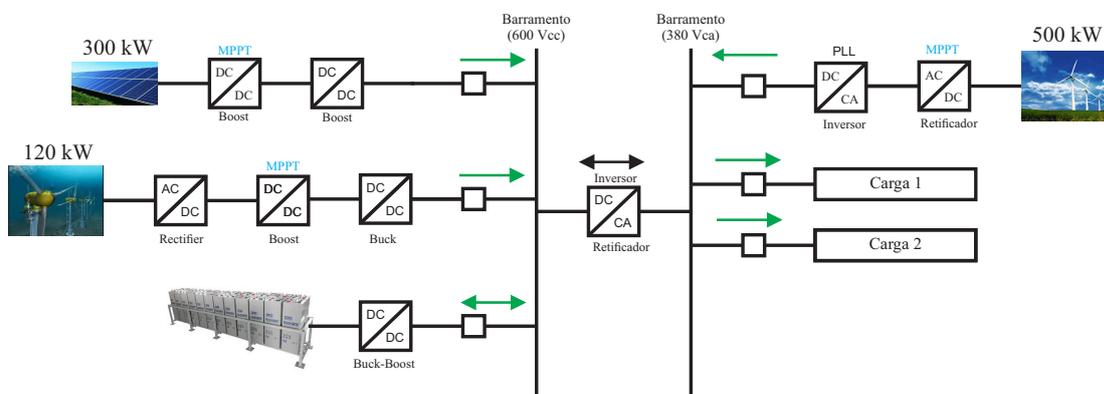
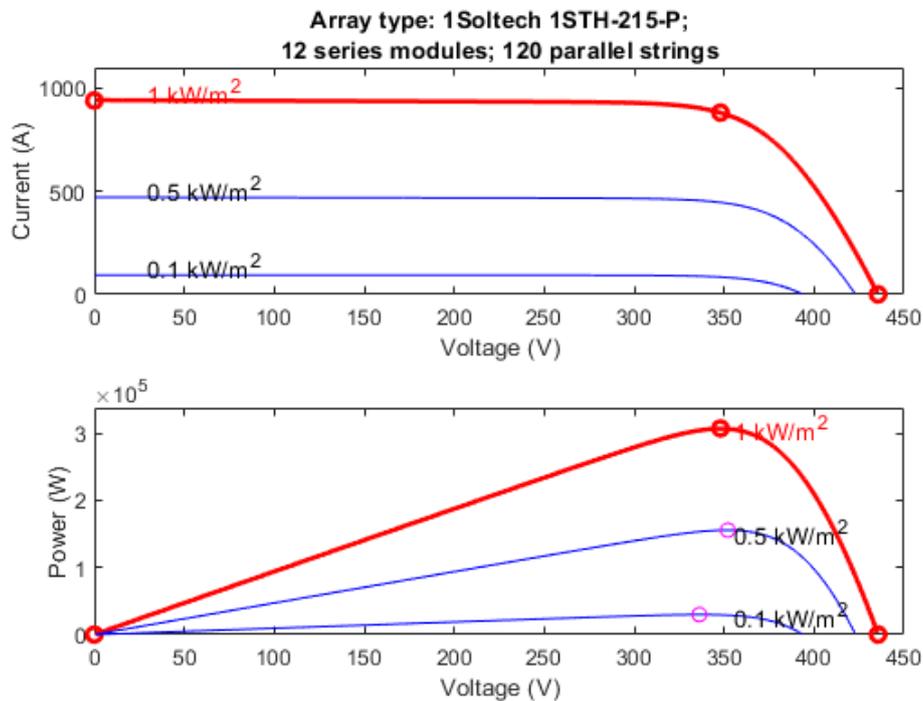


Figura 3.1. Microrrede elétrica híbrida para avaliação computacional

### 3.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico é constituído por 12 módulos fotovoltaicos em série e 120 módulos fotovoltaicos em paralelo, cada módulo é do modelo Soltech 1STH-215-P. Como ilustrado na Figura 3.2, a potência nominal do sistema fotovoltaico é de aproximadamente 300 kW considerando uma irradiância de 1 kW/m<sup>2</sup> correspondente a uma tensão de 350V e corrente elétrica de 880A. As informações sobre cada módulo fotovoltaico são apresentadas na Tabela 3.1.



**Figura 3.2.** Características I-V e P-V do Sistema Fotovoltaico.

**Tabela 3.1.** Parâmetros do Módulo Fotovoltaico.

Máxima Potência (W)	215 W
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	36,3 V
Tensão de MPP (Vmp)	29 V
Corrente de Curto Circuito (Isc)	7,84 A
Corrente de MPP (Imp)	7,35 A
Células por Módulo	60

### 3.3 SISTEMA EÓLICO

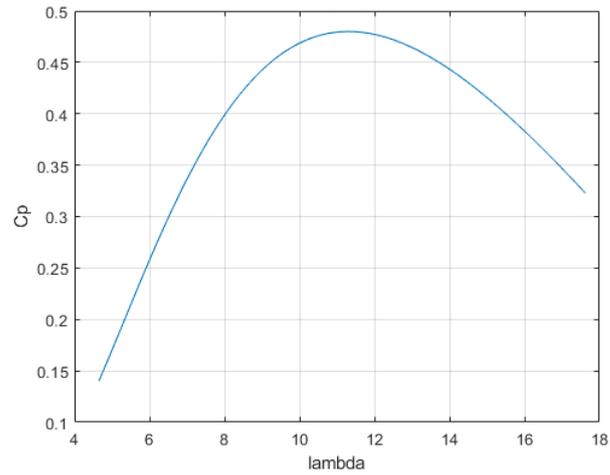
O coeficiente de potência da turbina eólica com 20 metros de raio é definida pela equação não linear 3.1 (CIVELEK *et al.*, 2015) e o seu comportamento mostrado na Figura 3.1:

$$C_p = 0,5176 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0,0068\lambda \quad (3.1)$$

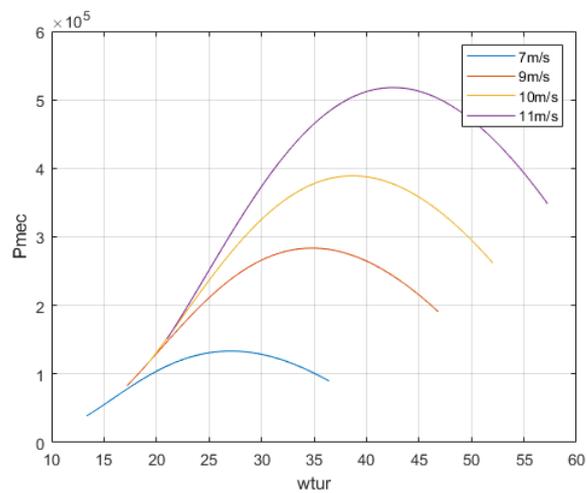
Onde o  $\lambda_i$  é calculado como:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{3\beta + 1} \quad (3.2)$$

Na Figura 3.4 observa-se a potência para diferentes velocidades do vento.



**Figura 3.3.** Curva de Potência Eólica.



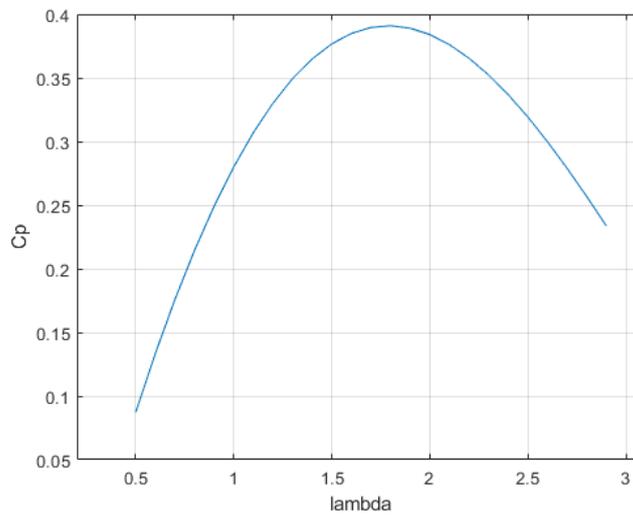
**Figura 3.4.** Potência extraída da turbina para diferentes velocidades do vento.

### 3.4 SISTEMA HIDROcinÉTICO

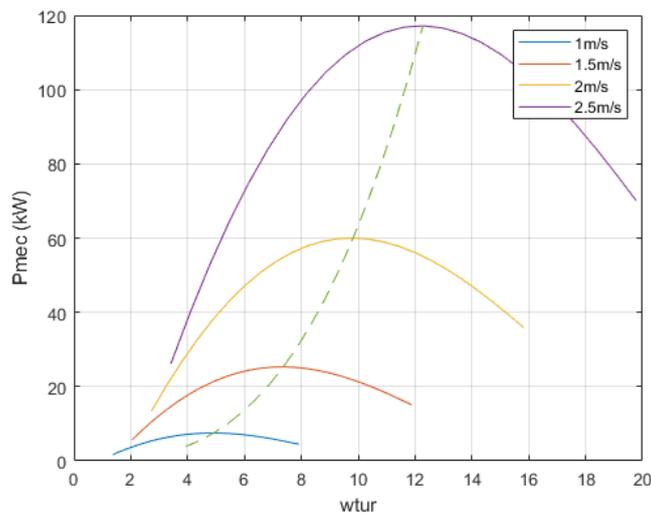
A turbina hidrocínética da microrrede é modelada por meio da expressão matemática entre o coeficiente de potência e a relação de ponta de pá de acordo com:

$$C_p = 0.007\lambda^4 - 0.026\lambda^3 - 0.158\lambda^2 + 0.655\lambda - 0.198 \quad (3.3)$$

Diante dessa informação, a turbina hidrocínética possui um raio de 3.2 metros e é capaz de extrair diferentes potências para velocidades de rio entre 1.0 e 2.5  $m/s$  como ilustrado na Figura 3.6, sendo o seu valor nominal de 120  $kW$ .



**Figura 3.5.** Curva de Potência Hidrocínética.



**Figura 3.6.** Potência extraída da turbina para diferentes velocidades de rio.

### 3.5 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O sistema de armazenamento de energia é composto por um banco de baterias estacionárias do tipo chumbo-ácido de 300V conectado ao barramento de corrente contínua (CC) de 600V por meio de um conversor bidirecional *Buck-Boost*. Ele é projetado para suprir uma demanda de 300 kW com um *Backup* extra de carga para suportar o fornecimento de energia caso fique 2 dias sem geração, visando uma possível situação de emergência. Como expressado na Equação 2.15 e levando em consideração que o tempo médio diário de geração é de 6h, a energia diária necessária vai ser de 3600 kWh. Como a bateria possui 50% de profundidade de descarga, a energia total do banco de baterias é de 7200 kWh de acordo com a Equação 2.18.

O dimensionamento da quantidade de baterias em série e em paralelo é feito com base nos parâmetros estabelecidos para cada unidade da bateria chumbo-ácido da Tabela 3.2 e das Equações 2.16 e 2.19, resultando em um banco formado por 12 baterias em série e 480 baterias em paralelo. Além disso, o banco possui uma carga de 24000 Ah de acordo com a Equação 2.17.

O modo de operação do circuito eletrônico bidirecional *Buck-Boost* pode ser feito de forma manual ou por meio de alguns controladores PI que vão eleger se o banco de baterias vai estar funcionando no modo carregamento ou descarregamento. No próximo capítulo vai ser abordado em maiores detalhes.

**Tabela 3.2.** Parâmetros da Bateria Chumbo-Ácido.

Tensão de Curto Circuito (Vcc)	24 V
Carga da Bateria (Ah)	50 Ah
Profundidade de Descarga (%)	50 %

**Tabela 3.3.** Características do Banco de Baterias.

Baterias em Série	12
Baterias em Paralelo	480
Total de Baterias	5760
Energia do Banco (kWh)	7200
Carga do Banco (Ah)	24000

### 4.1 AVALIAÇÃO INDIVIDUAL DAS UNIDADES DE GERAÇÃO OU FORNECIMENTO DE ENERGIA

#### 4.1.1 Sistema Fotovoltaico

A configuração do sistema fotovoltaico é exibido na Figura 4.1 com os elementos citados anteriormente como o circuito eletrônico que opera o MPPT por meio do algoritmo de controle Perturbe & Observe, os controladores *Buck* e *Boost* e, por fim, o regulador de tensão de corrente contínua que é conectado ao barramento para estabilizar a tensão de saída.

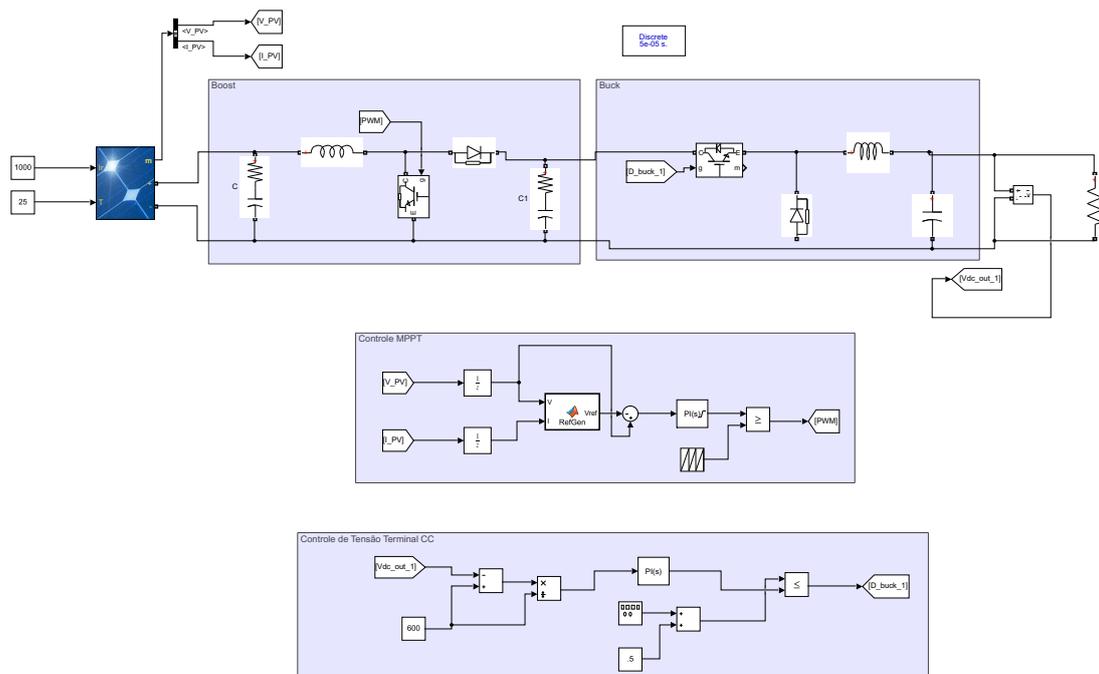
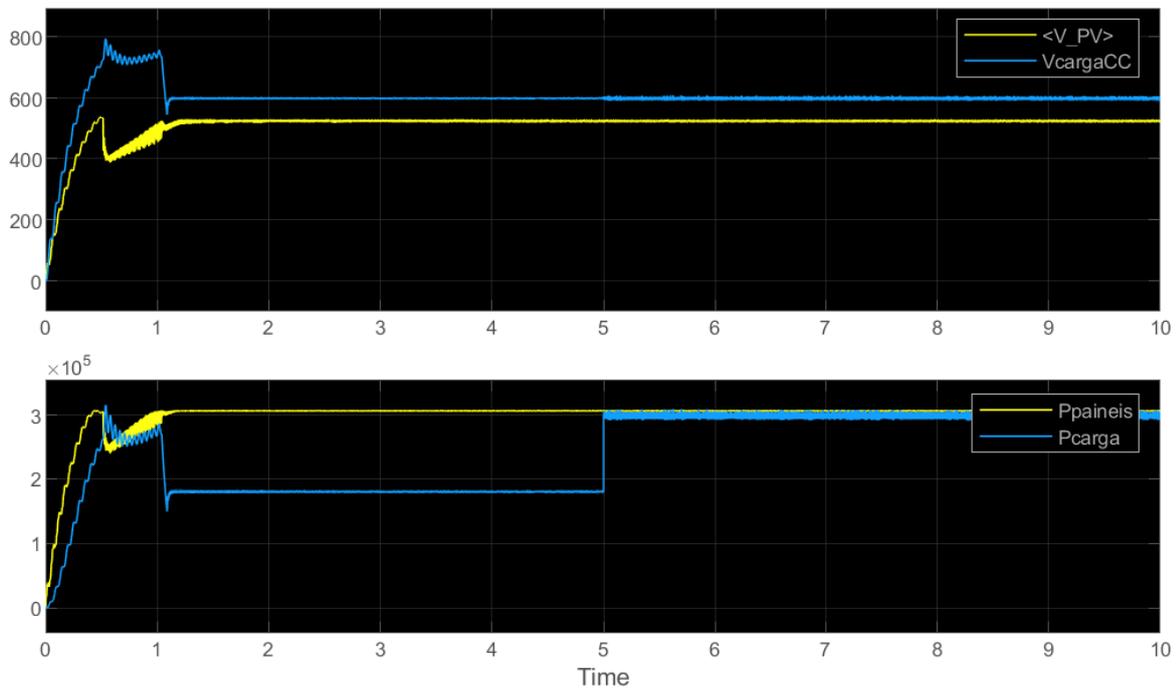


Figura 4.1. Configuração do Sistema Fotovoltaico (Simulink).

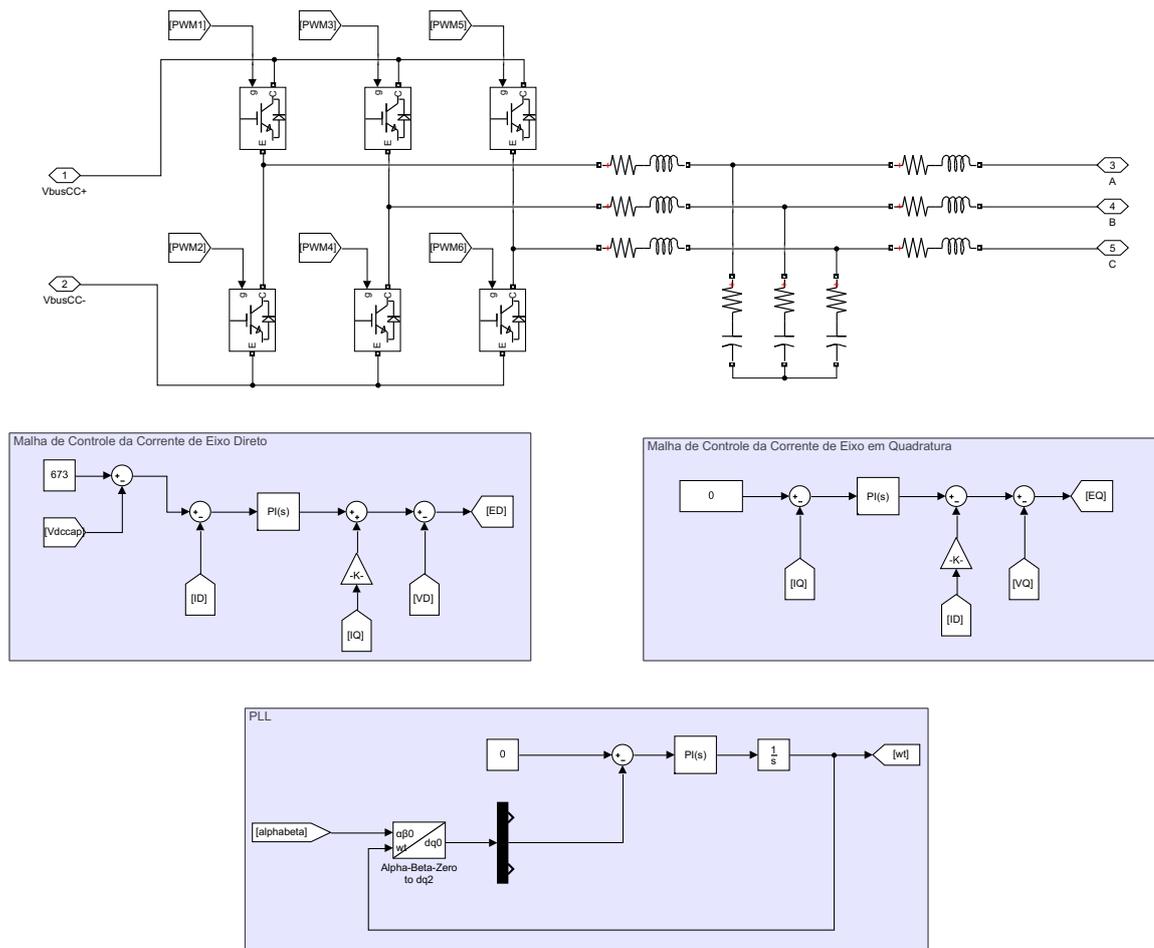
Na Figura 4.2 é possível verificar a simulação feita para o sistema fotovoltaico da microrrede híbrida, os níveis de tensão se mantêm estáveis próximo de 600 V, independente da carga que é conectada em paralelo no decorrer da simulação. Isso ocorre por conta do sistema regulador que é conectado junto ao barramento. Já para a resposta de potência do sistema, observa-se o correto funcionamento do MPPT de acordo com a linha amarela permanece fixa ao longo do tempo, independente da carga conectada. Deve-se mencionar que uma vez que a irradiância e a temperatura foram mantidas fixas e são correspondentes à máxima potência que poderia ser obtida com esse sistema fotovoltaico.



**Figura 4.2.** Simulação do Sistema Fotovoltaico.

#### 4.1.2 Sistema Eólico

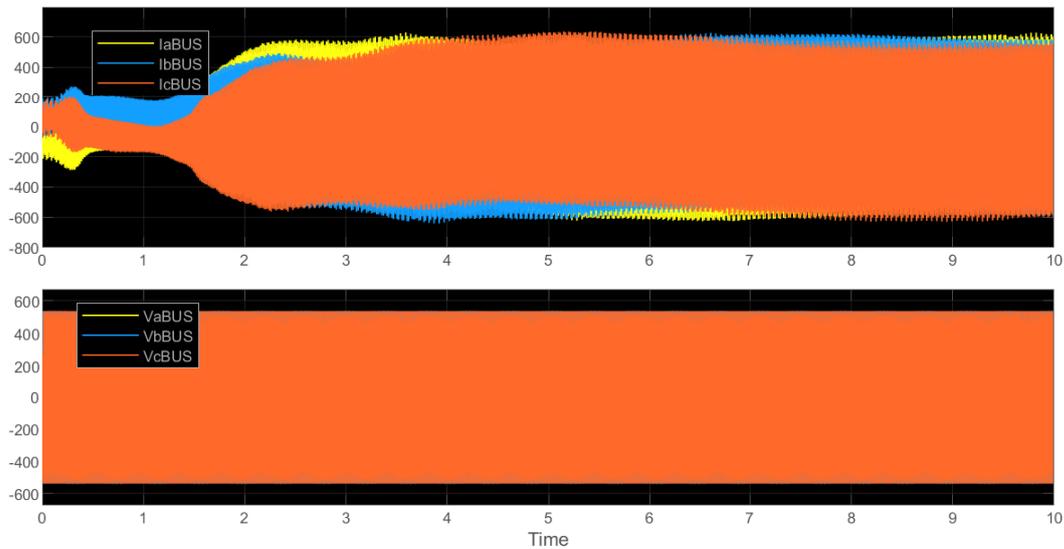
O sistema eólico é a única fonte de geração conectada ao barramento de corrente alternada da microrrede híbrida. Com isso, é possível observar na Figura 4.3 que, além da fonte renovável, temos a modelagem do inversor de tensão (VSI), as malhas de controle, o PLL e outros dispositivos que fazem parte do sistema como um todo.



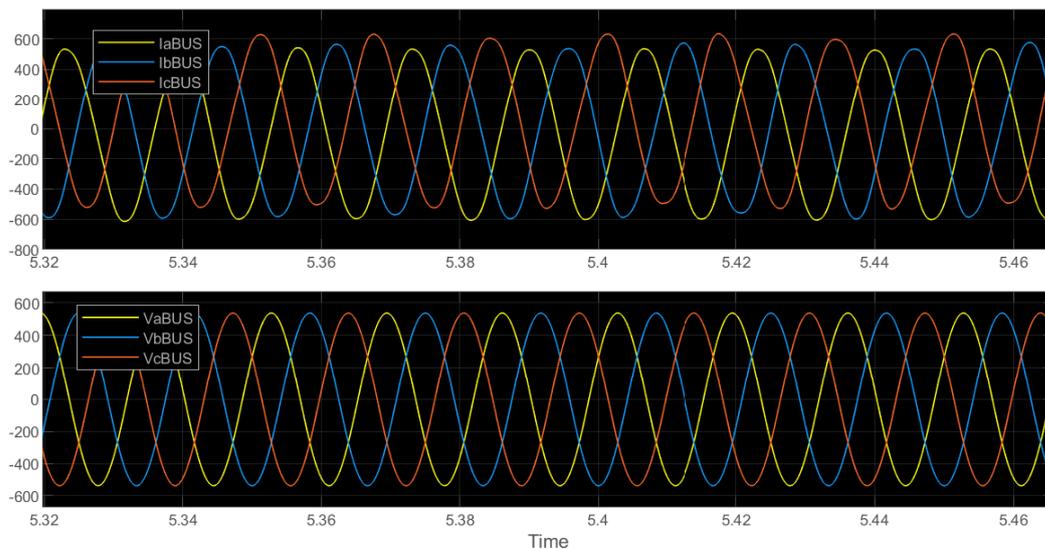
**Figura 4.3.** Configuração do Sistema Eólico (Simulink).

Para esta simulação, a unidade eólica foi conectada a um barramento infinito. O motivo é que quando ele for ligado na microrrede, ele seguirá a referência do conversor de interligação do lado CC. Ainda, nesta simulação, as tensões de referência do conversor bidirecional foram impostas utilizando geradores de sinais senoisais com a mesma amplitude e com defasagem de 120 graus.

A Figura 4.4 apresenta uma aproximação das formas de onda. Pode-se observar que os sinais de tensão estão livres de harmônicas, mas embora esta resposta seja limpa, existe um desbalanço entre os sinais de corrente, provavelmente em decorrência de algum, ou de alguns, parâmetros adotados durante o desenvolvimento do trabalho.



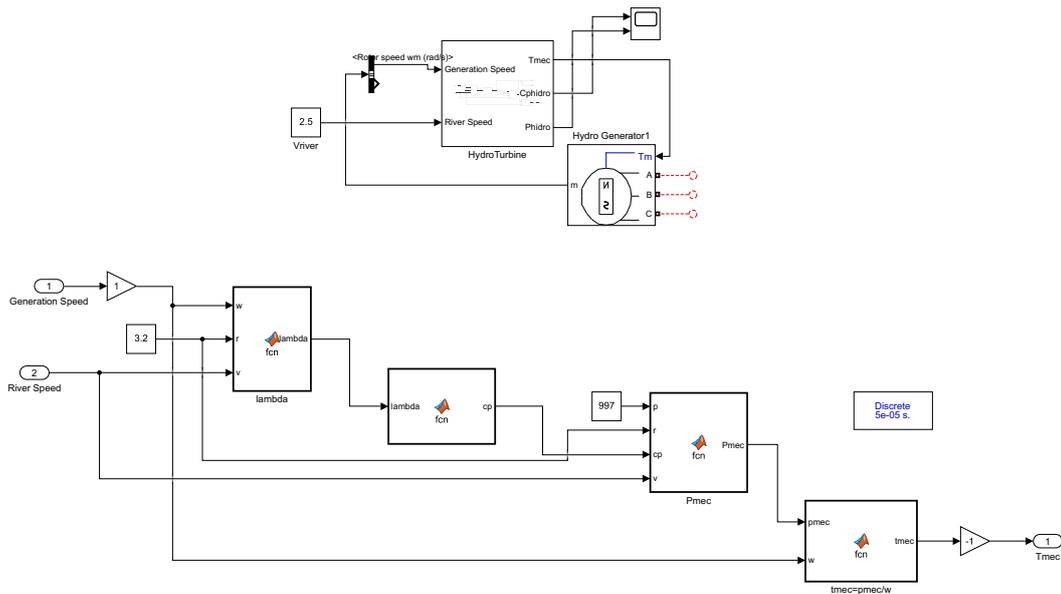
**Figura 4.4.** Saída do Inversor do Sistema Eólico (sem Zoom).



**Figura 4.5.** Saída do Inversor do Sistema Eólico (com Zoom).

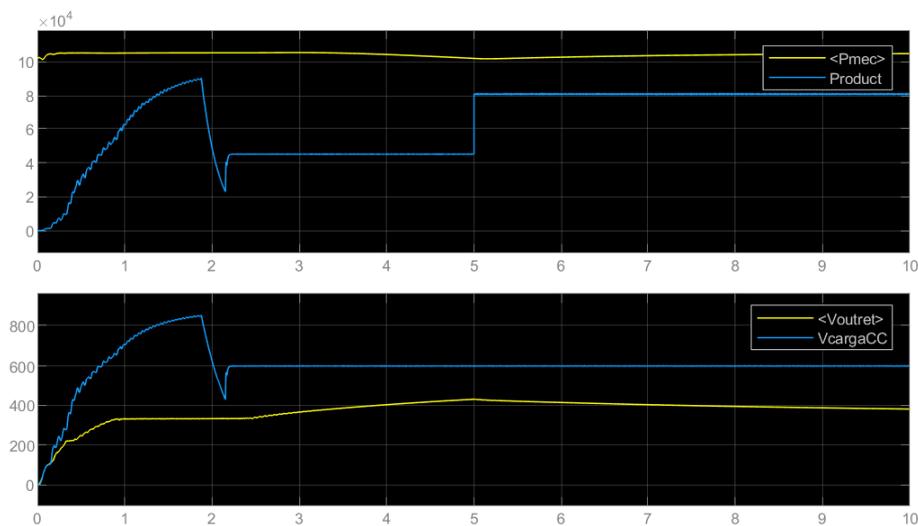
### 4.1.3 Sistema Hidrocinético

A configuração do sistema hidrocinético é mostrado na Figura 4.6 com os elementos e as variáveis que impactam na operação dessa fonte de energia. Uma vez que este sistema também utiliza o esquema de controle Perturba e Observa, e que o regulador é o mesmo que no sistema fotovoltaico, foca-se na modelagem da turbina na plataforma Simulink/Matlab <sup>TM</sup>.



**Figura 4.6.** Configuração do Sistema Hidrocinético (Simulink).

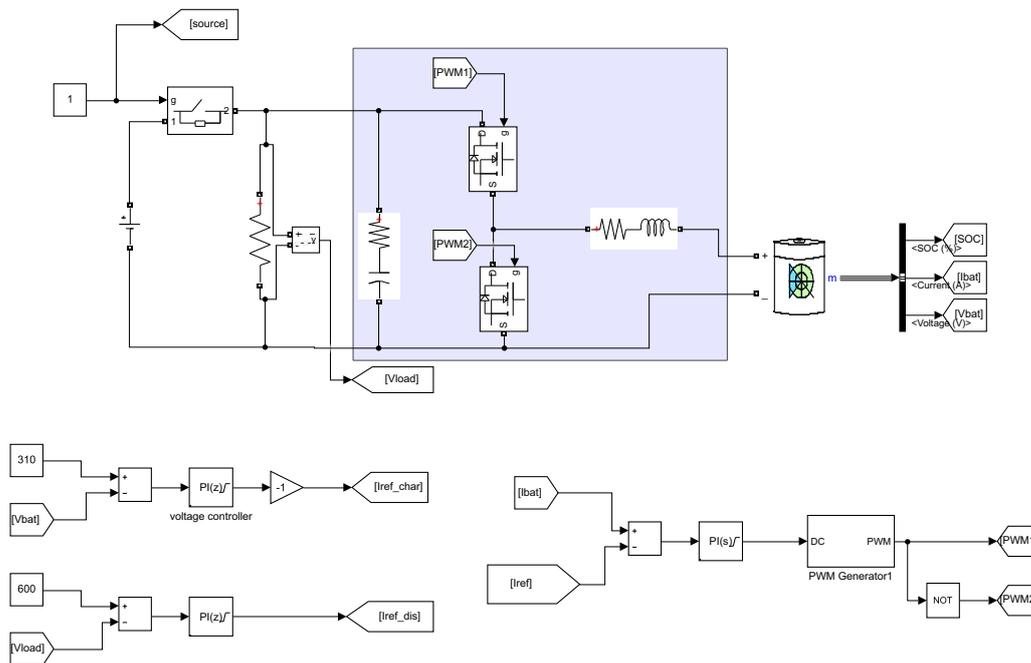
Nesta simulação, também é aplicada uma carga em paralelo com uma inicial, e a tendência em relação ao desempenho é o mesmo, ou seja, ele não é prejudicado pela mudança de carga. Inicialmente, percebe-se que existe um certo periodo de transição para que os níveis de tensão e potência se estabeleçam para fazer a análise dessas variáveis do sistema hidrocinético. Por conta do conversor do barramento citado anteriormente, a tensão de saída do sistema tende a ser constante apesar de existir uma variação durante o seu funcionamento.



**Figura 4.7.** Simulação do Sistema Hidrocinético.

#### 4.1.4 Sistema de Armazenamento de Energia

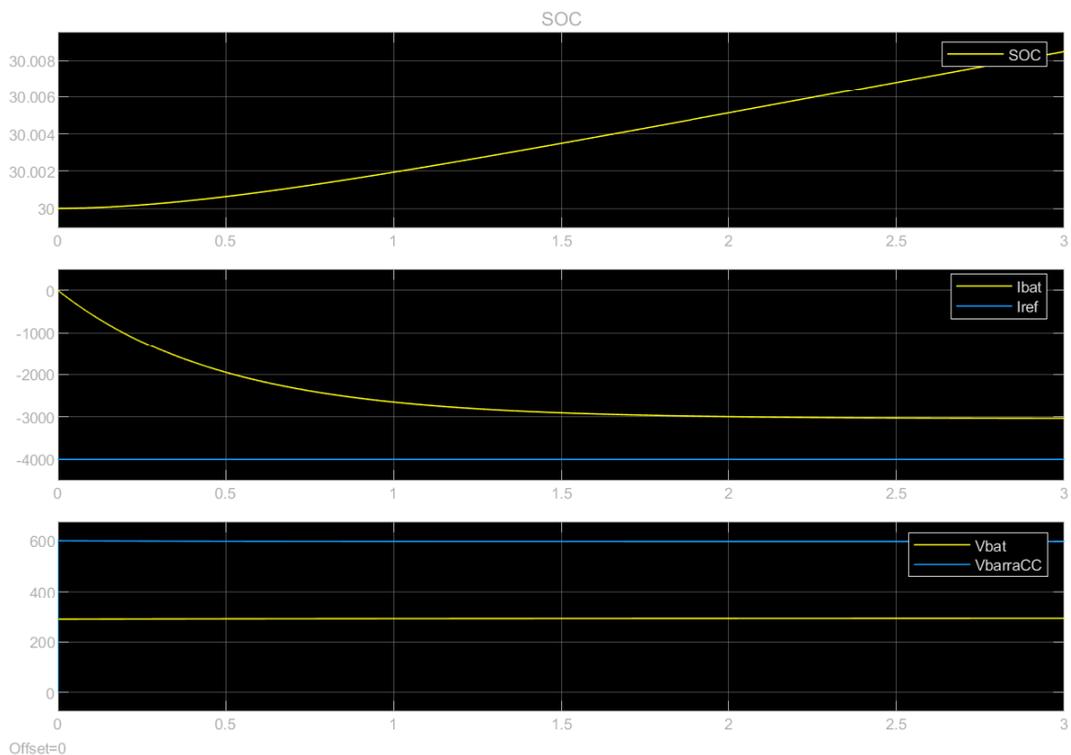
A configuração do banco de baterias da microrrede híbrida é mostrado na Figura 4.8 conforme a explicação no capítulo anterior. Na simulação, observa-se o conversor bidirecional *Buck-Boost* em destaque conectado entre o banco de baterias e o barramento de corrente contínua, o *Switch* no valor de 1 informando que o modo de operação é de carregamento. O modo carregamento vai ser dividido em duas etapas, um controlador PI vai atuar até a bateria atingir 80% da *SOC* (*State of Charge*) com corrente máxima de 4000A e o outro controlador PI quando o carregamento da bateria estiver entre 80% e 100% com a tensão de circuito aberto de 310V conforme detalhado na Figura 4.8. Já para o descarregamento, utiliza-se a tensão de referência igual a tensão do barramento de corrente contínua de 600Vcc.



**Figura 4.8.** Configuração do Sistema de Armazenamento de Energia (Simulink).

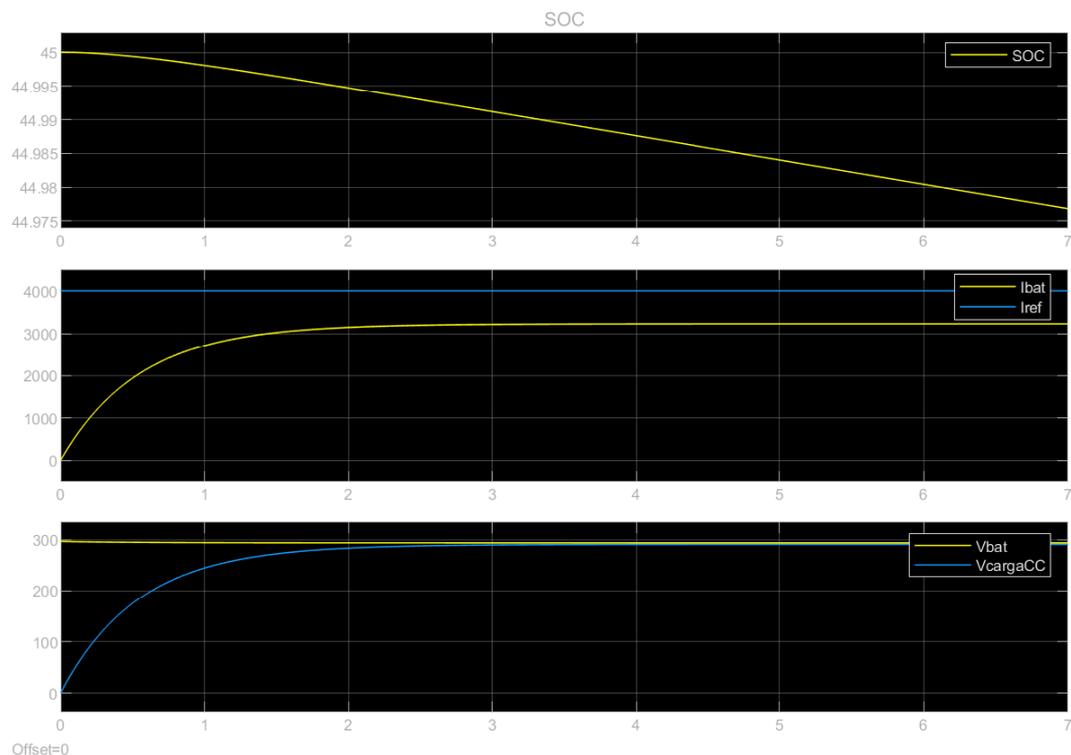
Na Figura 4.9, é possível visualizar o modo de carregamento do banco de baterias, o SOC (*State of Charge*) inicial é de 30% e começa a carregar com uma taxa aparentemente pequena, mas deve-se lembrar que a capacidade da bateria é muito grande para

atender as especificidades do sistema. Por um outro lado, observa-se que, nesse modo a corrente opera com valores negativos, indicando que a bateria está carregando. Por fim, a tensão da bateria se mantém a 300V.



**Figura 4.9.** Simulação do Modo Carregamento da Bateria.

Já na Figura 4.10, o banco de baterias está operando no modo descarregamento com o SOC (*State of Charge*) iniciando em 45%, mas diminuindo ao longo do tempo da simulação. Ao contrário do outro modo, a corrente é positiva quando a bateria está descarregando uma vez que ele está entregando potência ao sistema e também não segue a referência por causa da limitação imposta pelo controlador no carregamento. Além disso, a tensão da carga tende a 300V também.

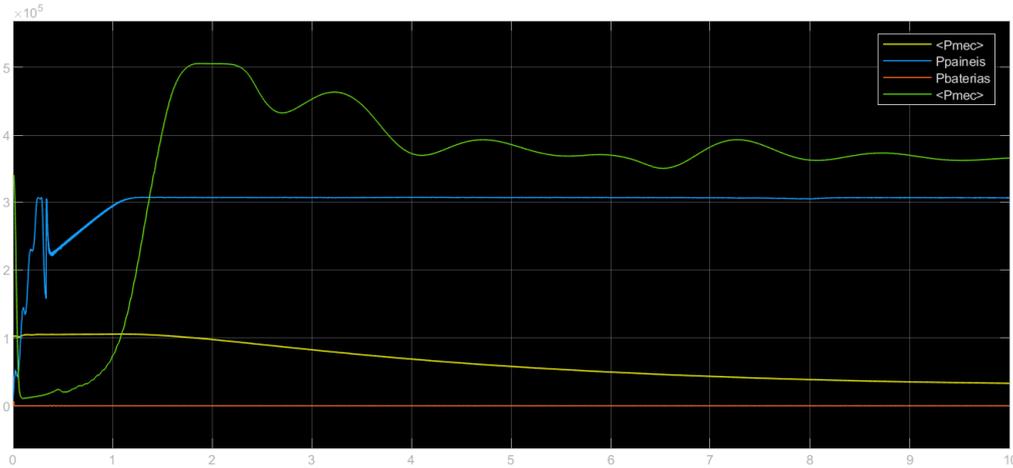


**Figura 4.10.** Simulação do Modo Descarregamento da Bateria.

## 4.2 AVALIAÇÃO DA MICRORREDE - SITUAÇÕES DA OPERAÇÃO

### 4.2.1 Caso 1 - Microrrede com o Banco de Baterias Desconectado.

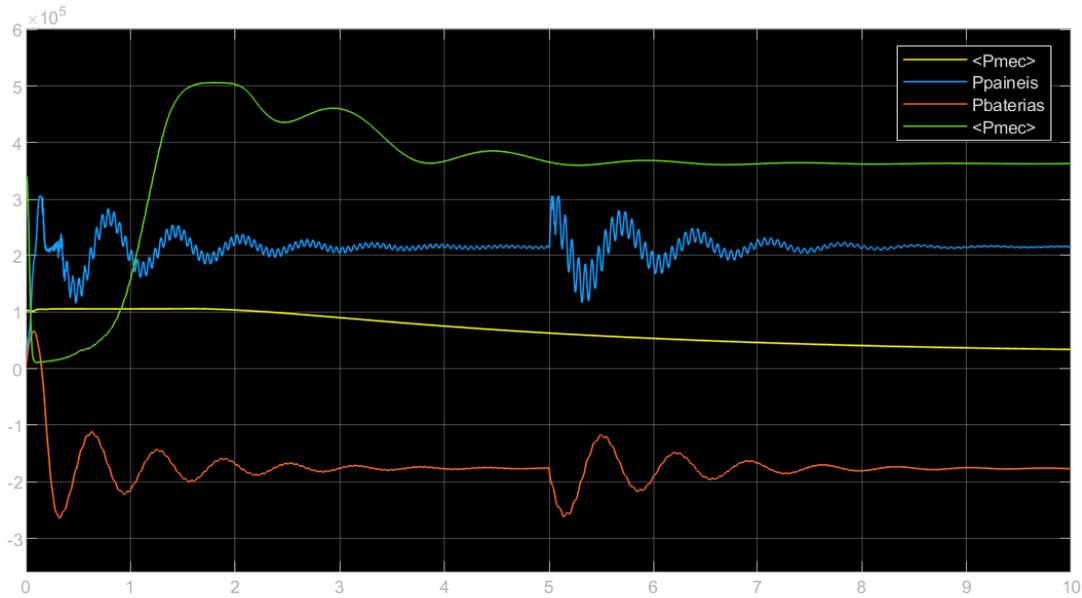
Inicialmente, foi simulado uma situação em que o banco de baterias é desconectado do barramento de corrente contínua. Com isso, a microrrede opera sem um sistema de armazenamento de energia em caso de situações críticas que a geração não seja suficiente para suprir toda a demanda das cargas. Na Figura 4.11, observa-se a potência das fontes de geração como solar, eólica e hidrocínética, além da potência do banco de baterias constante igual a zero dado que o sistema não está em operação. Neste caso, toda a geração seria direcionada à carga elétrica que se encontra no outro barramento.



**Figura 4.11.** Caso 1 - Microrrede com o Banco de Baterias Desconectado (Potência dos Sistemas).

#### 4.2.2 Caso 2 - Modo de Carregamento do Banco de Baterias

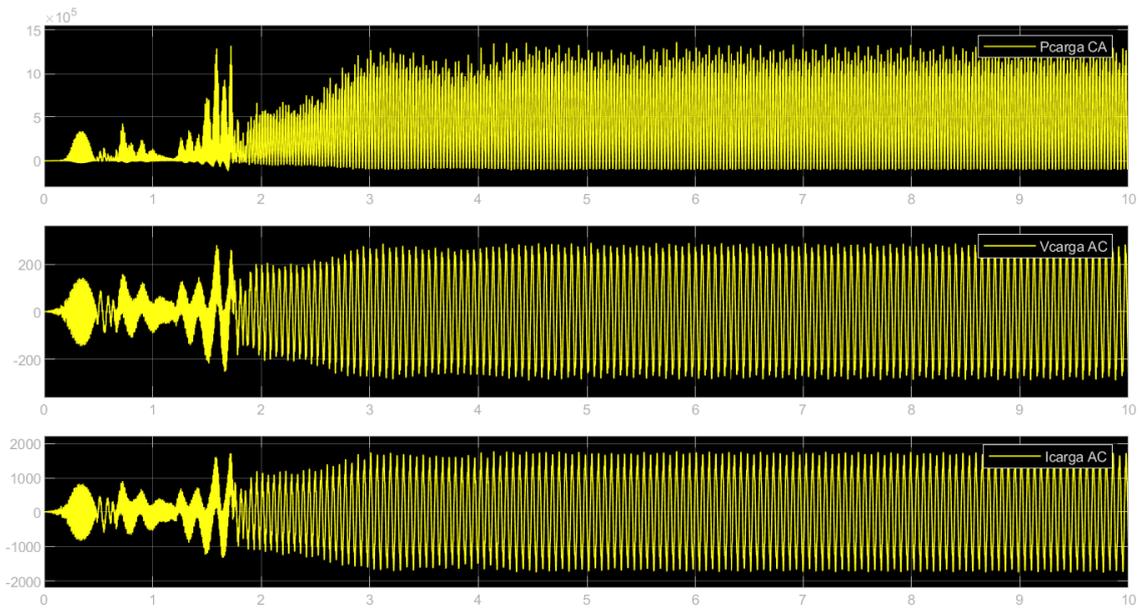
Neste caso, considera-se que o banco de baterias ainda não está totalmente carregado ( $SOC < 100\%$ ) e com isso as fontes de geração, como ilustrado na Figura 4.12, se encarregam de aumentar o estado de carga do banco através de um fluxo de potência constante para ele. Primeiramente, percebe-se que os níveis de potência aumentam no início da simulação e posteriormente tendem a se manterem constantes assim como os níveis de tensão e corrente, o que é resultado da inicialização da simulação. Dito isso, nota-se que todas as fontes de geração estão funcionando, sendo a eólica de maior potência, em linha verde e a linha azul representa a fonte fotovoltaica. Por sua vez, foi imposta uma queda de velocidade de rio de forma que, como visto, a potência da turbina hidrocínética, em linha amarela, vai decaindo com o tempo.



**Figura 4.12.** Caso 2 - Modo de Carregamento do Banco de Baterias (Potência dos Sistemas).

Logo em seguida na Figura 4.13, observamos o comportamento da potência, corrente e tensão nas cargas que estão localizadas no barramento de corrente alternada. O sistema operava inicialmente com uma única carga resistiva, e em cinco segundos, é adicionada uma carga em paralelo de menor porte que a primeira. Contudo, verifica-se na resposta das potências que a fonte fotovoltaica, assim como as baterias, foi muito sensibilizada, embora tenham recuperado a estabilidade após alguns segundos.

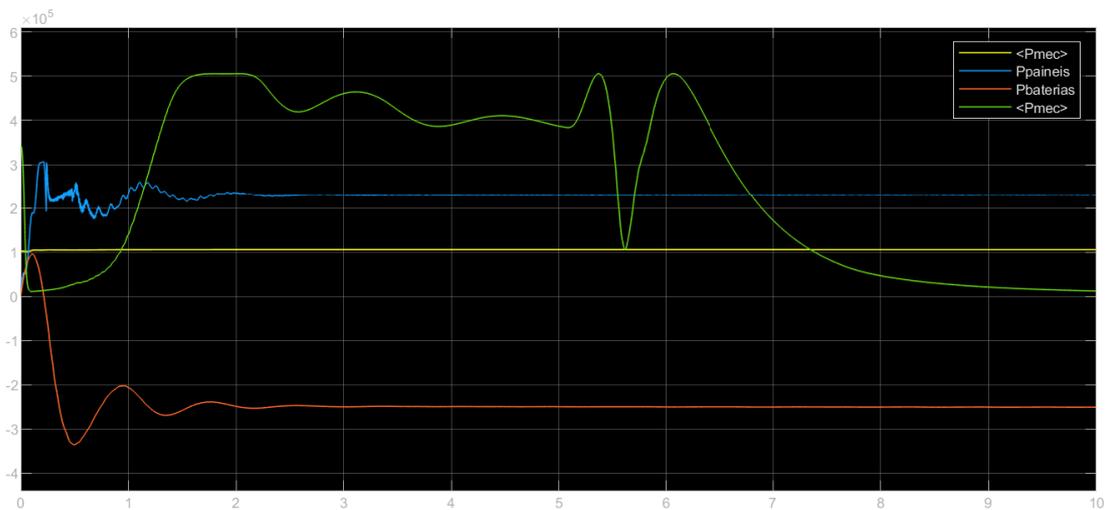
Diante do cenário descrito, confirma-se no modelo desenvolvido a interação entre os dois lados, CA e CC, e chama a atenção pelo fato que não foi visto uma variação abrupta no consumo de potência elétrica na carga, mas houve oscilações de potência do outro lado da rede (CA). Diante dessa situação, percebe-se que dentro uma microrrede elétrica, existem componentes do sistema que são mais susceptíveis a mudanças repentinas, o que eventualmente poderia causar tanto a instabilidade delas, quanto a propagação do problema à microrrede como um todo.



**Figura 4.13.** Caso 2 - Modo de Carregamento do Banco de Baterias (Potência, Corrente e Tensão das Cargas).

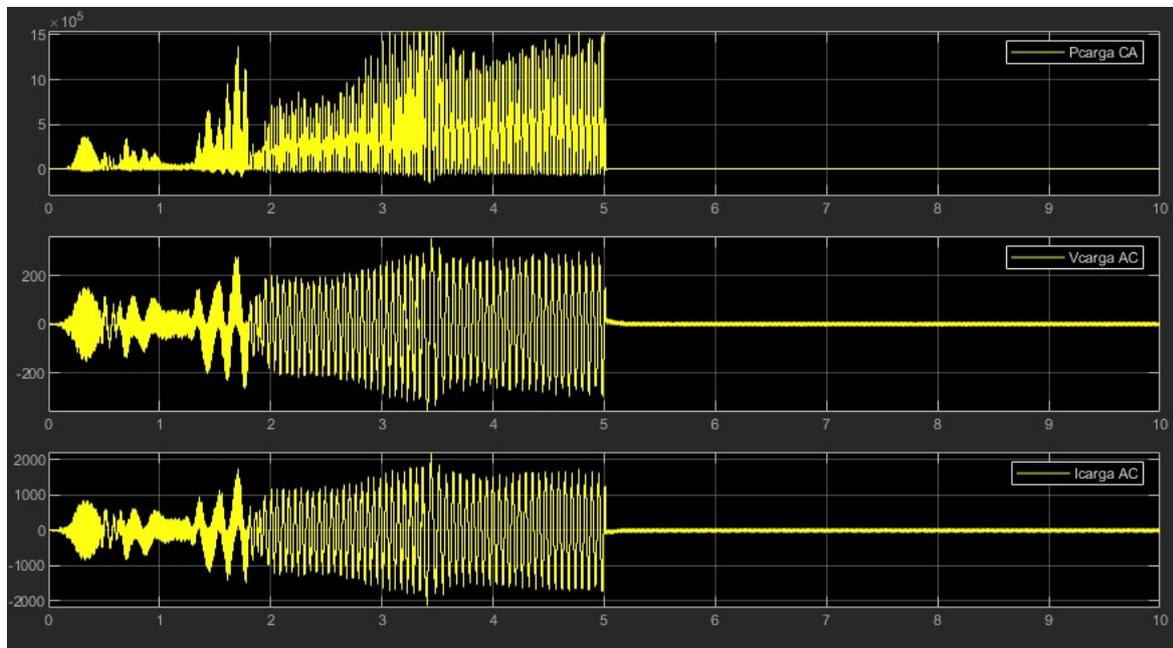
#### 4.2.3 Caso 3 - Microrrede com uma Fonte de Geração Desconectada

O terceiro caso simulado nesse trabalho é quando uma fonte de geração é desconectada a microrrede. De acordo com a Figura 4.14, a fonte de geração desconectada do sistema foi a eólica como pode ser observado nos valores de potência tendendo a zero, linha verde.



**Figura 4.14.** Caso 3 - Microrrede com Fonte Eólica Desconectada (Potência dos Sistemas).

A geração eólica está localizada no mesmo barramento que as cargas estão conectadas, que é o de corrente alternada. Com a sua desconexão, nota-se que neste caso, o conversor bidirecional não permitiu o fluxo de corrente entre os dois barramentos, pois os níveis de tensão, corrente e potência da carga tendem a zero conforme ilustrado na Figura 4.15. Com isso, a fonte de geração solar e hidrocínética continuam funcionando com o objetivo de carregar o banco de baterias, mas não conseguem fornecer energia para manter as cargas em pleno funcionamento. Dessa forma, para que as cargas possuem alimentação é essencial que a fonte eólica esteja ligada. Então caso ocorra a necessidade de desligar alguma fonte de geração, a eólica deveria ser a última opção.



**Figura 4.15.** Caso 3 - Microrrede com Fonte Eólica Desconectada (Potência, Corrente e Tensão das Cargas).

# CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentada a estrutura de uma microrrede elétrica híbrida ilhada que contempla a geração, o consumo e o armazenamento de energia em corrente contínua e alternada. Dessa forma, apresenta-se determinadas simulações de acontecimentos que ocorrem na operação com o objetivo de analisar o comportamento dos sistemas que integram a microrrede.

Para tornar isso possível, inicialmente, foi apresentado em detalhe a estrutura, e o processo de dimensionamento, de cada uma das unidades geradoras, i.e., eólica, solar e hidrocínética, assim como um sistema de armazenamento de energia elétrica, como os bancos de baterias. Além de abordar a modelagem das turbinas, painéis fotovoltaicos, e geradores elétricos, foram expostos os esquemas de controle utilizados para possibilitar a integração das unidades geradoras, tais como o MPPT, o regulador de tensão CC, assim como o esquema de regulação de fluxo de potência para as baterias, e o controle do inversor.

A partir disso, em um primeiro momento, cada sistema de geração e armazenamento de energia foi examinado de forma isolado para que fosse possível compreender os conceitos básicos e o funcionamento de cada um deles antes de verificar a operação de todos juntos na microrrede. Assim, é possível entender o impacto da conexão juntamente com os circuitos eletrônicos que os compõem.

Em seguida, foram tratados dos outros elementos como os controladores e circuitos eletrônicos que serviram para validar a descrição dos algoritmos de controle necessários para o funcionamento adequado das fontes de geração e do sistema de armazenamento de energia. Isso diz respeito ao algoritmo de controle para extrair a máxima potência do sistema como um todo e ao controle da tensão terminal, assim como à regulação do fluxo de potência do banco de baterias, nos modos de operação de carregamento e

descarregamento.

A partir das simulações obtidas, pode-se verificar que existe uma interação grande entre os elementos de ambos lados da microrrede híbrida, sendo a bateria reponsável pelo consumo de potência excedente vindo das unidades geradoras. Também percebeu-se como uma alteração na carga, mesmo que pequena, pode ocasionar transitórios de alguns segundos em algumas unidades, mesmo estando em um barramento diferente. Isso não envolve, necessariamente, apenas as de maior porte dentro da microrrede, mas, baseado no resultado, tal resposta poderia ser atribuída à inércia física de cada tipo de gerador. Diante desse resultados, este trabalho permite enxergar alguns desafios na operação de microrredes diante de eventos leves e severos, como a definição de inércia de cada um desses componentes e os limites de operação diante de oscilações de potência.

Adicionalmente, uma das vantagens das microrredes híbridas é a possibilidade de ter um fluxo bidirecional, assim como de oferecer a possibilidade de serem redes independentes quando necessário. Contudo, foi visto como a operação independente pode ser problemática quando toda a carga é concentrada apenas de um lado da geração. Por esse motivo, considera-se conveniente dispersar as cargas para enviar esse tipo de problema.

Finalmente, o trabalho permite vislumbrar estudos mais aprofundados nesta área, sendo prováveis trabalhos futuros:

- Utilizar o sistema desenvolvido para avaliação esquemas de gerenciamento de energia elétrica.
- Realizar estudos aprofundados de variações na geração e no consumo da microrredes visando um estudo de estabilidade.
- Avaliar de forma semelhante outros tipos de microrredes, como as de corrente contínua e as de corrente alternada.
- Desenvolver uma interface gráfica desta microrrede elétrica, visando o ensino destes conteúdos de forma didática.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 4*. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010. Citado na página 4.
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482*. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Citado na página 11.
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 687*. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Citado na página 5.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 3*. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Citado na página 4.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 1*. Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Citado na página 4.
- CIVELEK, Z.; LÜY, M.; ÇAM, E. Control of pitch angle of wind turbine by fuzzy pid controller. *Intelligent Automation Soft Computing*, v. 22, p. 1–9, 10 2015. Citado na página 34.
- DOBREA, M.-A.; ARGHIRA, N.; VASLUIANU, M.; NECULOIU, G.; MOLDOVEANU, A.-M. C. Mppt techniques application and comparison for photovoltaic panels. In: *2021 23rd International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 386–392. Citado na página 15.
- GÓMEZ, J. S.; RODRIGUEZ, J.; GARCIA, C.; TARISCIOTTI, L.; FLORES-BAHAMONDE, F.; PEREDA, J.; NEZ, F. N.; CIPRIANO, A. Z.; SALAS, J. C. An overview of microgrids challenges in the mining industry. *IEEE Access*, v. 8, p. 191378–191393, 2020. Citado na página 4.
- HEMAMI, A. *Wind Turbine Technology*. Cengage Learning, 2012. (Delmar, Cengage Learning Series in Renewable Energies). ISBN 9781435486461. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=urNSjGoyn8QC>>. Citado na página 17.
- KHAN, I.; HUSSAIN, R.; SIKANDER, M. A.; ARIF, S.; UMAIR, M. Solar-wind hybrid energy generation system maximum power point tracking using perturb and observe (p amp;o) algorithm<sup>\*</sup>. In: *2021 International Conference on Computer Information Sciences (ICCOINS)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 109–113. Citado na página 12.
- MAHMOUD, M. Chapter 1 - microgrid control problems and related issues. In: MAHMOUD, M. S. (Ed.). *Microgrid*. Butterworth-Heinemann, 2017. p. 1–42. ISBN 978-0-08-101753-1. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081017531000012>>. Citado na página 2.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. *Resenha Energetica Brasileira*. [S.l.], 2021. Citado na página 1.

PATRAO, I.; FIGUERES, E.; GARCERÁ, G.; GONZÁLEZ-MEDINA, R. Microgrid architectures for low voltage distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 43, p. 415–424, 2015. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114009939>>. Citado 2 vezes nas páginas 9 and 10.

RASHID, M. H. *Eletrônica de Potência: dispositivos, circuitos e aplicações*. [S.l.]: Pearson, 2015. Citado na página 26.

RIQUELME-DOMINGUEZ, J. M.; MARTINEZ, S. Comparison of different photovoltaic perturb and observe algorithms for drift avoidance in fluctuating irradiance conditions. In: *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 14.

TABATABAEI, N. M. *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*. [S.l.]: Springer, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 5, 7, and 9.

V., V.; R., V. S. R. Microcontroller based bidirectional buck–boost converter for photo-voltaic power plant. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, v. 5, n. 3, p. 745–758, 2018. ISSN 2314-7172. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S231471721730017X>>. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27, and 28.

VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica, Conceitos e Aplicações*. São Paulo, Brasil: 2 ed. Érica, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 11, 12, 24, and 25.

WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. [S.l.: s.n.], 2011. ISBN 978-0-470-59365-3. Citado 3 vezes nas páginas 17, 20, and 21.

ZHOU, F. L. R. L. F. *Microgrid Technology and Engineering Application*. [S.l.]: Elsevir, 2016. Citado na página 3.