

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MATHEUS BARBOSA DE OLIVEIRA E SILVA

**SISTEMA ISOLADO BASEADO EM CÉLULA A
COMBUSTÍVEL ASSOCIADO A UM CONTROLE PELO
LADO DA DEMANDA**

VITÓRIA – ES
2015

MATHEUS BARBOSA DE OLIVEIRA E SILVA

**SISTEMA ISOLADO BASEADO EM CÉLULA A
COMBUSTÍVEL ASSOCIADO A UM CONTROLE PELO
LADO DA DEMANDA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação.

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

Silva, Matheus Barbosa de Oliveira e, 1991-
S586s Sistema isolado baseado em célula a combustível associado
a um controle pelo lado da demanda / Matheus Barbosa de
Oliveira e Silva. – 2015.
133 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Células à combustível. 2. Energia – Fontes alternativas.
3. Eletrônica de potência. 4. Energia elétrica – Produção. 5.
Sistemas isolados (Energia). I. Fardin, Jussara Farias. II.
Encarnação, Lucas Frizera. III. Universidade Federal do Espírito
Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

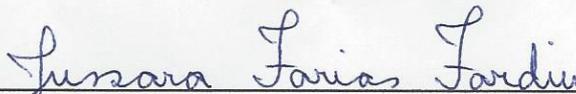
MATHEUS BARBOSA DE OLIVEIRA E SILVA

**SISTEMA ISOLADO BASEADO EM CÉLULA A
COMBUSTÍVEL ASSOCIADO A UM CONTROLE PELO
LADO DA DEMANDA**

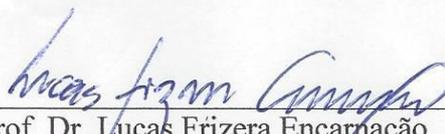
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 08 de Dezembro de 2015.

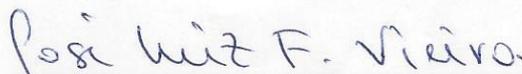
COMISSÃO EXAMINADORA:



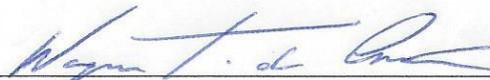
Prof.^a Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora



Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador



Prof. Dr. José Luiz de Freitas Vieira
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Prof. Dr. Wagner Teixeira da Costa
Instituto Federal do Espírito Santo
Examinador

AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial aos meus pais, Maria da Penha e José, pelos ensinamentos diários e por serem minha fortaleza e meu porto seguro, e à minha avó, Ivete, pelo carinho e pela torcida.

À minha orientadora Jussara Farias Fardin e ao meu coorientador Lucas Frizera Encarnação pelos ensinamentos, pelos votos de confiança, por todas as contribuições, pelo tempo disponibilizado e pela atenção. Sem vocês, este trabalho não seria possível.

Aos professores da graduação e em especial, aos do mestrado: Domingos Sávio Lyrio Simonetti, Paulo José Mello Menegáz e Marcelo Eduardo Vieira Segatto, por todo o conhecimento transmitido.

Aos colegas de sala e do LEPAC, fica aqui o meu agradecimento pela convivência. Os momentos de descontração com vocês tornaram mais leve a caminhada.

Ao PPGEE, pela oportunidade e à CAPES, pelo apoio financeiro, sem o qual a realização desta pesquisa não seria possível.

RESUMO

No Brasil e em outros países de grande extensão territorial, levar energia a todos os locais é uma tarefa árdua. Há inúmeras dificuldades de logística e infraestrutura para garantir que expansões do sistema de energia cheguem a certas localidades, mais afastadas dos grandes centros urbanos. Dessa forma, parte da população tem o acesso à energia elétrica de forma precária, com baixa qualidade, confiabilidade, sendo privados de serviços essenciais de saúde, educação e comunicação.

A essas regiões longínquas, sem conexão com a rede principal, é dado o nome de comunidades remotas ou isoladas. A solução mais comum de provimento de energia a essas regiões ocorre por meio de geradores a diesel, sendo a iluminação muitas vezes feita por velas e lâmparinas. Esses meios, além de apresentarem baixa eficiência energética, são nocivos ao meio-ambiente, uma vez que produzem gases de efeito estufa. Os custos de transporte do combustível a essas regiões também encarecem substancialmente o custo da energia nessas localidades.

O uso de fontes renováveis por meio da geração distribuída – geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, células a combustível, entre outros - em comunidades isoladas é uma alternativa que vem ganhando destaque em estudos recentes, principalmente por estarem associados ao desenvolvimento sustentável. Além disso, nessas regiões onde a disponibilidade de energia é, de qualquer forma, limitada, a geração não é capaz de atender à demanda de forma descontrolada. Em outras palavras, a demanda deve se adaptar às possibilidades de geração, e não o contrário. Essa filosofia é chamada de Controle pelo Lado da Demanda (CLD).

Esta dissertação propõe a modelagem e simulação de uma rede isolada cuja fonte primária de energia está baseada em célula a combustível de óxido sólido (SOFC) e um sistema de armazenamento de energia com a finalidade de dar suporte à célula. Com isso, objetiva-se verificar o desempenho deste sistema autônomo sob variações de carga. Ademais, é traçada uma estratégia de CLD a fim de observar seus benefícios ao referido sistema.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquemático de uma CaC	28
Figura 2 - Componentes de uma pilha de CaCs (<i>stack</i>)	29
Figura 3 - SOFC de geometria tubular	37
Figura 4- Diagrama de blocos do modelo dinâmico da SOFC	41
Figura 5 - Conexão da SOFC à Rede CA	43
Figura 6 - Conversor <i>boost</i> não isolado	44
Figura 7 - VSI trifásico	44
Figura 8 - Eletrolisador unipolar	46
Figura 9 - Eletrolisador do tipo bipolar	47
Figura 10 - Eletrolisador PEM	48
Figura 11 - Perdas de energia na compressão do hidrogênio	51
Figura 12 - Perdas de energia na liquefação do hidrogênio	51
Figura 13 - Diagrama do Sistema Simplificado	53
Figura 14 - Bloco da SOFC	54
Figura 15 - Curva $V \times I$ de uma CaC genérica	56
Figura 16 - Esquemático com entradas e saídas do conversor <i>boost</i>	63
Figura 17 - Conversor <i>boost</i> com diodo anti-retorno	66
Figura 18 - Controle dos pulsos G	66
Figura 19 - Inversor trifásico tipo fonte de tensão	67
Figura 20 - Controle do VSI	69
Figura 21 - Filtro LCL	71
Figura 22 - Curva de atenuação da corrente injetada pelo filtro LCL	73
Figura 23 - Resposta em frequência do filtro LCL	76
Figura 24 - Diagrama de blocos simplificado do conversor <i>boost</i>	81
Figura 25 - Modelo Simplificado do Inversor VSI	82
Figura 26 - Diagrama de blocos do ajuste de perdas na malha CC de corrente	83
Figura 27 - Diagrama de blocos da modelagem da frequência	83
Figura 28 - Curva de capacidade do sistema	91
Figura 29 - Hierarquia de cargas do sistema isolado	92
Figura 30 - Primeiro estágio de acesso das cargas	93
Figura 31 - Segundo estágio de acesso	94
Figura 32 - Composição modular de uma célula a combustível	98

Figura 33 - Controle de Demanda com Detecção de Falha.....	99
Figura 34 - Nova fronteira de capacidade	99
Figura 35 - CLD primário com rejeição de cargas	101
Figura 36 – Segundo estágio do CLD com rejeição de carga	102
Figura 37 - Diagrama esquemático do eletrolisador	105
Figura 38 - Malha Principal da CaC	131
Figura 39 - Malha da Ativação da CaC.....	132
Figura 40 - Malha da Concentração da CaC	132

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Curva $V \times I$ da CaC obtida por simulação.....	57
Gráfico 2 - Curva $P \times I$ da CaC obtida por simulação	57
Gráfico 3 - Tensão da SOFC	58
Gráfico 4 - Corrente da SOFC	59
Gráfico 5 - Potência da SOFC	59
Gráfico 6 - Fluxo de combustível na SOFC	60
Gráfico 7 - Fluxo de oxigênio na SOFC	60
Gráfico 8 - Reforma de combustível na SOFC.....	61
Gráfico 9 - Rendimento da SOFC.....	62
Gráfico 10 - Perdas percentuais em função da corrente CC do inversor	78
Gráfico 11 - Relação entre os desvios de frequência e os desvios de tensão	80
Gráfico 12- Tensão de saída da célula a combustível.....	85
Gráfico 13 - Corrente de saída da célula a combustível.....	85
Gráfico 14 - Potência de saída célula a combustível	86
Gráfico 15 - Tensão regulada do conversor	86
Gráfico 16 - Tensão na carga (fase, pico)	87
Gráfico 17 - Corrente na carga	87
Gráfico 18 - Comparativo de frequência do sistema.....	88
Gráfico 19 - Controle de Demanda para diferentes prioridades	95
Gráfico 20 - Controle de Demanda com prioridade alterada	96
Gráfico 21 - Controle de Demanda com carga que extrapola os limites de capacidade	97
Gráfico 22 - Controle de Demanda para cargas com mesma prioridade	97
Gráfico 23 - Controle de demanda com CaC parcialmente comprometida	100
Gráfico 24 – Rejeição de carga após perda de um módulo da CaC.....	103
Gráfico 25 – Rejeição de cargas com ação de CLD primário e segundo estágio.....	103
Gráfico 26 - Rejeição de carga em situação de prioridades iguais	104
Gráfico 27 - Gerência da demanda com eletrolisador.....	107
Gráfico 28 - Fluxo de combustível do eletrolisador	108
Gráfico 29 - Volume de hidrogênio no tanque	108
Gráfico 30 - Gerência de Demanda com fornecimento do tanque reserva	109
Gráfico 31 - Ampliação do Gráfico 30.....	110
Gráfico 32 - Fluxo de combustível da CaC	110

Gráfico 33 - Tanque reserva sendo utilizado como complemento de hidrogênio 111

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Tipos de CaCs	31
Quadro 2 - Características das Células a Combustível	32
Quadro 3 - Grandezas relacionadas à tensão de operação da CaC	39
Quadro 4- Parâmetros relevantes da modelagem dinâmica da SOFC	42
Quadro 5- Densidade de energia do hidrogênio e outros portadores de energia.....	50
Quadro 6- Dados da SOFC.....	55
Quadro 7 - Dados iniciais de projeto do conversor <i>boost</i>	64
Quadro 8 - Valores de L e C do Conversor	65
Quadro 9 - Dados finais do projeto do conversor	65
Quadro 10 - Parâmetros para projeto do filtro LCL	70
Quadro 11 - Parâmetros calculados do filtro LCL.....	75
Quadro 12 - Resistência alterada dos IGBTs e Diodos.....	77
Quadro 13 - Perdas percentuais no conversor e no inversor de acordo com a demanda	78
Quadro 14- Máximos e mínimos de frequência e tensão nos transitórios de demanda	79
Quadro 15 - Dados das cargas	95
Quadro 16 - Cargas da simulação com CaC comprometida.....	100
Quadro 17 - Dados do Eletrolisador e do Tanque de Hidrogênio	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela Verdade.....	94
--------------------------------	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Bat	Bateria
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CLD	Controle pelo Lado da Demanda
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GMC	Grupo Motor-Gerador
HT-PEMFC	<i>High Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i> - Célula a Combustível de Membrana Trocadora de Prótons de Alta Temperatura
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i> - Célula a Combustível de Carbonato Fundido
MOEA	<i>Multi-Objective Evolutionary Algorithm</i> - Algoritmo Evolucionário Multi-Objetivo
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i> - Célula a Combustível de Ácido Fosfórico
PEA	<i>Princess Elisabeth Antarctica</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i> - Membrana Trocadora de Prótons
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i> - Célula a Combustível de Membrana Trocadora de Prótons
PWM	<i>Pulse Width Modulator</i> – Modulador por Largura de Pulso
SHGD	Sistema Híbrido de Geração Distribuída
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i> – Célula combustível de óxido sólido
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
UFPA	Universidade Federal do Pará
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> - Inversor Fonte de Tensão
YSZ	<i>Yttria Stabilized Zirconia</i> - Zircônia Estabilizada com Ítria
KOH	Hidróxido de Potássio

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	Motivação do trabalho.....	13
1.2	Objetivos.....	17
1.3	Estrutura da Dissertação.....	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	Considerações Iniciais.....	20
2.2	Trabalhos relacionados ao tema.....	20
2.3	Considerações Finais.....	25
3	CÉLULAS A COMBUSTÍVEL.....	26
3.1	Células a Combustível (CaCs).....	26
3.1.1	Princípio de Operação.....	27
3.1.2	Tensão de uma CaC e Equação de Nernst.....	29
3.1.3	Tipos de CaCs.....	31
3.1.4	Rendimento Teórico Máximo e Tensão Ideal de uma CaC.....	33
3.1.5	Rendimento e Tensão reais de uma CaC.....	35
3.1.6	A Célula a Combustível de Óxido Sólido (SOFC).....	36
3.1.6.1	Equacionamento da SOFC.....	38
3.1.7	Unidades de condicionamento de potência.....	43
3.2	Armazenamento de energia baseado em hidrogênio.....	44
3.3	Considerações Finais.....	52
4	MODELAGEM DO SISTEMA ISOLADO	53
4.1	Modelagem Completa.....	54
4.1.1	SOFC.....	54
4.1.2	Conversor <i>Boost</i>	62
4.1.3	Inversor VSI.....	67
4.1.4	Filtro LCL.....	70
4.1.5	Perdas.....	76
4.1.6	Frequência.....	79
4.2	Modelagem Simplificada.....	80
4.2.1	SOFC.....	80

4.2.2	Conversor <i>Boost</i>	80
4.2.3	Inversor VSI	81
4.2.4	Filtro LCL	82
4.2.5	Perdas.....	82
4.2.6	Frequência.....	83
4.3	Simulações comparativas entre os modelos	84
4.4	Considerações finais.....	89
5	CONTROLE PELO LADO DA DEMANDA E SIMULAÇÕES.....	90
5.1	Capacidade do sistema	90
5.2	A hierarquia de cargas – níveis de prioridade.....	91
5.3	O cenário do sistema isolado	92
5.4	Controle de Demanda: Simulações	92
5.4.1	Caso I: Funcionamento normal da CaC.....	93
5.4.2	Caso II: Funcionamento Comprometido da CaC	98
5.4.3	Caso III: Funcionamento da CaC com eletrolisador e tanque de hidrogênio .	104
5.5	Considerações Finais	111
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	113
	REFERÊNCIAS.....	117
	APÊNDICE A: CÁLCULOS DOS RENDIMENTOS E TENSÃO DA CAC.....	125
	APÊNDICE B: MODELAGEM DO ELETROLISADOR.....	129
	APÊNDICE C: DIAGRAMA DETALHADO DA CAC.....	131
	APÊNDICE D: PRODUÇÃO CIENTÍFICA	133

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação do trabalho

É sabido que a energia é um bem essencial ao ser humano. O acesso a ela foi elemento catalisador do desenvolvimento da sociedade moderna. A energia elétrica, em específico, permite o funcionamento de inúmeros dispositivos que proporcionam saúde, segurança, bem estar, lazer, e outros.

Apesar dos incontáveis avanços tecnológicos na geração, transmissão, distribuição e armazenamento de energia elétrica, estima-se que 1,2 bilhão de pessoas ainda não possuem acesso à eletricidade, número que equivale a toda a população da Índia (BANCO MUNDIAL, 2013).

Em países desenvolvidos, apesar de a eletrificação alcançar níveis elevados, a grande extensão territorial, somada à dificuldade de acesso e à inospitalidade de regiões remotas são fatores que prejudicam a transmissão e a distribuição de energia elétrica. Às populações que habitam estas localidades remotas, denomina-se comunidade isolada ou remota. Como exemplo, pode-se citar o Canadá. O país possui cerca de 280 comunidades isoladas, totalizando 200000 (duzentos mil) habitantes (WONG, 2011). A maioria delas depende de combustíveis fósseis, como o diesel e o gás natural, para o suprimento de energia.

No caso de países em desenvolvimento e de extenso espaço territorial, como o Brasil, o provimento de energia elétrica a essas comunidades se mostra precário, embrionário e, em alguns casos, inexistente. Na Região Norte do país, em especial na Amazônia Legal, cerca de 300 mil famílias ainda não dispõem de energia elétrica em seus lares (MME, 2013). Consequentemente, estas são privadas de serviços essenciais, como saúde, educação e comunicação.

É consenso mencionar que o diesel é a forma mais comum de fornecimento de energia nas regiões isoladas. Para a iluminação, são utilizados querosene e velas. Tais fontes, ademais de apresentarem baixa eficiência energética, são dispendiosas, uma vez que são altos os custos de logística com o transporte do combustível (SCHMID e HOFFMAN, 2004). Além disso, o uso de combustíveis fósseis, de finitude comprovada, não corrobora com os preceitos do desenvolvimento sustentável, tão discutido atualmente.

Alternativamente aos combustíveis fósseis, as Fontes Renováveis de Energia (FREs), como a eólica e a solar, por explorarem o potencial energético local de uma região, podem ser de grande valia para um sistema isolado da rede convencional (POWER, 2014). O fato de a energia ser gerada localmente, próxima à demanda, pode reduzir consideravelmente as perdas do sistema e os custos de transporte.

Apesar de, *a priori*, as fontes renováveis solar e eólica parecerem soluções energéticas viáveis, elas estão inerentemente associadas a sua natureza intermitente. Em outras palavras, a geração eólica está condicionada ao regime de ventos, ao passo que a geração solar não se dá durante a noite ou em dias nublados.

As Células a Combustível (CaCs), outro tipo de fonte pertencente ao grupo das FREs, apresenta uma vantagem em relação às citadas anteriormente. Por estarem condicionadas à reserva de combustível, no caso, o hidrogênio, suas limitações geográficas são bem menores, uma vez que o hidrogênio pode ser obtido localmente. Ademais, elas apresentam baixos custos de manutenção e baixo nível de ruído devido à ausência de partes girantes (AKKINAPRAGADA, 2007, p.6). Dessa forma, é interessante investigar o uso de CaCs como alternativa de suprimento às comunidades isoladas.

“Células a combustível são dispositivos eletroquímicos que convertem a energia química de um combustível em eletricidade em corrente contínua de baixa tensão” (FURLAN, 2008, p.37). Estas são dispositivos semelhantes às baterias, com a vantagem de dispensarem recargas. Classificam-se as CaCs de acordo com o tipo de eletrólito empregado e com a temperatura de operação.

Considera-se a CaC de óxido sólido (SOFC – *Solid Oxid Fuel Cell*) uma das mais promissoras no que tange a geração estacionária de eletricidade a partir de hidrocarbonetos. Isso se deve ao fato de ela ser tolerante a impurezas, além de reformar internamente estes compostos, já que trabalha em elevadas temperaturas, entre 800°C e 1000°C. O rendimento de uma SOFC é de aproximadamente 40%. No entanto, quando se leva em conta a cogeração, esse valor pode aumentar para até 70% (GLANDT, 2012).

Células do tipo SOFC apresentam outras vantagens, a saber (FURLAN, 2008, p.40):

- Utilizam um eletrólito sólido, não havendo necessidade de reciclá-lo;
- Pequenas células (até 1 kW) apresentam construção a partir de folhas finas, de forma compacta;

- Pela elevada temperatura de operação, não necessitam de compressão do ar, o que torna o sistema operacionalmente silencioso e mais eficiente.

Como desvantagem da SOFC, destaca-se o tempo relativamente longo para que esta atinja sua temperatura mínima de operação (800°C): aproximadamente 12 segundos (GLANDT, 2012). Porém, isso seria crítico em aplicações automotivas. Para plantas estacionárias, que operam continuamente, tal característica não configura um empecilho.

Devido aos eventuais desequilíbrios entre a geração e a demanda, mecanismos de armazenamento de energia se fazem necessários. Como exemplos, podem-se citar bancos de baterias, volantes inerciais (*flywheels*) (STEPHAN, ANDRADE e SOTELLO, 2008, p.171) e supercapacitores (JOUNEGHANI, PIPATTANASOMPORN e RAHMAN, 2011, p.2), sendo os bancos de baterias os mais comuns.

Um sistema de armazenamento baseado em bancos de baterias em uma rede isolada pode desempenhar o papel de fornecer ou absorver energia, dependendo do que é necessário para equilibrar o balanço de potência. Elencando os benefícios de alguns sistemas, destacam-se a suavização da potência gerada pelas fontes, a absorção da energia gerada em períodos fora-ponta, a correção de desvios de frequência e o suporte ao perfil de tensão por meio do controle de reativos. Além disso, possuem a vantagem de suprir mais carga do que a potência nominal da CaC, quando operada em conjunto. Os bancos de baterias também podem aumentar a eficiência de fontes tradicionais, como os geradores a diesel. É sabido que esses geradores apresentam um baixo desempenho frente a variações de carga. Os bancos de baterias podem absorver tais mudanças bruscas, deixando-os em um ponto de operação estável, ótimo (ECOULT, 2014).

Além dos mecanismos de armazenamento citados, outro meio tem sido objeto de estudo nos últimos anos em sistemas híbridos: o armazenamento por meio do hidrogênio. Nele, todo o excedente de energia do sistema é usado para a produção de hidrogênio, por meio da eletrólise da água de rios e poços regionais (LEHMAN et al, 1994). Contudo, essa técnica ainda é incipiente, pois carece de financiamento a estudos aprofundados, principalmente no que diz respeito às perdas desse processo. Os dispositivos necessários para esse método de armazenamento são o eletrolisador (para realizar a eletrólise da água) e o tanque de hidrogênio.

O uso da energia de forma consciente e parcimoniosa é uma atitude que beneficia todos os tipos de sistema, haja vista a finitude de diversos recursos energéticos e os custos de geração. Em redes isoladas, essa medida é ainda mais necessária: a dificuldade técnica e

econômica para prover energia requer que todo o montante gerado tenha uma destinação correta, sem desperdícios (TEMPORAL, 2014). Nesse aspecto, é válido mencionar o Controle pelo Lado da Demanda (CLD).

Nos sistemas de potência tradicionais, o planejamento do sistema consiste em realizar previsões de demanda e dimensionar a geração de modo a se adequar a essas previsões. Entretanto, este modelo ignora as possibilidades de efficientização energética e diferenciação dos consumidores em termos de quantidade e qualidade da energia elétrica.

Na filosofia do CLD, em vez de se atender as necessidades dos consumidores indiscriminadamente, é a demanda que deve se adaptar aos máximos recursos de geração, sem comprometer atividades críticas, como o funcionamento de centros de saúde (MARTINEZ e CARRILLO, 2010). Dessa forma, os usuários da rede podem ser diferenciados de acordo com suas necessidades energéticas. Essa divisão pode se dar por meio de diferentes níveis de qualidade da energia ou até mesmo pela limitação do montante fornecido durante alguns períodos do dia.

Inúmeras são as possibilidades de diferenciação de consumidores. A mais comum, no entanto, é a de consumidor crítico e não crítico. Um usuário crítico é aquele cujo fornecimento de energia não deve ser interrompido. Como exemplos, cabe citar instituições de saúde, prédios públicos e toda a infraestrutura de comunicação. Os consumidores não críticos são aqueles cujo perfil de demanda já apresenta certa descontinuação durante certos períodos. Além disso, o intervalo de interrupção para consumidores não críticos pode ser definido em contratos de serviço entre os consumidores e o operador da rede.

O CLD também pode ser utilizado com o objetivo de suavizar os picos de demanda. Em São Francisco, EUA, a companhia de energia *Pacific Gas and Electric* (PG&E), por meio de programas de compensação, incentiva seus clientes a voluntariamente reduzir o consumo de energia nos horários de ponta. Com isso, espera-se que a confiabilidade total do sistema aumente e que se evitem expansões demasiadas na planta. Dentre algumas medidas sugeridas pelo programa, cabe destacar (PG&E, 2014):

- Alterar a escala de trabalho em fábricas, deslocando os momentos de maior produção para horários fora-ponta;
- Desligar toda a iluminação de caráter não essencial;
- Pré-resfriar ambientes antes do horário comercial para reduzir o consumo dos aparelhos de ar condicionado;
- Desligar o sistema de aquecimento de piscinas em dias mais quentes;

- Carregar baterias e equipamentos movidos à bateria antes dos horários de pico.

Em comunidades isoladas, o CLD seria uma estratégia benéfica, uma vez que os recursos energéticos não estão disponíveis em abundância. Ademais, essa adequação envolveria diretamente a comunidade, uma vez que, para ser exitosa, requer mudanças de hábito e um forte compromisso por parte dos consumidores. Células a combustível SOFC, por serem fontes controláveis, podem apresentar bons resultados em um programa de CLD. Isso traria benefícios relativos à confiabilidade da rede e aos aspectos de qualidade da energia, como a continuidade de fornecimento.

Esta dissertação pretende modelar uma rede isolada considerando as cargas de uma pequena localidade remota.

Nessa rede, a célula a combustível de óxido sólido será a fonte primária de energia. Ao sistema modelado, pretende-se incluir um Controle pelo Lado da Demanda.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo principal modelar e analisar o comportamento de um sistema elétrico isolado sob variações de carga e com geração de energia elétrica a partir de célula a combustível de óxido sólido.

Os objetivos específicos a serem atingidos no desenvolvimento deste trabalho são:

- Apresentar uma revisão bibliográfica acerca do uso de células a combustível em redes isoladas e de localidades que já adotam estratégias CLD;
- Modelar o sistema isolado com sua carga;
- Modelar a célula a combustível;
- Desenvolver um Controle pelo Lado da Demanda e avaliar o desempenho do sistema.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta Dissertação está estruturada da seguinte forma:

- **Capítulo 1: Introdução**

Este capítulo introduziu a problemática do fornecimento de energia a sistemas isolados. Além disso, discutiu-se brevemente a respeito das fontes renováveis inseridas nestes sistemas e suas limitações, com destaque para a Célula a Combustível. É

considerado o contexto de CLD, citando-se algumas medidas que corroboram com esta estratégia. Por fim, foram elencados os objetivos da dissertação.

- **Capítulo 2: Referencial Teórico**

Neste capítulo, são apresentados de forma concisa e cronológica trabalhos acadêmicos relacionados ao tema desta dissertação. São citados estudos a respeito de comunidades isoladas e suas matrizes energéticas, células a combustível e Controle pelo Lado da Demanda.

- **Capítulo 3: Células a Combustível**

Neste capítulo, são abordados os principais conceitos relacionados a células a combustível, em especial a de óxido sólido (SOFC). A metodologia de cálculo de tensão e rendimento de uma CaC também é apresentada. Por fim, é abordado o armazenamento de energia por meio de hidrogênio.

- **Capítulo 4: Modelagem do Sistema Isolado**

No quarto capítulo, é realizada a modelagem do sistema isolado. São modelados a célula a combustível, o conversor CC/CC, o conversor CC/CA, o filtro LCL e o restante da rede, bem como seus aspectos de controle. Ao fim, o sistema completo desenvolvido, contemplando os circuitos de eletrônica de potência e chaveamento, são modelados por meio das equações matemáticas, de forma a simplificar o modelo completo. Os resultados dos modelos completo e simplificado são apresentados, mostrando a fidelidade dos modelos desenvolvidos.

- **Capítulo 5: Controle pelo Lado da Demanda**

Neste capítulo, define-se a estratégia CLD utilizada no sistema, detalhando-se seu funcionamento. São realizadas simulações do sistema, contemplando as possíveis variações de carga. Posteriormente, os resultados são analisados.

- **Capítulo 6: Conclusões e Trabalhos Futuros**

No sexto capítulo, são apresentadas as conclusões gerais do trabalho. Analisa-se o panorama atual acerca do uso de CaCs nos sistemas isolados. As simulações são

discutidas no que diz respeito ao desempenho do CLD aplicado ao sistema isolado. Por fim, são sugeridos temas futuros a serem desenvolvidos a partir deste trabalho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica acerca do fornecimento de energia em comunidades isoladas, do uso de células a combustível e seu papel em redes remotas, CLD e temas correlatos aos citados.

2.2 Trabalhos relacionados ao tema

Perez (1991) propõe, no projeto *Schatz Solar Hydrogen*, um arranjo fotovoltaico (FV) de 9,2 kWp. Este arranjo fornece energia a um compressor que, por sua vez, realiza a aeração de um tanque de peixes. Toda a energia excedente, não utilizada para o funcionamento do compressor, é direcionada a um eletrolisador bipolar alcalino de 7,2 kW, cuja finalidade é produzir hidrogênio. Quando o arranjo FV não consegue fornecer toda a energia necessária ao compressor, o hidrogênio armazenado é utilizado como combustível para uma CaC de 1,5 kW, produzindo a energia complementar necessária para o funcionamento do sistema. Neste experimento, contudo, o ambiente foi idealizado, sendo necessária, como destaca o autor, a inclusão de condições reais de trabalho de forma a emular o sistema com mais exatidão. Este trabalho foi posteriormente aprimorado por Lehman e al. (1994).

Lehman et al. (1994) propõem uma matriz energética baseada primariamente em um arranjo fotovoltaico de 9,2 kWp. Além disso, na planta havia armazenamento de energia na forma de hidrogênio com um eletrolisador de 20 slm e uma célula a combustível de membrana PEM de 1,5 kW, com atuação secundária. O objetivo do estudo é demonstrar que o hidrogênio é uma forma prática de se armazenar energia. Quando possível (*i.e.*, quando os níveis de insolação são adequados), o arranjo FV fornece energia diretamente à carga. Caso seja gerada potência excedente, é realizada a eletrólise da água, armazenando-se energia na forma de hidrogênio. Nos momentos em que a fonte fotovoltaica não é capaz de suprir a carga em sua totalidade – seja em decorrência dos níveis baixos de insolação ou pela demanda ultrapassar a capacidade de geração FV – o combustível hidrogênio e ar atmosférico são entregues à célula a combustível para garantir o fornecimento de energia à carga. Nas avaliações realizadas, o eletrolisador apresentou uma eficiência de 76,1 %, o arranjo FV 8,1% e aproximadamente 6,2 % a produção de hidrogênio (definido como o produto das eficiências anteriores), sendo o desempenho global do sistema considerado excelente.

Em Szyszka (1998), traça-se um panorama a respeito da integração da energia solar com a geração de hidrogênio a partir do excedente produzido. O estudo objetiva apontar essa integração na escala industrial, contabilizando os investimentos necessários e as tecnologias disponíveis. À época, chegou-se a conclusão de que as possibilidades de uso em larga escala dessa tecnologia careciam de avanços, ainda configurava uma realidade distante. Esses entraves técnicos e econômicos ainda se acentuavam quando se pensa em sistemas de capacidade reduzida.

Hamelin et al. (2001) e Kolhe et al. (2003) apresentam trabalhos voltados para o comportamento dinâmico de uma CaC, com foco em aplicações estacionárias. É desenvolvido um modelo analítico com o intuito de prever o desempenho do arranjo FV integrado a uma turbina eólica em um sistema de energia isolado. Neste sistema, também há armazenamento de energia em forma de hidrogênio. Há módulos FV, totalizando 1 kWp e um gerador eólico de 10 kW. Ao gerador, está acoplado um eletrolisador de 5 kW e há ainda uma CaC de 5 kW. A geração eólica excedente é usada para a produção e armazenamento de hidrogênio. Em situações especiais, a exemplo dos trabalhos anteriores, o hidrogênio é usado pela CaC para gerar energia. A partir de dados experimentais, o modelo foi validado. Ressalta-se, contudo, que os dados utilizados eram relativos a apenas 24 horas.

Na Alemanha, Ghosh et al. (2003) avaliam o projeto PHOEBUS (*PHOtovoltaik, Elektrolyseur, Brennstoffzelle Und Systemtechnik*). Neste projeto, há módulos FV de diferentes tipos e inclinações, totalizando 43 kWp, um eletrolisador alcalino que opera entre 5 kW e 26 kW, uma CaC de 6 kW e bancos de baterias. Utilizando o balanço anual de energia e, excetuando-se os rendimentos dos módulos FV, o rendimento do sistema varia entre 51 % e 64 %. Quando da ausência de radiação solar, o banco de baterias possui uma autonomia de 3 dias, provendo a carga durante esse período sem ser recarregado. Cerca de 50 % da demanda é suprida pelo banco de baterias e outros 25 % fornecidos pela CaC, indicando a importância de se armazenar a energia em forma de H₂.

De acordo com os autores, as baterias são usadas somente para armazenar energia em curto prazo. Por isso, com baixa capacidade de baterias, é possível alcançar altos níveis de confiança energética. Posteriormente, Ulleberg (2004) publicou os resultados de dez anos de operação do projeto PHOEBUS, salientando que a maturidade das estratégias de controle e operação do sistema FV-CaC depende de uma avaliação em condições reais de operação nos sistemas isolados, sob diferentes curvas de carga e radiação.

Vale et al. (2004) apresenta um estudo da Universidade Federal do Pará (UFPA) sobre a inserção de uma CaC a um SHGD (Sistema Híbrido de Geração Distribuída) da região Norte. O sistema é composto por um aerogerador de 10 kW, um GMG (Grupo Motor-Gerador) a diesel de 20 kVA e 3,2 kW de módulos FV. O trabalho objetiva avaliar a viabilidade técnico-econômica do uso de hidrogênio como armazenamento de energia em SHGDs da Amazônia. No caso, é proposta a obtenção de hidrogênio a partir da biomassa, por meio de um gaseificador. Por carecer de pesquisas a respeito de dimensionamento, otimização, instalação e operação em regiões amazônicas, esse sistema CaC-Gaseificador não foi implementado.

Cavalcante, Carvalho e Lima (2005) realizam um estudo teórico sobre um sistema FV com dois tipos de mecanismos de armazenamento de energia: bancos de baterias e um conjunto CaC-Eletrolisador. O sistema foi simulado em três configurações: autônomo, híbrido e conectado à rede. Os resultados mostraram que, em modo conectado, o sistema opera com melhor eficiência em relação aos casos isolados e que ainda é economicamente inviável o emprego de sistemas a hidrogênio em comunidades isoladas. Destaca-se ainda que, caso haja maior aprofundamento quanto à influência do custo do diesel e dos custos do conjunto CaC-Eletrolisador no sistema, o quadro de inviabilidade pode ser revertido.

Zoulias et al. (2006) apresenta uma análise técnico-econômica e de otimização de um sistema isolado com armazenamento de energia na forma de hidrogênio. Neste sistema SHGD, as análises mostraram que, na Europa, ainda não é tecnicamente viável a substituição de fontes fósseis por tecnologias a hidrogênio em curto prazo, ainda que já seja tecnicamente possível.

Zoulias e Lyberopoulos (2007) apresentam simulações computacionais avaliando a inserção de tecnologias de hidrogênio em sistemas isolados com fontes convencionais, como GMG a diesel e bancos de baterias. O foco do estudo é a substituição da matriz energética, simulando-se a inclusão e otimização de uma CaC por meio do *software* HOMER, um programa de simulação capaz de avaliar projetos voltados às matrizes híbridas de energia.

López (2007) propõe uma estratégia de otimização baseada em algoritmo genético para controle de um SHGD com armazenamento em hidrogênio. A otimização visa ao mínimo custo total durante a vida útil do sistema. Esta estratégia opera da seguinte forma: caso as fontes renováveis não sejam capazes de suprir a demanda do sistema, o algoritmo genético define o trajeto mais econômico para atender a demanda. Essas simulações foram realizadas a partir de dados históricos de demanda e com características reais das fontes. Entretanto,

algumas características do sistema foram idealizadas, além de estas otimizações serem direcionadas ao cenário econômico-energético europeu.

Akkinapragada (2007) realiza a modelagem dinâmica de uma CaC de óxido sólido (SOFC) para conexão à rede. Nele, a CaC é modelada por meio de um diagrama de blocos, levando-se em conta as pressões parciais de hidrogênio e oxigênio, as perdas ôhmicas e outras grandezas relevantes. A eletrônica de potência (conversor e inversor) é modelada por meio de circuitos e blocos de controle de tensão, potência ativa e potência reativa (ajustada como nula). Nos testes de variação de carga, mostrou-se que a lentidão da dinâmica da CaC pode ser compensada pela rápida constante de tempo dos dispositivos de eletrônica de potência, tornando o sistema aproximadamente 98% mais rápido. Além disso, mostrou-se que o elemento capacitor do conversor é responsável por suprir a demanda nos instantes de variação, enquanto a CaC reajusta seu ponto de operação.

Calderón, Ramirez e González (2008) apresentam um estudo a respeito do dimensionamento de uma bancada eólico-solar com apoio de hidrogênio. O estudo visa à posterior instalação de um sistema-piloto para uma comunidade isolada da rede elétrica convencional na Espanha. Compõem a bancada dois módulos FV de 45 Wp cada, um aerogerador de 90 W, uma CaC de 50 W e um eletrolisador de 150 W. Para os testes, foi considerada uma carga constante. Nesse estudo, os resultados não consideraram uma otimização do sistema.

Furlan (2008) analisa comparativamente um sistema fotovoltaico com baterias (FV-Bat) e um sistema fotovoltaico com célula a combustível (FV-CaC) para uma comunidade na Região Amazônica. Neste último caso, o armazenamento de energia se dá por meio do hidrogênio. Foi constatado que, caso o conjunto eletrolisador-tanque-célula sofra uma redução de 35 % em seu custo, o sistema FV-CaC se torna técnica e economicamente melhor do que o sistema FV-Bat. Além disso, essa diferença tende a ser ainda mais favorável ao sistema FV-CaC se for considerada a influência do preço do diesel praticado naquela região.

Severino (2008) faz uma avaliação técnico-econômica de um SHGD baseado na matriz FV-CaC-Bat para atender uma comunidade isolada na Amazônia. Os resultados obtidos levaram a concluir que, se o custo de implantação do sistema híbrido for reduzido em aproximadamente 70 %, o SHGD apresentará custo médio de energia competitivo com a solução convencional, o GMG a diesel.

No que tange a gestão da energia dos sistemas de energia isolados, uma estratégia que contribui para sua melhoria é o CLD, em cuja direção várias ações são tomadas.

International Polar Foundation (2008) explica de forma sucinta o funcionamento da estação belga na Antártica, a Estação *Princess Elizabeth Antarctica* (PEA), a primeira estação do tipo “zero-emissão”, com composição energética inteiramente solar e eólica. Por se tratar de uma região isolada, sem acesso à rede convencional, é imprescindível que o uso da energia seja de forma estritamente consciente e sem desperdícios. Dessa forma, um CLD é usado de modo a priorizar certas atividades na estação. O sistema que monitora e controla a produção e o consumo leva em conta uma hierarquia, com níveis de prioridade. As atividades mais importantes são aquelas relacionadas à segurança humana, à produção de água e à ventilação (nível 1). As de menor prioridade são classificadas como não-essenciais, como o uso de aparelhos de DVD (nível 5). Estas últimas precisam ser autorizadas pelo sistema que, numa contingência, pode negar o acesso à energia. Os resultados na PEA mostram que o CLD é um conceito que pode levar ao uso mais inteligente da energia, inteiramente a partir de fontes renováveis, corroborando com a ideia de sustentabilidade.

Silva (2010) avalia diferentes topologias para a otimização do suprimento de energia para uma comunidade isolada no Tocantins. A otimização leva em conta o menor custo da energia (R\$/kWh). Considera-se um sistema formado por um arranjo fotovoltaico e por um banco de baterias (FV-Bat) e um sistema com a inserção de uma célula a combustível (FV-Bat-CaC). A análise mostra que, no sistema FV-Bat-CaC, o custo da energia é de R\$ 2,83/kWh, 16 % maior em relação ao sistema sem a célula. Esse aumento está associado principalmente ao custo do eletrolisador e do reservatório de hidrogênio em si. Juntos, estes somavam 14 % do custo total do projeto. Caso o custo desse conjunto se reduza a 6 % do custo total, seu valor se equipara ao da bateria, viabilizando o armazenamento de energia na forma de hidrogênio.

Martinez e Carrillo (2010) apresentam métodos para o dimensionamento de microrredes baseadas em FREs. Um algoritmo de otimização é proposto de forma a balancear os conflitos de ordem técnica, econômica, ambiental e social existentes no planejamento da microrrede. Os resultados mostram que o algoritmo em questão, o MOEA (*Multi-Objective Evolutionary Algorithm*) pode conferir grandes avanços no uso de energias renováveis para áreas isoladas.

Vassileva, Wallin e Dahlquist (2012) investigam os padrões de consumo em 660 domicílios suecos. Os resultados do estudo mostram que, se aplicado um Controle pelo Lado da Demanda nesses domicílios, o consumo apresentará reduções consideráveis, especialmente por conscientizar os consumidores. Os autores apontam ainda que faltam

políticas de comunicação entre as concessionárias de energia elétrica, o governo e os consumidores finais.

Silva (2014) desenvolve um modelo computacional para analisar a estabilidade de uma microrrede FV-Baterias em modo isolado e em modo conectado à rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Os resultados em modo isolado mostraram que, devido ao controle *droop* da bateria, a microrrede se manteve estável. Além disso, a microrrede foi capaz de identificar o desequilíbrio entre geração e consumo, rejeitando cargas não-prioritárias e mantendo constantes tensão e frequência.

2.3 Considerações Finais

Neste capítulo, foi apresentada a bibliografia principal deste trabalho. Nota-se que, na maior parte dos estudos, a CaC opera de forma secundária nos SHGDs, apenas quando a fonte principal não consegue atender a demanda. Além disso, percebe-se que o armazenamento de energia com apoio de hidrogênio carece de informações a respeito do eletrolisador. São necessários trabalhos mais aprofundados de modelagem deste mecanismo.

No que diz respeito ao Controle pelo Lado da Demanda, a estação belga é uma prova contundente de que o CLD traz benefícios concretos ao uso da energia em sistemas isolados. Um trabalho que aborde a CaC como fonte primária de um sistema isolado, com armazenamento de energia baseado em hidrogênio e seguindo um CLD pode trazer contribuições de forma a sedimentar conhecimentos nesses assuntos.

3 CÉLULAS A COMBUSTÍVEL

Este capítulo aborda os conceitos fundamentais a respeito de células a combustível: conceito, funcionamento e características gerais. São abordadas as metodologias de cálculo de tensão e rendimento de uma CaC. Em seguida, aprofunda-se a discussão sobre a CaC de óxido sólido (SOFC). Por fim, é discutido o armazenamento da energia na forma de hidrogênio.

3.1 Células a Combustível (CaCs)

A tecnologia associada a CaCs é uma forma relativamente nova de se prover energia nos sistemas elétricos tradicionais. Entre suas vantagens – até mesmo em relação a outras FREs - destacam-se a inexistência de limitações geográficas, alta eficiência, alta confiabilidade, alta qualidade da energia e nenhuma ou poucas partes móveis, o que ocasiona baixo ruído de operação (AKKINAPRAGADA, 2007, p.6).

Entre suas desvantagens, cabe citar as altas constantes de tempo eletroquímica e termodinâmica. A lentidão da célula a combustível está associada ao longo tempo para a alteração dos parâmetros da reação química quando da mudança de fluxo dos reagentes. Dessa forma, para aplicações de potência constante, as CaCs apresentam bom desempenho. Quando se consideram transientes bruscos de carga, tal desempenho tende a ser inferior.

Os dispositivos de eletrônica de potência são requisitos básicos para a conexão de uma CaC à rede, seja convencional, ou isolada. Estes dispositivos são responsáveis por adequar a forma de energia proveniente da CaC e também por melhorar o desempenho da célula a combustível.

Apesar das vantagens, CaCs ainda possuem um longo caminho para penetrar de forma significativa no mercado de energia. O custo do investimento dessa fonte ainda é muito alto, ainda que o quadro tenha apresentado uma redução. Em 2007, esse valor atingia cerca de U\$ 4000,00 por quilowatt para aplicações de potência de até 100 kW (NFCRC, 2007). Dados de 2012 apontam o custo de investimento em aproximadamente U\$ 3000,00 por quilowatt para a mesma faixa de potência, o que representa uma redução de 25 % (JAMES, 2012). Para que essa fonte se torne competitiva, o custo de investimento deve atingir U\$ 1500,00 por quilowatt. No setor automotivo, por exemplo, o custo competitivo gira em torno de U\$ 60,00 por quilowatt.

Atualmente, há vários esforços no sentido de tornar a CaC menos dispendiosa. Há pesquisas direcionadas ao uso de materiais menos custosos, sobre aumento da flexibilidade e confiabilidade do combustível, simplificação dos processos de manufatura das células, entre outros.

A célula a combustível pode ser definida como um dispositivo eletroquímico que realiza a conversão da energia química do combustível em energia elétrica. Nesse processo, ocorre uma reação química entre o combustível e um oxidante, geralmente oxigênio. Como resultado, obtêm-se energia elétrica e subprodutos: água e calor residual (*waste heat*). Cabe ressaltar que essa reação ocorre sem combustão.

O rendimento de uma célula a combustível varia entre 35 % e 60 %. Porém, se o calor residual for aproveitado – por exemplo, em uma turbina, caracterizando cogeração – o rendimento global pode alcançar de 75 % a 90 % (FEDAKAR, BAHCECI e YALCINOZ, 2014).

Em CaCs cuja temperatura de operação é baixa, o calor gerado não pode ser aproveitado em aplicações de cogeração. Dessa forma, não se consegue aumentar o rendimento da célula. Já nas CaCs que operam em altas temperaturas, existe a possibilidade de se aumentar o rendimento, uma vez que seu calor residual pode ser usado na cogeração.

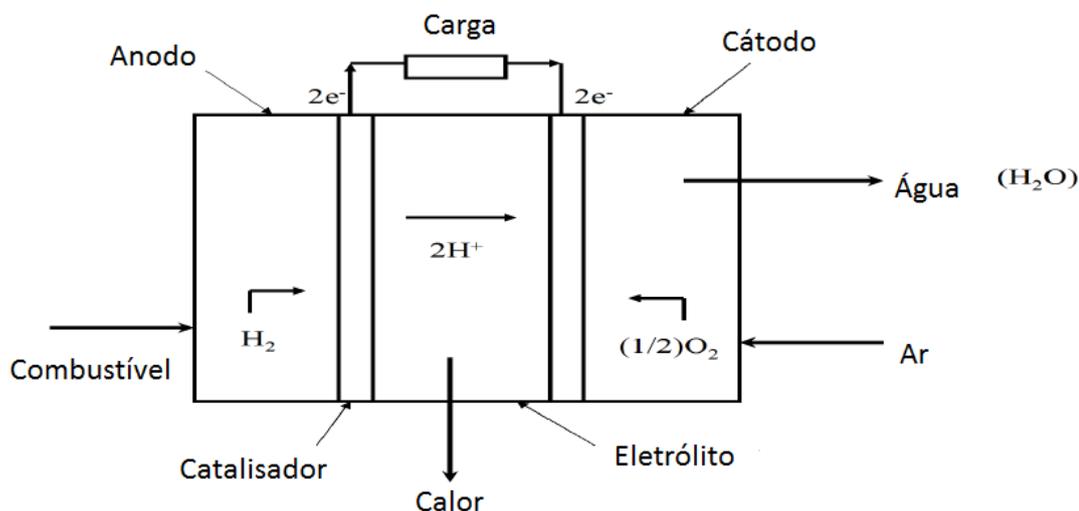
3.1.1 Princípio de Operação

O princípio de operação e a estrutura de uma CaC se assemelham ao de uma bateria, exceto pelo fato de que, à célula, pode ser continuamente injetado combustível. Uma célula está composta por dois eletrodos – anodo (positivo) e cátodo (negativo) – separados por um eletrólito. Com a injeção de combustível no anodo, ocorre a oxidação eletroquímica. Já no cátodo, ao ser injetado o oxidante, a redução eletroquímica acontece. Devido a essas duas reações, uma corrente elétrica é produzida, sendo a água o produto primário da reação da célula. A Figura 1 apresenta o fluxo de reagentes em uma CaC simplificada.

O hidrogênio inserido no anodo é quebrado com o auxílio do catalisador, resultando em íons de hidrogênio e elétrons. Em CaCs que operam em temperaturas menores, como a CaC de Ácido Fosfórico (PAFC) e a CaC de Membrana Trocadora de Prótons (PEMFC), os íons de hidrogênio se deslocam pelo eletrólito. O oxigênio, que entra pelo cátodo, se combina com os íons de hidrogênio e os elétrons, formando água, como mostrado na Figura 1. Na medida em que é retirada a água do sistema, mais íons se deslocam pelo eletrólito para dar

continuidade à reação, ocasionando maior geração de energia. Em todas as CaCs, os elétrons fluem pelo circuito externo.

Figura 1 - Esquemático de uma CaC



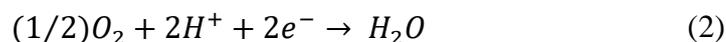
Fonte: NFCRC. (2007).

Nas CaCs de Óxido Sólido (SOFC), que operam a temperaturas mais altas, são os radicais de oxigênio que se movem pelo eletrólito, e não os íons de hidrogênio. Nas células a combustível de carbonato fundido (MCFC), o dióxido de carbono se combina com o oxigênio e com os elétrons, formando íons carbonato (CO_3^{2-}). Esses íons são transmitidos por meio do eletrólito (FC, 2000).

As CaCs são classificadas de acordo com o eletrólito. Nas células de membrana (PEMFC), uma membrana eletrolítica de polímero sólido é acomodada entre dois eletrodos porosos de platina (catalisador). O eletrólito das CaCs do tipo MCFC é líquido, formado por um composto de lítio-potássio ou lítio-sódio, ao passo que células de óxido sólido empregam um eletrólito sólido, de cerâmica do tipo zircônia estabilizada com ítria (YSZ).

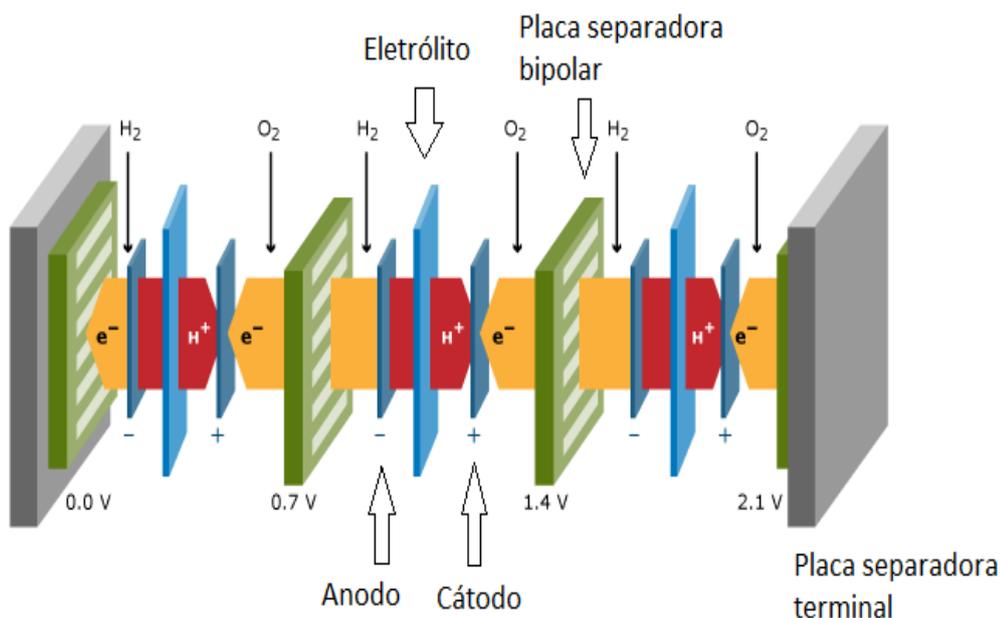
No que tange o uso de catalisadores, as CaCs dos tipos SOFC e MCFC utilizam perovskita e níquel, respectivamente, cujos custos são relativamente menores quando comparados com catalisadores usados por células PEMFC (ENERGY CENTER OF WISCONSIN, 2000).

As Equações (1) e (2) expressam as reações típicas de oxidação eletroquímica que ocorre no anodo e redução eletroquímica que ocorre no cátodo para uma CaC a hidrogênio:



Uma única célula gera entre 0,6 V e 1 V de potencial elétrico. Dessa forma, para se conseguir tensões maiores, várias células são empilhadas e conectadas em série (com conectores bipolares). A Figura 2 apresenta uma pilha de células (*stack*), composta por unidades de repetição (anodo, cátodo, eletrólito e placas separadoras bipolares) e placas separadoras terminais. O número de células varia de acordo com a potência de saída desejada.

Figura 2 - Componentes de uma pilha de CaCs (*stack*)



Fonte: NEDSTACK. (2011).

3.1.2 Tensão de uma CaC e Equação de Nernst

A Entalpia de Formação e a Energia Livre de Gibbs definem a energia química de uma CaC. A Energia Livre de Gibbs mede a energia de um sistema termodinâmico para realizar trabalho – no caso, mover os elétrons por um circuito externo. Já a Entalpia de Formação é a soma da Energia Livre de Gibbs com a Entropia, sendo esta última a energia que não pode mais ser transformada em trabalho. Nas células a combustível, uma variação da Energia Livre

de Gibbs é interpretada como a diferença entre a energia livre dos produtos ($G_{livre}^{produtos}$) e a dos reagentes ($G_{livre}^{reagentes}$), como expressado na Equação (3) (LARMINIE e DICKS, 2003).

$$\Delta G_{livre} = G_{livre}^{produtos} - G_{livre}^{reagentes} \quad [J] \quad (3)$$

Estas grandezas podem ser expressas por mol para facilitar as análises. A Equação (4) expressa as quantidades por mol.

$$\overline{\Delta g}_{livre} = \overline{g}_{livre}^{produtos} - \overline{g}_{livre}^{reagentes} \quad \left[\frac{J}{mol}\right] \quad (4)$$

Conforme mostrado na Equação (1), para cada molécula de hidrogênio usada e para cada molécula de água produzida, dois elétrons se deslocam pelo circuito externo. Desprezando-se as perdas do sistema, o trabalho elétrico se iguala à Energia Livre de Gibbs. Além disso, o trabalho elétrico ($\tau_{elétrico}$) para mover dois elétrons (carga $2F$, sendo F a Constante de Faraday, C/mol) por um potencial elétrico E é dado pela Equação (5).

$$\tau_{elétrico} = -2FE \quad [J] \quad (5)$$

Dessa forma, o potencial elétrico E pode ser escrito conforme a Equação (6). Essa é a tensão de circuito aberto da CaC.

$$E = -\frac{\overline{\Delta g}_{livre}}{2F} \quad [V] \quad (6)$$

Em uma reação genérica, do tipo $jJ + kK \rightarrow mM$, em que j , k e m são os números de mols de J , K e M , respectivamente, há uma atividade (a) associada a eles. Essa atividade é a razão entre a pressão parcial do gás e sua pressão padrão, considerada 1 atm. Dessa maneira, a Energia Livre de Gibbs pode ser escrita conforme a Equação (7), em que $\overline{\Delta g}_{livre}^0$ é a Energia de Gibbs na pressão padrão. Os parâmetros R e T são, respectivamente, a constante universal dos gases, 8,314 J/(mol.K) e a temperatura de operação da CaC (K).

$$\overline{\Delta g}_{livre} = \overline{\Delta g}_{livre}^o - RT \ln\left(\frac{a_J^j \cdot a_K^k}{a_M^m}\right) \quad (7)$$

Considerando-se uma CaC típica a hidrogênio, os reagentes são o hidrogênio e o oxigênio e a água é o produto. Como a atividade (a) é uma razão e a pressão padrão é unitária, os termos (a) da Equação (7) podem ser substituídos pelas pressões parciais do hidrogênio (p_{H_2}) e oxigênio (p_{O_2}). Combinando-se as Equações (6) e (7), chega-se à Equação (8), denominada Equação de Nernst (AKKINAPRAGADA, 2007).

$$E = -\frac{\overline{\Delta g}_{livre}^o}{2F} + \frac{RT}{2F} \ln\left(\frac{p_{H_2} \cdot \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}}\right) \quad (8)$$

Como para cada mol de H_2O , há 1 mol de H_2 e 0,5 mol de O_2 , os valores de j, k e m na Equação (8) são 1, 0,5 e 1, respectivamente.

3.1.3 Tipos de CaCs

Como dito previamente, células a combustível são classificadas de acordo com o eletrólito que as constitui. O Quadro 1 elenca os tipos de CaCs de acordo com a temperatura de operação.

Quadro 1 - Tipos de CaCs

CaC	Temperatura de Operação (°C)
Membrana Trocadora de Prótons (PEMFC)	80-100
Ácido Fosfórico (PAFC)	200
Carbonato Fundido (MCFC)	650
Óxido Sólido (SOFC)	800-1000

Fonte: PULAGAM. (2009).

As células citadas no Quadro 1 se diferem por características como eletrólito usado, temperatura e pressão de operação, aspectos construtivos, densidade de potência e rendimento. O Quadro 2 sumariza essas características.

O componente mais importante de uma célula a combustível é o processador ou reformador de combustível, uma vez que o hidrogênio está raramente disponível em sua forma pura. Para obter hidrogênio enriquecido a partir de combustíveis fósseis como gasolina,

gás natural e gases de carvão, estes necessitam ser processados/ reformados. O gás natural é a fonte energética mais fácil de extrair hidrogênio, devido a sua disponibilidade. Dos biocombustíveis, também é possível a obtenção de hidrogênio. Apesar de haver vários métodos para obtê-lo, todos ainda são onerosos demais para serem comercializados em larga escala (LARMINIE e DICKS, 2003).

Quadro 2 - Características das Células a Combustível

Característica	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Pressão de operação	1-5 atm	1-8 atm	1-3 atm	1-13 atm
Faixa de potência	3-250 kW	100-200 kW	250 kW –10 MW	1 kW -10 MW
Rendimento	35-40%	35-40%	50-55%	45-50%
Combustível	H ₂	H ₂	H ₂ , CO, CH ₄	H ₂ , CO, CH ₄ , NH ₃
Veneno	CO, NH ₃ , Cl ₂ , S ₂	CO, NH ₃ , Cl ₂ , S ₂	Cl ₂ , S ₂	S ₂
Portador de Carga	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Material de construção	Grafite (Carbono)	Grafite (Carbono)	Níquel e aço inoxidável	Cerâmica e Metal
Arrefecimento	Água	Água aquecida	Ar em excesso	Ar em excesso

Fonte: PADULLES, AULT e McDONALD. (2000).

Um processador ou reformador de combustível converte uma fonte primária (hidrocarbonetos) em gás combustível (hidrogênio) requerido pela célula. O reformador faz uso de uma reação catalítica para quebrar o combustível em hidrogênio e separá-lo dos gases de carbono. Cada tipo de CaC possui requisitos específicos de combustível. Gás natural e líquidos de petróleo contêm compostos de enxofre e, por isso, precisam ser dessulfurizados antes de serem usados como combustível. Isso é explicado pelo fato de o catalisador do anodo ser intolerante ao enxofre, sendo necessária a dessulfuração para não degradar o desempenho do catalisador. Além disso, há risco de formação de carbono nos sistemas da CaC. Essa ocorrência pode ser reduzida caso haja a pré-reforma do combustível, antes de este ser injetado no reformador interno da célula.

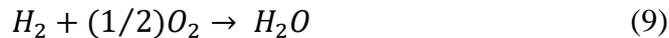
O dióxido de carbono pode ser usado como combustível para células do tipo SOFC e MCFC, uma vez que este pode ser internamente convertido em hidrogênio. Em contrapartida, isso não é possível para CaCs do tipo PEMFC, posto que pequenos traços de CO₂ já são suficientes para deteriorar a Membrana Trocadora de Prótons. Em outras palavras, o dióxido de carbono possui afinidade com os catalisadores do anodo (especialmente a platina),

impedindo o fluxo de combustível (JANSSEN e LEBEDEVA, 2005). Pelos efeitos adversos que provoca sobre a vida útil da célula, a amônia é considerada um veneno para todas as CaCs, à exceção da SOFC, que é capaz de reformá-la internamente.

Células a combustível que operam em baixas temperaturas requerem um reformador externo de combustível para obter o hidrogênio enriquecido, o que encarece o sistema, reduzindo a eficiência. CaCs de alta temperatura, no entanto, não necessitam um reformador externo, a alta temperatura permite a conversão direta do gás natural em hidrogênio. Os materiais dessas células precisam ser resistentes a altas temperaturas, o que torna mais onerosa a CaC. Por isso, pesquisas vêm sendo realizadas no sentido de se obter células que trabalham em temperaturas intermediárias, que combinem os benefícios de PEMFCs e PAFCs. Estas células já são comumente chamadas de Células a Combustível Membrana Trocadora de Prótons de Alta Temperatura (HT-PEMFC).

3.1.4 Rendimento Teórico Máximo e Tensão Ideal de uma CaC

A reação global da célula a combustível é dada pela Equação (9) (VAN NESS, SMITH e ABBOTT, 2010).



A Energia Livre de Gibbs da reação ($\Delta G_{rxn,T}^\circ$) dada pela Equação (9), à pressão padrão e numa temperatura T é dada pela Equação (10):

$$\Delta G_{rxn,T}^\circ = \Delta H_{rxn,T}^\circ - T \cdot \Delta S_{rxn,T}^\circ \quad (10)$$

Em que $\Delta H_{rxn,T}^\circ$ e $\Delta S_{rxn,T}^\circ$ representam a Entalpia e a Entropia da reação, respectivamente. O subscrito *rxn* é um mnemônico para *reaction* (reação, em inglês). Para o cálculo dessas grandezas, a estequiometria da reação deve ser considerada. As Equações (11) e (12) mostram o cálculo da Entalpia e Entropia de Formação, em ordem respectiva. O subscrito *f* se refere às grandezas de formação.

$$\Delta H_{rxn,T}^\circ = \Delta H_{f H_2O,T}^\circ - \Delta H_{f H_2,T}^\circ - \frac{1}{2} \Delta H_{f O_2,T}^\circ \quad (11)$$

$$\Delta S_{rxn,T}^\circ = \Delta S_{f H_2O,T}^\circ - \Delta S_{f H_2,T}^\circ - \frac{1}{2} \Delta S_{f O_2,T}^\circ \quad (12)$$

Em tabelas termodinâmicas, é possível encontrar a Entalpia e a Entropia à pressão e temperatura padrões: 1 atm e 298 K (25° C). No entanto, para valores em outras temperaturas, utiliza-se a capacidade calorífica (C_p), como apresentado das Equações (13) e (14).

$$\Delta H_{f,T}^{\circ} = \Delta H_{f,298}^{\circ} + \int_{298}^T C_p dT \quad (13)$$

$$\Delta S_{f,T}^{\circ} = \Delta S_{f,298}^{\circ} + \int_{298}^T \frac{C_p}{T} dT \quad (14)$$

A capacidade calorífica é função da temperatura, sendo tipicamente calculada por meio de uma expressão empírica. Para gases ideais:

$$\frac{C_p}{R} = A + BT + CT^2 + DT^{-2} \quad (15)$$

Para líquidos, a expressão da capacidade calorífica é mostrada na Equação (16).

$$\frac{C_p}{R} = A + BT + CT^2 \quad (16)$$

Os coeficientes A , B , C e D das Equações (15) e (16) são encontrados em tabelas termodinâmicas. R é a constante universal dos gases (8,314 J/mol.K). O rendimento teórico máximo ou rendimento limite de uma CaC é dado pela Equação (17):

$$\eta_{m\acute{a}x}(\%) = \frac{\Delta G_{rxn,T}^{\circ}}{\Delta H_{rxn,298}^{\circ}} \cdot 100 \quad (17)$$

Para o cálculo do rendimento máximo, calcula-se a Energia Livre de Gibbs da reação à temperatura na qual a CaC está operando. Contudo, a Entalpia da reação é usualmente calculada à temperatura padrão, 298 K, considerando-se ainda, a água em estado líquido. Isso permite que se leve em conta o calor recuperável proveniente do resfriamento da água à temperatura de 298 K, além de sua condensação.

Para cada mol de hidrogênio consumido, dois mols de elétrons se deslocam pelo circuito externo. A constante de Faraday, $F= 96,485$ coulombs/mol de elétrons, é utilizada comumente para relacionar o número de elétrons com sua carga. A carga e a tensão influem na potência de saída da CaC, como apresentado nas Equações (18)-(20).

$$P = E.I \quad (18)$$

$$\text{Potência} = \text{Tensão} \cdot \text{Corente} \quad (19)$$

$$\text{watt} = \frac{\text{joule}}{\text{s}} = \text{volt} \cdot \frac{\text{coulomb}}{\text{s}} \quad (20)$$

A Equação (20) mostra claramente que a tensão afeta a potência de saída da CaC. Sua tensão máxima, E , é calculada por meio da Energia Livre de Gibbs, conforme a Equação (21):

$$E = -\frac{\Delta G}{nF} \quad (21)$$

Em que n é o número de mols de elétrons liberados para cada mol de hidrogênio que reage (2 mols de elétrons para 1 mol de H_2).

3.1.5 Rendimento e Tensão reais de uma CaC

Uma das maiores vantagens das células a combustível é a possibilidade de se atingir altos rendimentos, especialmente se levada em conta a cogeração. Todavia, o rendimento e a tensão calculados na Seção anterior são de caráter teórico, uma vez que estes não levam em conta as perdas e as quedas de tensão que surgem na CaC. São as perdas por ativação, por concentração e a perda ôhmica, que serão tratadas posteriormente. Elas reduzem o rendimento da célula. Além disso, perdas se traduzem em decréscimos na tensão de saída da CaC (WINKLER e NEHTER, 2008, p.34).

O rendimento real da CaC pode ser escrito conforme as Equações (22) e (23).

$$\eta_{real} = \frac{\text{Potência de saída}}{\Delta H} = \frac{\text{Potência de saída}}{\Delta G / \eta_{máx}} \quad (22)$$

$$\eta_{real} = \frac{E_{real} \cdot I}{\left(\frac{E_{ideal} \cdot I}{\eta_{m\acute{a}x}}\right)} = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \cdot \eta_{m\acute{a}x} \quad (23)$$

A tensão real de uma CaC, E_{real} , é sempre inferior à tensão ideal (E_{ideal}), uma vez que são contabilizadas as quedas de tensão por ativação, concentração e ôhmica. Dessa forma, o rendimento real de uma célula a combustível é o rendimento teórico máximo reduzido por uma constante $E_{real}/E_{ideal} < 1$.

Uma célula pode operar a diferentes densidades de corrente. A tensão correspondente determinará seu rendimento. Caso a densidade de corrente diminua, a tensão de saída da CaC aumenta, aumentando o rendimento. Em contrapartida, caso aumente a densidade de corrente, decresce a tensão de saída, reduzindo o rendimento da CaC.

3.1.6 A Célula a Combustível de Óxido Sólido (SOFC)

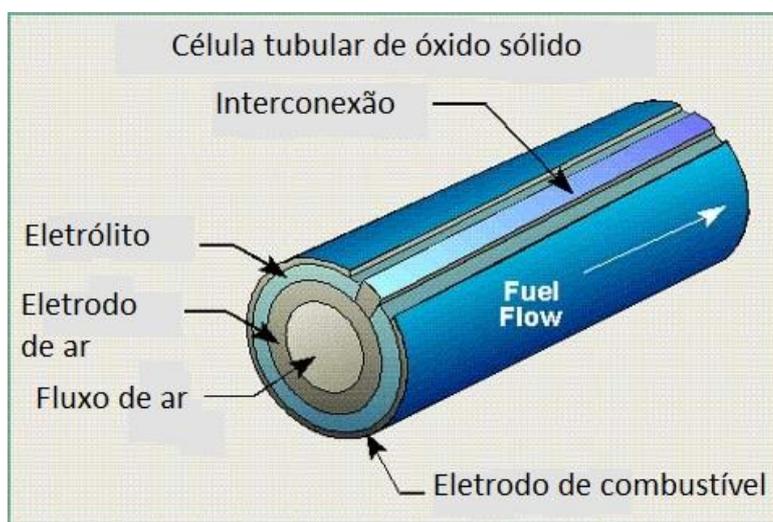
A célula a combustível de óxido sólido, SOFC, é uma CaC que apresenta alta temperatura de operação, entre 800°C e 1000°C, com alto potencial em aplicações estacionárias. A literatura indica que seu rendimento varia entre 40% e 55%. Todavia, caso se considere um sistema dotado de cogeração, integrado a uma turbina a gás, o rendimento pode alcançar patamares mais elevados, entre 70% e 75% (AKKINAPRAGADA, 2007).

A SOFC é um dispositivo de estado sólido cujo eletrólito é composto por material cerâmico de óxido não poroso condutor de íons. No que diz respeito ao aspecto construtivo, como o eletrólito é sólido, as SOFCs não precisam ser construídas no formato de placas, um aspecto típico de outras CaCs (vide Figura 2). Em comparação com a MCFC, células de óxido sólido apresentam menor corrosão. Ainda em razão do eletrólito sólido, não há problemas de gestão da água, ao contrário das PEMFCs.

A alta temperatura de operação da SOFC implica em algumas vantagens. Primeiramente, dispensa a necessidade de metais nobres como catalisadores, o que reduz o custo. Além disso, a elevada temperatura permite que as SOFCs reformem o combustível internamente, aumentando a gama de combustíveis e reduzindo o custo associado à aquisição de um reformador ao sistema (FUEL CELL TODAY, 2013).

As geometrias mais estabelecidas são a tubular e a planar. A geometria tubular é mais custosa e avançada, se comparada à planar. A Figura 3 apresenta uma SOFC tubular. A seta branca interior ao desenho indica o fluxo de combustível (*fuel flow*).

Figura 3 - SOFC de geometria tubular

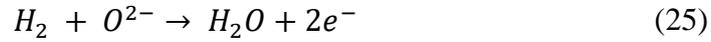


Fonte: AMERICAN HISTORY. (2001).

O eletrólito utilizado na SOFC é a cerâmica óxida zircônica estabilizada com ítria (YSZ). O anodo é composto por cerâmica metálica (*cermet*) de níquel-zircônia, sendo o cátodo formado por estrôncio dopado com manganita de lantânio. O uso de materiais cerâmicos em células a combustível aumenta o custo do dispositivo. Ademais, a alta temperatura operacional requer materiais rigorosos, resistentes à alta temperatura, o que leva ao incremento do custo (FUEL CELL REPORT, 2000, p.12).

Algumas pesquisas estão voltadas à redução da temperatura operacional e ao uso de materiais menos rigorosos. A redução da temperatura melhora o tempo de partida da célula e pode aumentar a durabilidade e a robustez do sistema. O nicho das SOFCs de temperatura intermediária seriam os sistemas de menor porte. Já para aplicações como sistemas híbridos de CaC e micro-turbinas eólicas, CaCs de alta temperatura são imprescindíveis (AKKINAPRAGADA, 2007, p.15).

Uma vez que há flexibilidade de combustível na SOFC, a entrada (*input*) do sistema pode ser hidrogênio, monóxido de carbono e metano. Os dois primeiros podem ser direcionados ao anodo. No cátodo, a redução eletroquímica ocorre, obtendo-se íons de óxido. Esses íons se deslocam por uma camada eletrolítica até o anodo, onde o hidrogênio é oxidado, formando água. No caso de o combustível ser monóxido de carbono, forma-se dióxido de carbono (HALL e COLCLASER, 1999). As reações de cátodo, anodo e da célula são expressos nas Equações (24), (25) e (26), respectivamente.



3.1.6.1 Equacionamento da SOFC

Como neste trabalho é utilizada a SOFC à base de hidrogênio, esta foi considerada para as análises que se seguem. A Tensão Operacional da SOFC pode ser obtida a partir da Equação de Nernst, da corrente I da célula e levando-se em conta as perdas, como mostra a Equação (27).

$$V_{fc} = E - V_{ativ} - V_{conc} - rI \quad (27)$$

A Tensão de Ernst E foi dada na Equação (8), mas pode ser reescrita conforme a Equação (28).

$$E = N \left[E^\circ + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2} \cdot \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}} \right) \right] \quad (28)$$

O Quadro 3 apresenta as grandezas das Equações (27) e (28).

Quadro 3 - Grandezas relacionadas à tensão de operação da CaC

Símbolo	Grandeza
E	Tensão reversível de circuito aberto (V)
E°	Potencial reversível padrão da célula (V)
p_i	Pressão parcial das espécies (Pa)
V_{act}	Queda de tensão por perdas de ativação (V)
V_{conc}	Queda de tensão por perdas de concentração (V)
r	Resistência interna da pilha de células (Ω)
I	Corrente da pilha de células (A)
N	Número de células na pilha
R	Constante universal dos gases (J/mol.K)
T	Temperatura de operação (K)
F	Constante de Faraday (C/mol)

Fonte: AKKINAPRAGADA e CHOWDHURY. (2006).

As perdas por ativação ocorrem devido à lentidão da reação eletroquímica entre o combustível e o oxidante. Parte da energia é perdida para iniciar essa reação, o que se traduz em uma queda de tensão. Perdas por concentração resultam na mudança de concentração dos reagentes na superfície dos eletrodos na medida em que o combustível é consumido. Quando os reagentes são consumidos nas superfícies de seus respectivos eletrodos, há uma leve redução nas concentrações. Isso leva à queda das pressões parciais, o que implica em uma queda de tensão. As Equações (29) e (30) expressam as quedas de tensão por ativação e por concentração, respectivamente. As grandezas envolvidas estão descritas no Quadro 4.

$$V_{ativ} = \left(\frac{RT}{\alpha n F} \right) \cdot \ln \left(\frac{i}{i_o} \right) \quad (29)$$

$$V_{conc} = - \left(\frac{RT}{n F} \right) \cdot \ln \left(1 - \frac{i}{i_L} \right) \quad (30)$$

As perdas pela resistência interna da pilha de células se devem basicamente à resistência ao fluxo de íons no eletrólito, bem como ao material do eletrodo (LARMINIE e DICKS, 2003).

As pressões parciais do hidrogênio, do oxigênio e da água são expressas pelas Equações (31), (32) e (33).

$$p_{H_2} = \left(\frac{1/K_{H_2}}{1 + \tau_{H_2} s} \right) (q_{H_2} - 2K_r I) \quad (31)$$

$$p_{O_2} = \left(\frac{1/K_{O_2}}{1 + \tau_{O_2} s} \right) (q_{O_2} - 2K_r I) \quad (32)$$

$$p_{H_2O} = \left(\frac{1/K_{H_2O}}{1 + \tau_{H_2O} s} \right) (2K_r I) \quad (33)$$

A dinâmica da corrente da CaC é dada pela Equação (34):

$$I = \left(\frac{I_{ref}}{1 + \tau_e s} \right) \quad (34)$$

Em que I_{ref} é a corrente de referência da célula. I_{ref} e os fluxos de hidrogênio e oxigênio são dados pelas Equações (35), (36) e (37).

$$I_{ref} = \left(\frac{P_{ref}}{V_{fc}} \right) \quad (35)$$

$$q_{H_2} = \frac{2K_r}{U_{opt}} \left(\frac{1}{1 + \tau_f s} \right) \quad (36)$$

$$q_{O_2} = \frac{q_{H_2}}{r_{HO}} \quad (37)$$

A taxa de utilização do combustível é a relação entre o fluxo de combustível que reage e o fluxo de combustível injetado. Essa taxa se encontra normalmente entre 80% e 90% e é

dada pela Equação (38). O fluxo de combustível que reage é dado pela Equação (39) (ZHU e TOMSOVIC, 2002, p.11).

$$U_f = \frac{q_{H_2}^r}{q_{H_2}} \quad (38)$$

$$q_{H_2}^r = 2K_r I \quad (39)$$

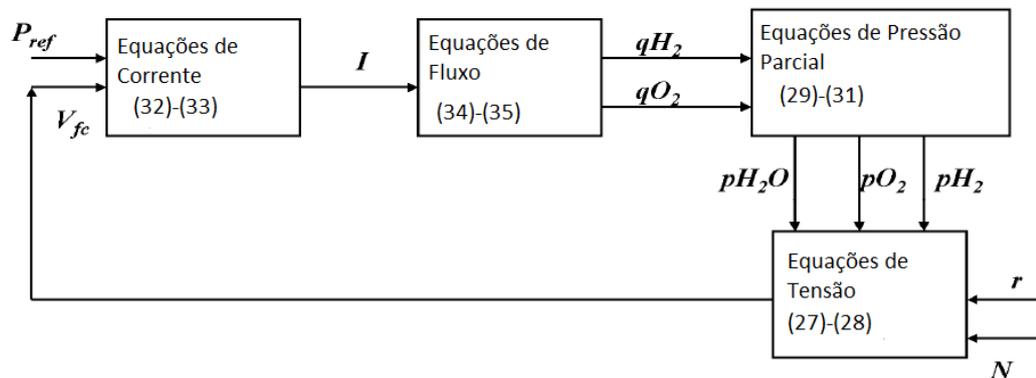
É importante notar que, a partir da faixa típica de U_f e das Equações (38) e (39), estabelece-se uma restrição da corrente I , como mostrado nas Equações (40), (41) e (42). A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos do modelo.

$$80\% \leq U_f \leq 90\% \quad (40)$$

$$80\% \leq \frac{2K_r I}{q_{H_2}} \leq 90\% \quad (41)$$

$$\frac{0,8q_{H_2}}{2K_r} \leq I \leq \frac{0,9q_{H_2}}{2K_r} \quad (42)$$

Figura 4- Diagrama de blocos do modelo dinâmico da SOFC



Fonte: AKKINAPRAGADA. (2007) – Adaptado.

O Quadro 4 apresenta as grandezas das Equações (27) à (42). Os valores típicos desses parâmetros são mostrados no Capítulo 4, quando se aborda a modelagem da SOFC. A Figura 4 apresenta um diagrama de blocos que esquematiza a modelagem dinâmica da SOFC.

Quadro 4- Parâmetros relevantes da modelagem dinâmica da SOFC

Símbolo	Grandeza
q_{H_2}	Fluxo de combustível (mol/s)
q_{O_2}	Fluxo de oxigênio (mol/s)
K_{H_2}	Constante molar do hidrogênio (kmol/s.atm)
K_{O_2}	Constante molar do oxigênio (kmol/s.atm)
K_{H_2O}	Constante molar da água (kmol/s.atm)
τ_{H_2}	Tempo de resposta do hidrogênio (s)
τ_{O_2}	Tempo de resposta do oxigênio (s)
τ_{H_2O}	Tempo de resposta da água (s)
τ_e	Tempo de resposta elétrico (s)
τ_f	Tempo de resposta do combustível (s)
U_{opt}	Taxa de utilização ótima do combustível
r_{HO}	Razão entre hidrogênio e oxigênio
K_r	Constante (kmol/s.A)
P_{ref}	Potência de referência (kW)
α	Coefficiente de transferência (depende do material do eletrodo)
n	Número de mols do reagente
i	Corrente de operação atual da célula (A)
i_o	Corrente a partir da qual é observada uma queda de tensão nos terminais da célula - próximo à corrente de circuito aberto (A)
i_f	Corrente limite, a partir da qual a tensão cai de forma acentuada (A)

Fonte: AKKINAPRAGADA. (2007).

3.1.7 Unidades de condicionamento de potência

A potência que a célula a combustível entrega a um sistema é de natureza CC. Para realizar a conexão da CaC a um sistema CA, é necessário um inversor. Além disso, a tensão de operação V_{fc} não é regulada; esta sofre variações significativas mediante variações de carga. Portanto, antes de realizar a conexão com o sistema CA, um conversor aumenta e mantém constante a tensão V_{fc} .

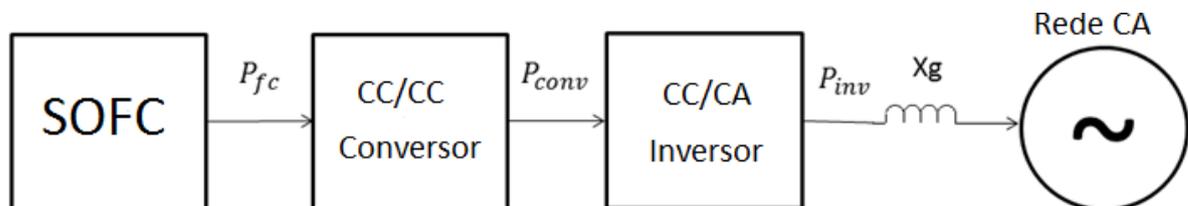
A desvantagem do uso dos conversores são os harmônicos que eles podem gerar em frequências mais altas. Por isso, é necessário filtrá-los. Em contrapartida, devido à sua tensão não regulada, CaCs não podem ser conectadas diretamente à carga, ainda que esta seja CC.

Dentre os conversores existentes, este trabalho opta pelo conversor não-isolado do tipo *boost*, já que este apresenta alto rendimento (cerca de 98%) e pela simplicidade de topologia e controle (KIRUBAKARAN, JAIN e NEMA, 2009).

O inversor escolhido para o sistema é um VSI trifásico baseado em PWM. Ele é composto por três braços, cada um com dois IGBTs e diodos em anti-paralelo (MOHAN, UNDELAND e ROBBINS, 2006).

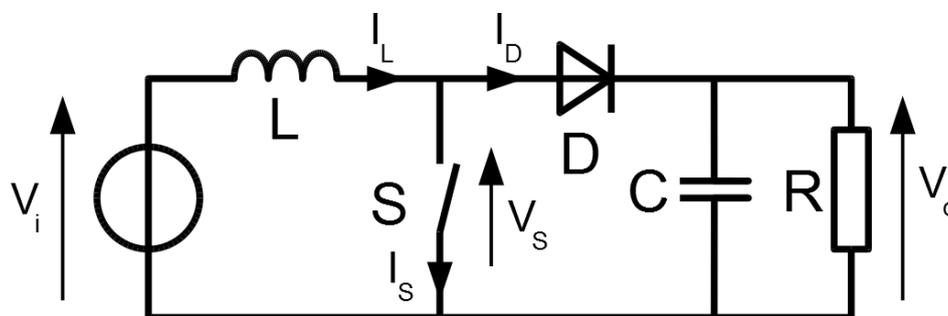
A Figura 5 esquematiza a conexão de uma SOFC a um sistema CA genérico.

Figura 5 - Conexão da SOFC à Rede CA



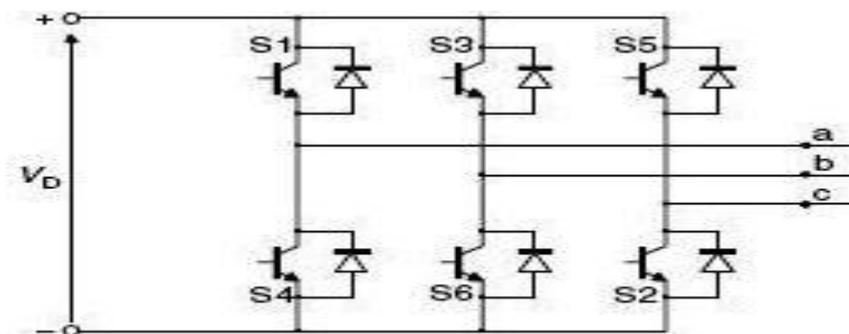
Fonte: Produção própria do autor.

As Figuras 6 e 7 apresentam, respectivamente, um conversor *boost* e um VSI.

Figura 6 - Conversor *boost* não isolado

Fonte: Produção própria do autor.

Figura 7 - VSI trifásico



Fonte: MOHAN, UNDELAND e ROBBINS. (2006).

3.2 Armazenamento de energia baseado em hidrogênio

O armazenamento de hidrogênio é um aspecto importante em sistemas baseados em CaCs, pois o combustível deve estar disponível para o suprimento contínuo de energia. Em alguns casos, o hidrogênio é obtido da seguinte forma: quando há demanda menor do que geração, o excedente de energia é utilizado para quebrar a água em hidrogênio e oxigênio, com o auxílio de eletrolisadores. Em definição, o eletrolisador é um equipamento que, por meio do processo de eletrólise, converte energia elétrica em energia química (MOKWA, TANAKA e GONÇALVES, 2007).

Em aplicações móveis, as CaCs devem apresentar portabilidade. Portanto, nesses casos, o armazenamento de hidrogênio é essencial. O manejo do hidrogênio inspira cuidados, uma vez que se trata de um gás altamente volátil e inflamável. Além disso, apresenta uma alta taxa de vazamento devido à tendência de escapar por pequenos orifícios, mais rápido do que outros gases.

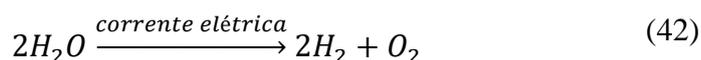
Dentre os métodos de armazenamento de hidrogênio, o mais comum é a compressão em cilindros pressurizados. Esse método é simples, pode armazenar indefinidamente o hidrogênio e não apresenta requisitos de pureza do gás para o armazenamento. Ele é mais indicado em locais em que a demanda é variável, porém baixa. Outro método de armazenamento de hidrogênio é como líquido criogênico, à temperatura de 22 K. Essa metodologia é recomendada em aplicações que envolvem grandes quantidades de hidrogênio.

O armazenamento de hidrogênio em baixas temperaturas não é o método preferido por questões de segurança, sendo a maior delas o risco de congelamento e queimaduras ao se entrar em contato direto com o hidrogênio.

O hidrogênio também pode ser armazenado na forma de “metal híbrido”. O método consiste basicamente em uma reação reversível entre o hidrogênio e um metal. Hidrogênio a uma pressão ligeiramente maior que a pressão atmosférica reage com uma liga de metal, formando o metal híbrido. Essa reação é suavemente exotérmica, sendo o resfriamento por ar suficiente para ela. Após a formação do metal híbrido, este é armazenado e selado em um vaso. Como a reação é reversível, quando necessário, o hidrogênio pode ser obtido a partir do metal híbrido. Apesar de este método ser seguro, ele é factível apenas em aplicações com pequenas quantidades de hidrogênio. Em grandes quantidades, a energia específica é muito baixa e, além disso, requer-se alta pureza do hidrogênio para evitar a contaminação do metal.

Todas as técnicas possuem desvantagens e nenhuma delas apresenta desempenho satisfatório. Outros métodos vêm sendo estudados, todos envolvendo o uso de “portadores químicos de hidrogênio”. Compostos químicos como metanol, amônia, etanol, hidrazina e hidretos tais como sódio, cálcio, alumínio e hidretos de potássio são potenciais armazenadores de hidrogênio. Estas técnicas possuem as vantagens de apresentarem manufatura mais simples, menores custos e por serem mais seguros (LARMINIE e DICKS, 2003).

O processo de eletrólise da água consiste em decompor a molécula de água em hidrogênio e oxigênio. A Equação (42) apresenta o processo de eletrólise.

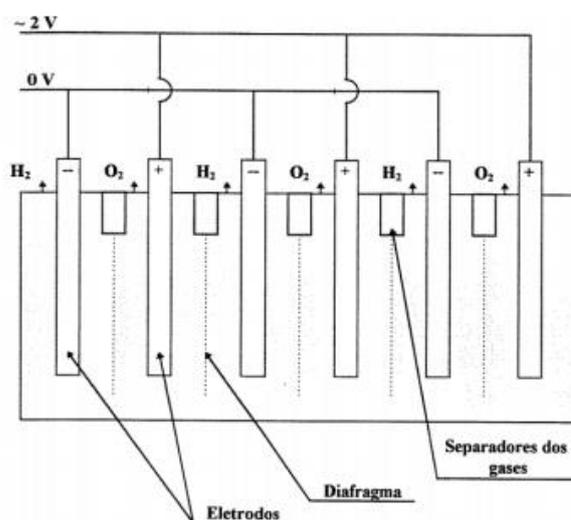


Comercialmente, o eletrolisador mais utilizado é o do tipo alcalino, também conhecido como convencional. Ele utiliza como eletrólito uma solução alcalina, geralmente hidróxido de potássio (KOH). Normalmente, os eletrodos utilizados são de níquel ou aço níquelado, com uma cobertura catalítica, geralmente platina, ródio e irídio.

Os eletrolisadores alcalinos podem ser do tipo unipolar (ou tanque) ou bipolar (também chamado de filtro prensa). A diferença entre eles está na disposição dos eletrodos (GAMBETTA, 2010).

A designação unipolar significa que é única a polaridade dos eletrodos (seja positiva, seja negativa), de forma que, em cada um deles, se processa apenas uma reação, com produção de somente um gás (H_2 ou O_2 em ambos os lados do eletrodo). Estes eletrodos são agrupados em apenas um reservatório de eletrólito (tanque), em arranjo elétrico paralelo, com separação por diafragmas de asbesto. Em eletrodos unipolares, circulam correntes elevadas e há baixas tensões (LEROY, 1983). A Figura 8 apresenta um eletrolisador unipolar.

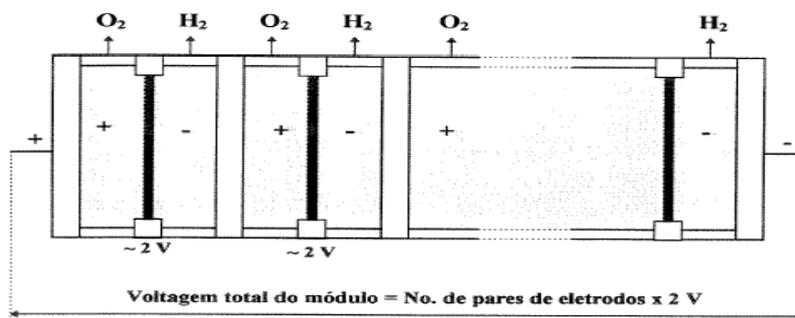
Figura 8 - Eletrolisador unipolar



Fonte: BOCKRIS. (1981).

Nos eletrolisadores bipolares, excetuando-se os eletrodos das extremidades, todos os eletrodos apresentam duas polaridades, funcionando como anodo (na produção de O_2) em uma face e como cátodo (na produção de H_2) na outra face. Esses eletrodos são arranjados por meio de placas paralelas na posição vertical, em que um grande número é posicionado lado a lado, com um diafragma separando a câmara de produção de hidrogênio da de oxigênio. Eletricamente, os eletrodos estão em série; entretanto, estão isolados de seus vizinhos. Em comparação com eletrolisadores unipolares, os bipolares apresentam baixas correntes e altas tensões (LEROY, 1983). A Figura 9 mostra um eletrolisador do tipo bipolar.

Figura 9 - Eletrolisador do tipo bipolar



Fonte: BOCKRIS. (1981).

Os arranjos unipolares são utilizados em aplicações de produção de até 100 m³/h de hidrogênio (LEROY, 1991). Entretanto, segundo (MME, 2015), atualmente, os fabricantes apresentam apenas eletrolisadores bipolares, por serem mais compactos. Além disso, o arranjo bipolar dos eletrolisadores mais avançados possui maior capacidade de produção de hidrogênio por unidade de área de eletrodo, uma vez que é elevada sua densidade de corrente. A compactação proporciona alta eficiência e menores custos construtivos.

Eletrolisadores alcalinos atuais operam a temperaturas entre 60°C e 100°C e pressões entre 1 e 30 bar. Seu rendimento é cerca de 50%. Considerando-se, contudo, o aproveitamento do calor gerado, pode atingir entre 75% e 90% (NMSEA, 2004).

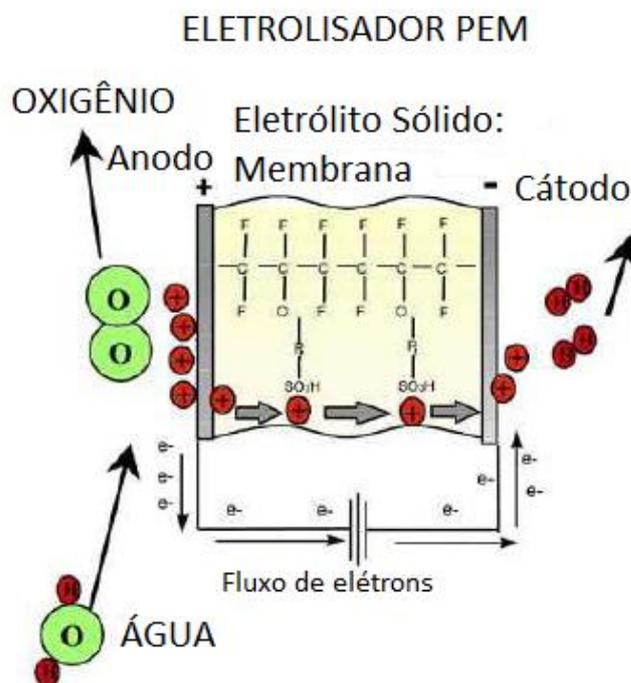
O volume de hidrogênio e oxigênio produzidos pelo eletrolisador é determinado por diversos fatores. Dentre eles, os mais significativos são: a área de superfície dos eletrodos, a concentração de KOH na solução eletrolítica, a distância física entre os eletrodos e a intensidade da corrente aplicada. (MOKWA, TANAKA e GONÇALVES, 2007).

Os eletrolisadores do tipo PEM são relativamente novos se comparados aos alcalinos. Sua principal característica é possuir um eletrólito sólido, uma membrana polimérica, geralmente feita de Nafion, um polímero similar ao politetrafluoreto (Teflon). A espessura da membrana é de apenas 0,25 mm, servindo também como separadora entre os gases evoluídos, o que permite maior proximidade entre os eletrodos (PERLES, 2008). Os eletrodos, em sua maior parte, são feitos de grafite ou de uma mistura grafite-titânio com sistema catalisador de platina associada a rutênio e óxido de irídio. Para evitar a contaminação da membrana, a água deve ser deionizada (NEVES JÚNIOR, 2001).

Eletrolisadores comerciais do tipo PEM operam a temperaturas entre 80°C e 100°C, com pressões entre 1 bar e 150 bar. O consumo médio de energia elétrica está em torno de

6 kWh/m³ de hidrogênio produzido. Considerando-se o aproveitamento do calor residual, o rendimento se situa entre 80% e 90% e a vida útil do equipamento é de aproximadamente 17 anos (BACH, 2013). A Figura 10 apresenta o esquemático de um eletrolisador PEM.

Figura 10 - Eletrolisador PEM



Fonte: BARBIR. (2005).

Tanto o eletrolisador do tipo PEM quanto o alcalino deve receber um fluxo contínuo de água. Dependendo do eletrolisador (e do fabricante), a qualidade da água deve ser mais elevada. Algumas unidades incluem o sistema de purificação de água internamente à unidade geradora de hidrogênio. Outros, no entanto, requerem um deionizador externo ou uma unidade de osmose reversa antes de a água adentrar o dispositivo (BARBIR, 2005).

O eletrolisador do tipo PEM é bastante vantajoso. A mesma unidade PEM pode trabalhar como CaC ou eletrolisador para a produção de energia. A diferença entre uma célula e o eletrolisador é que a reação de H₂ e O₂ nos eletrodos ocorre de maneira oposta (ELMAATY, 2005).

No eletrolisador, a produção de hidrogênio e oxigênio ocorre no cátodo e no anodo, respectivamente. Diferentemente, na CaC, o H₂ e O₂ são consumidos no anodo e no cátodo, respectivamente. Ademais, a decomposição da água no eletrolisador não se dá de forma

espontânea; é necessária energia para realizar a reação. Em contrapartida, na célula a combustível, a reação é espontânea e produz eletricidade (SILVA, 2010, p.43).

No que diz respeito ao armazenamento, é um desafio projetar tanques de hidrogênio com capacidade cada vez maior, ocupando o menor espaço, com menor peso e custo. Além disso, as características do hidrogênio como elevada capacidade de dispersão no ar, a baixa densidade e a facilidade de combustão inspiram cuidados no que tange o manuseio e armazenamento, ainda que recentes tecnologias já tornem o hidrogênio uma fonte mais segura (CARNIELETTO, 2011).

O hidrogênio pode ser armazenado de diversas maneiras, principalmente no estado gasoso (GH_2), comprimido em cilindros a temperatura ambiente e no estado líquido (LH_2), em tanques criogênicos, sem trocas de calor com o meio externo.

Atualmente, a compressão do gás é a forma mais simples de se armazenar hidrogênio. Para tal, são necessários um compressor e um vaso de pressão. Como desvantagem, este método apresenta baixa densidade de armazenamento, que depende da pressão. Para se ter maior pressão de armazenamento, o sistema se torna mais oneroso, majoritariamente devido aos compressores (GODOY, 2008). O Quadro 5 apresenta a densidade de energia do hidrogênio em comparação com outros portadores de energia.

Armazena-se em tanques de alta pressão o hidrogênio comprimido. Este processo requer energia e o volume ocupado pelo gás compactado é bastante grande; a densidade de energia por volume é bem mais baixa em comparação com um tanque de gasolina tradicional. Para se ter uma ideia da diferença de volume, para um tanque de hidrogênio conter a mesma quantidade de energia equivalente a um tanque de gasolina, o primeiro deve ser cerca de 3000 vezes mais volumoso do que o segundo (SANTOS JR, 2004).

A compressão do gás requer energia, o que depende do processo termodinâmico utilizado (ALMEIDA e MOURA, 2005). A Figura 11 mostra que a compressão adiabática apresenta maiores perdas do que a compressão isotérmica. Além disso, a compressão de hidrogênio requer mais energia do que a compressão de metano, o qual requer 80% menos energia para ser comprimido até 800 bar (BACH, 2013).

A liquefação do hidrogênio também é uma forma de armazená-lo. Para isto, o hidrogênio líquido deve ser armazenado a 20K (-253°C). Este processo consome aproximadamente 30% da energia que o hidrogênio seria capaz de armazenar. Termicamente, os tanques/cilindros são isolados de forma a preservar a temperatura. Ademais, são reforçados para armazenar o hidrogênio em baixa pressão (MOKWA et al, 2007).

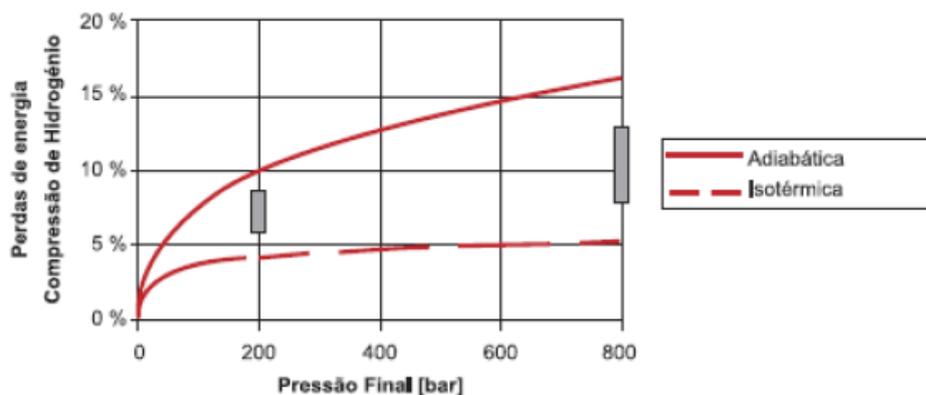
Para o processo de compactação do hidrogênio liquefeito, de 35 a 60 MJ/Kg são consumidos, o que corresponde de 30% a 50% da energia total contida no hidrogênio, o que se observa na Figura 12.

Quadro 5- Densidade de energia do hidrogênio e outros portadores de energia

Portador de Energia	Modo de armazenamento	Densidade de energia por massa (kWh/kg)	Densidade de energia por volume (kWh/l)
Hidrogênio	Gás (200 atm)	33,3	0,53
	Gás (300 atm)	33,3	0,75
	Gás (800 atm)	33,3	2,92
	Líquido (-253°C)	33,3	2,36
	Hidretos metálicos	0,58	3,18
Gás Natural	Gás (200 atm)	13,9	2,58
	Gás (300 atm)	13,9	3,38
	Líquido (-162°C)	13,9	5,80
GPL	Líquido	12,9	7,50
Metanol	Líquido	5,6	4,42
Gasolina	Líquido	12,7	8,76
Gasóleo	Líquido	11,6	9,70
Bateria	Bateria chumbo-ácido	0,05	0,10
	Bateria íons de lítio	0,25	0,05

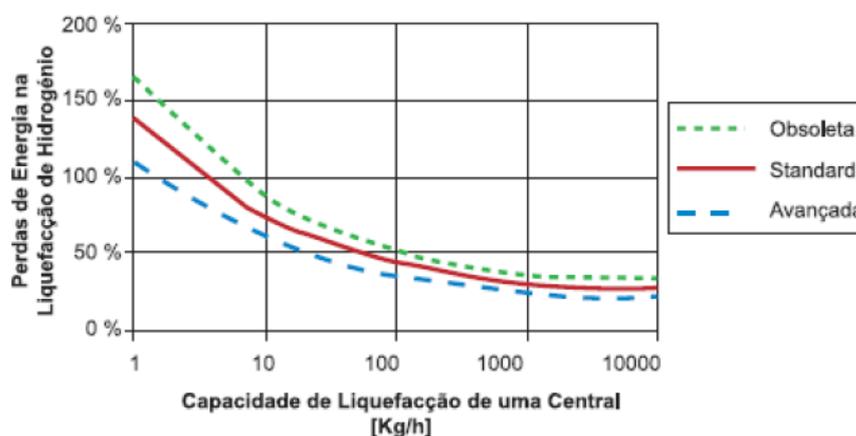
FONTE: GOMES NETO. (2005).

Figura 11 - Perdas de energia na compressão do hidrogênio



Fonte: SORENSEN. (2005).

Figura 12 - Perdas de energia na liquefação do hidrogênio



Fonte: SORENSEN. (2005).

O hidrogênio líquido ocupa um volume cerca de 700 vezes menor do que no estado gasoso, em temperatura ambiente. Para utilizá-lo mais adiante na forma gasosa, este deve ser pressurizado por uma bomba criogênica.

O requerimento de energia para o armazenamento de hidrogênio na forma líquida é maior do que na forma gasosa. No entanto, um tanque de LH_2 se equipara energeticamente a 10 tanques de GH_2 pressurizado. Portanto, caso o hidrogênio deva ser transportado por grandes distâncias entre a central de produção e os consumidores finais, o armazenamento de hidrogênio em estado líquido é viável (MARQUES, 2004).

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo, foram abordados os conceitos e princípios mais importantes acerca de células a combustível. Foi apresentada a descrição matemática para a modelagem da CaC, bem como o cálculo de seu rendimento. Observou-se que o rendimento calculado a partir da estequiometria da célula é de caráter teórico. Este necessita ser corrigido pela tensão da célula para que se chegue ao rendimento real.

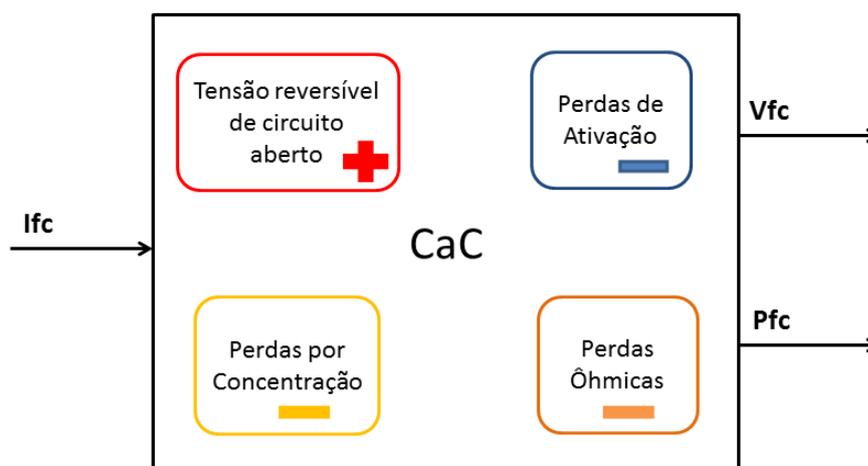
As considerações a respeito da SOFC foram aprofundadas. Foram mostradas as equações que descrevem seu comportamento dinâmico. Em seguida, discutiu-se o eletrolisador. Foram apresentados os tipos de eletrolisador, bem como suas áreas de aplicação. A partir deste embasamento teórico, é possível aplicar os conhecimentos para se realizar a modelagem do sistema que será analisado.

4.1 Modelagem Completa

4.1.1 SOFC

A célula a combustível de óxido sólido, SOFC, é modelada de acordo com as Equações (27)-(42) e com o diagrama de blocos da Figura 14.

Figura 14 - Bloco da SOFC



Fonte: Produção do próprio autor.

A Figura 14 mostra a CaC em questão de forma simplificada, com suas entradas e saídas. A potência P_{fc} é o produto da tensão pela corrente, resultando na potência gerada pela CaC. O Quadro 6 apresenta os valores das grandezas pertinentes à modelagem (AKKINAPRAGADA, 2007).

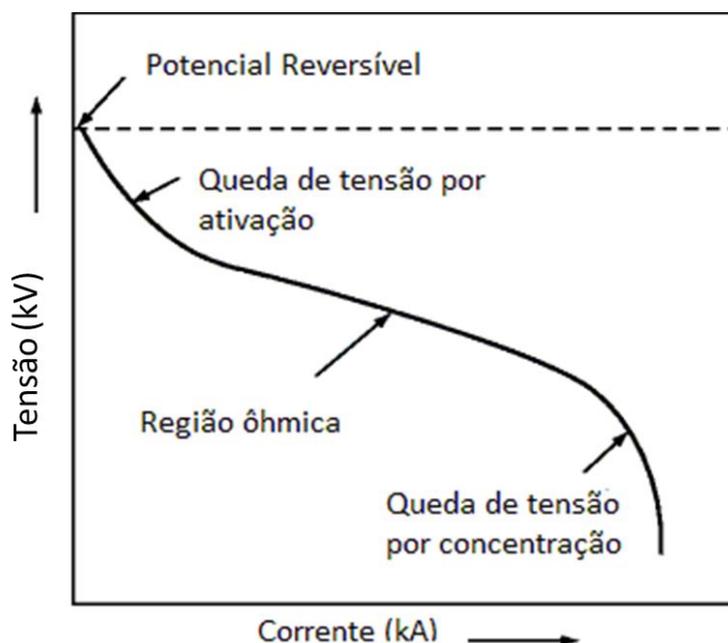
Quadro 6- Dados da SOFC

Grandeza	Valor
Potência	440 kW
Número de células da pilha	384
Tensão de circuito aberto	453 V
Tensão à plena carga	333 V
Temperatura de operação	1000 °C
Constante de Faraday	96487 C/mol
Constante universal dos gases	8,314 J/(mol K)
Potencial reversível padrão	1,18 V
Constante molar-ampère	0,000996 mol/(s A)
Constante molar do hidrogênio	0,843 mol/(s atm)
Constante molar do oxigênio	0,281 mol/(s atm)
Constante molar da água	2,52 mol/(s atm)
Tempo de resposta do fluxo de hidrogênio	26,1 s
Tempo de resposta do fluxo de oxigênio	2,91 s
Tempo de resposta do fluxo de água	78,3 s
Resistência da CaC	0,100 Ω
Razão entre hidrogênio e oxigênio	1,145
Taxa máxima de reforma de combustível	90 %
Taxa mínima de reforma de combustível	80 %
Taxa ótima de reforma de combustível	85 %
Coefficiente de transferência	0,2
Corrente de ativação	4 A
Corrente limite (concentração)	1200 A

Fonte: Produção do próprio autor.

A Figura 15 apresenta uma curva típica VxI de uma CaC genérica.

Figura 15 - Curva VxI de uma CaC genérica

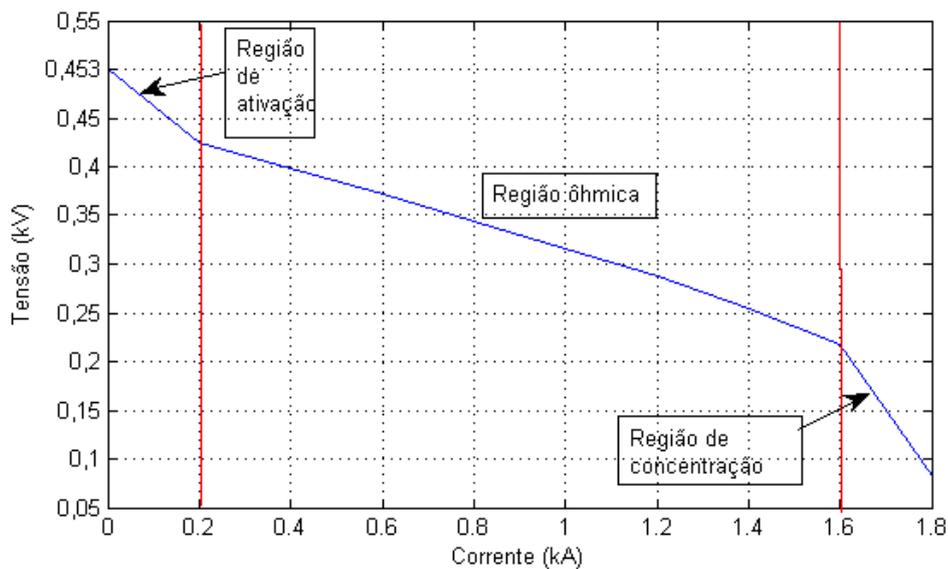


Fonte: Produção do próprio autor.

É possível perceber, pela Figura 15, que as perdas de ativação são significativas em baixas correntes, ao passo que as perdas por concentração (ou difusão) se tornam relevantes em correntes mais altas. A região ôhmica possui comportamento aproximadamente linear. É válido ressaltar que a estimação dos parâmetros de ativação e concentração de uma célula a combustível baseiam-se em coeficientes obtidos de forma empírica (LARMINIE e DICKS, 2003, p.51). O Apêndice C apresenta o diagrama de blocos da CaC modelada. O Gráfico 1 apresenta a curva VxI obtida a partir da simulação da SOFC, cujos parâmetros foram apresentados no Quadro 6. A tensão e a corrente estão explícitas em kV e kA, respectivamente.

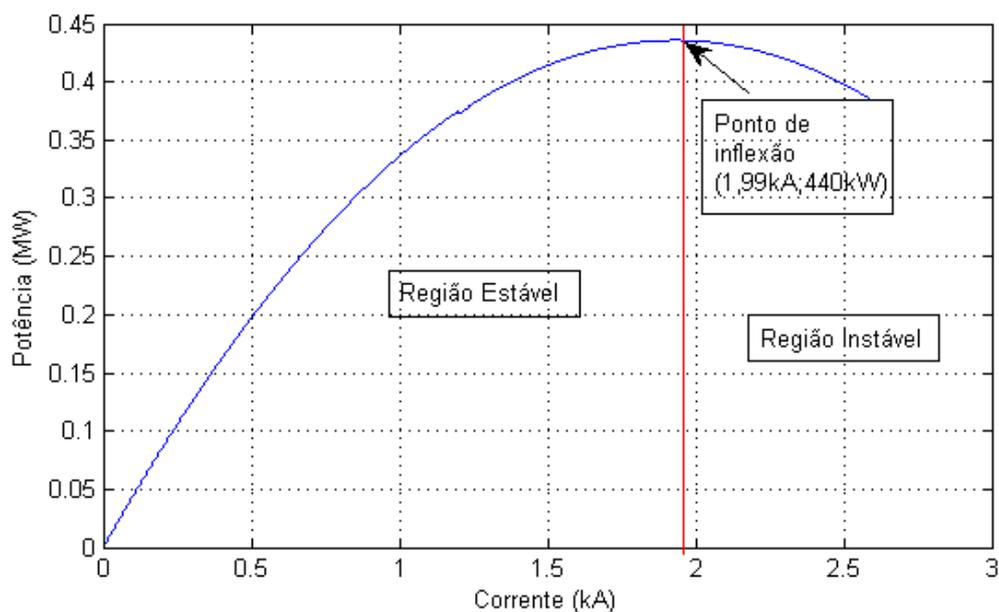
A região de operação estável da SOFC é aquela cuja potência apresenta proporção direta com a corrente. Em outras palavras, na medida em que a corrente fornecida pela célula aumenta, a potência cresce. Isto ocorre até um ponto de máximo, chamado ponto de inflexão. A partir daí, caso se aumente a corrente, a CaC entra em colapso. O ponto de inflexão da curva P_xI é o ponto de máxima potência da célula a combustível. O Gráfico 2 apresenta essa curva, obtida a partir da simulação da SOFC.

Gráfico 1 - Curva VxI da CaC obtida por simulação



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 2 - Curva PxI da CaC obtida por simulação



Fonte: Produção do próprio autor.

O ponto de inflexão da CaC em questão se dá para a corrente de aproximadamente 1,99 kA. Por motivos de segurança, a CaC operará apenas na região estável mostrada no gráfico, pois, caso contrário, esta entra em colapso, tornando-se não operacional.

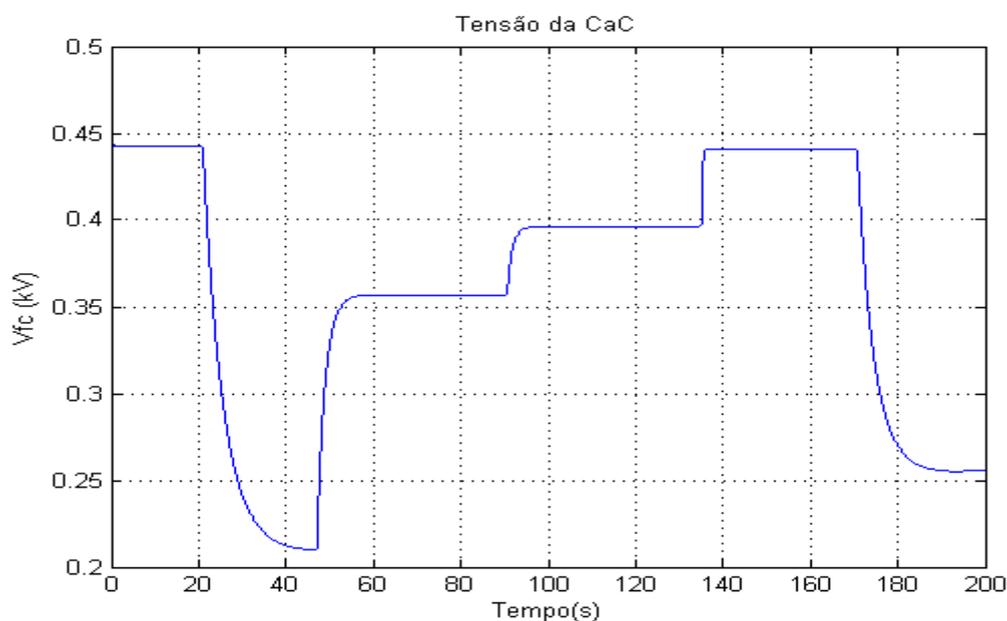
Nos Gráficos 3-8, são mostradas outras grandezas pertinentes à célula a combustível para uma simulação com vários níveis de demanda. Tais níveis são: 40 kW, 440 kW, 300 kW, 200 kW, 50 kW e 440 kW; seus respectivos instantes de mudança são: 20s, 47s, 90s, 136s e 170s, conforme visualizado no Gráfico 5.

Como se pode observar, todas as variáveis sofrem alterações frente a mudanças na demanda. A tensão de saída da célula (Gráfico 3) é inversamente proporcional ao aumento de demanda, ao passo que a corrente (Gráfico 4), a potência gerada (Gráfico 5) e os fluxos (Gráficos 6 e 7) são diretamente proporcionais ao aumento de demanda.

Ainda com relação aos fluxos, nota-se que estes não respondem instantaneamente à mudança de demanda: tanto o fluxo de hidrogênio quanto o de oxigênio estão sujeitos ao tempo das reações químicas que ocorrem na CaC.

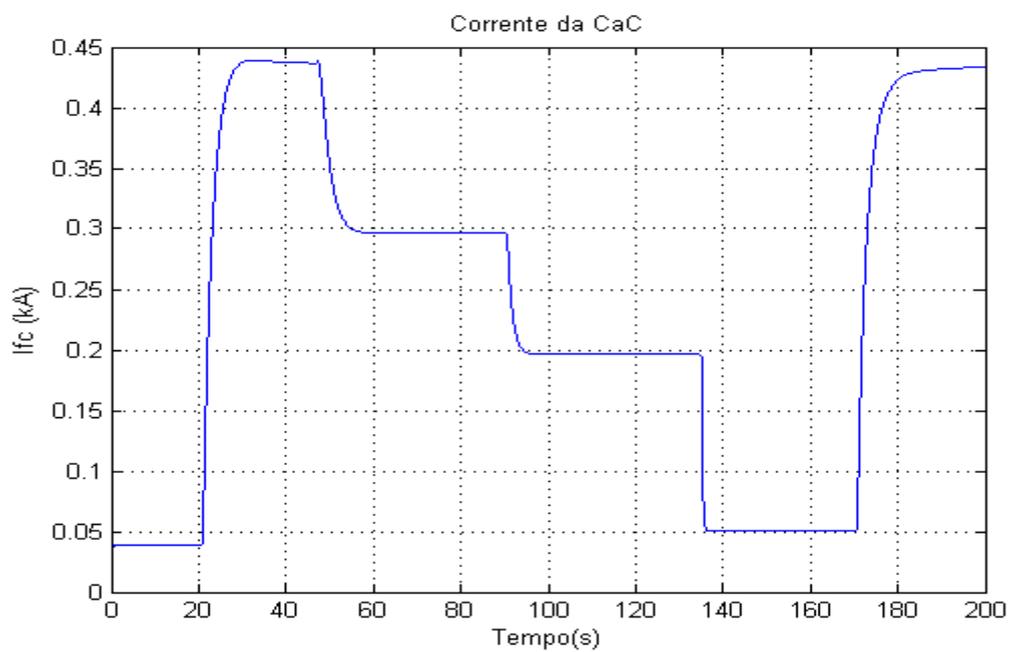
A respeito do Gráfico 8, que apresenta a taxa de reforma do combustível, percebe-se que esta taxa sempre se encaminha para a taxa ótima de reforma (0,85). Quando ocorrem alterações de demanda, a curva experimenta picos, mas em seguida retorna à taxa ótima. Quanto mais brusca a alteração de demanda, maior é o pico que a curva experimenta.

Gráfico 3 - Tensão da SOFC



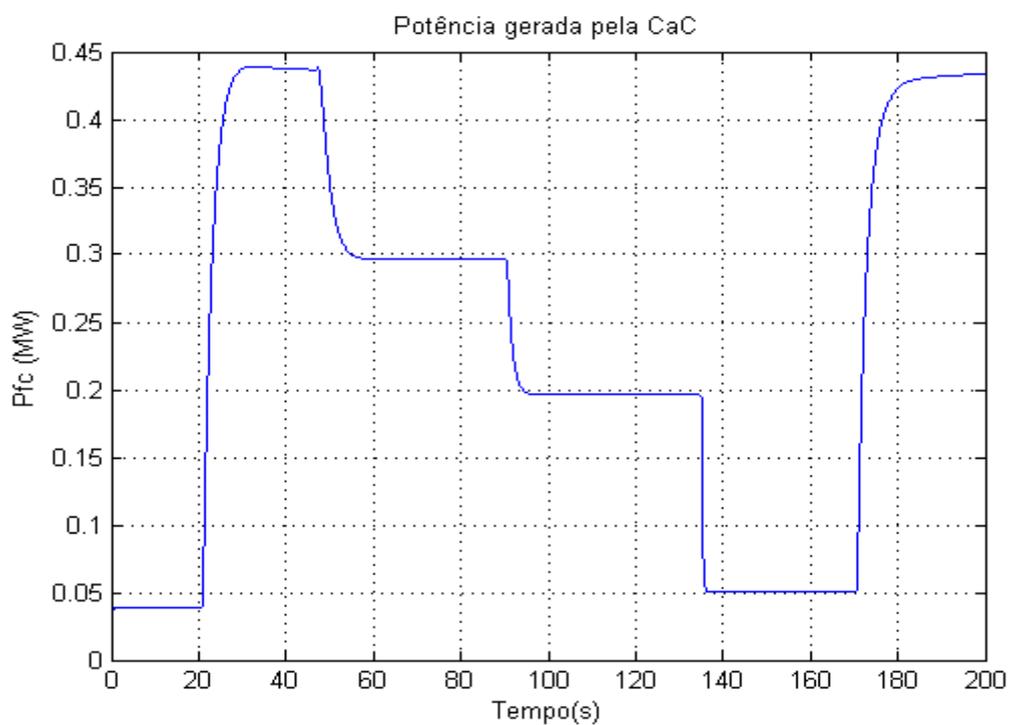
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 4 - Corrente da SOFC



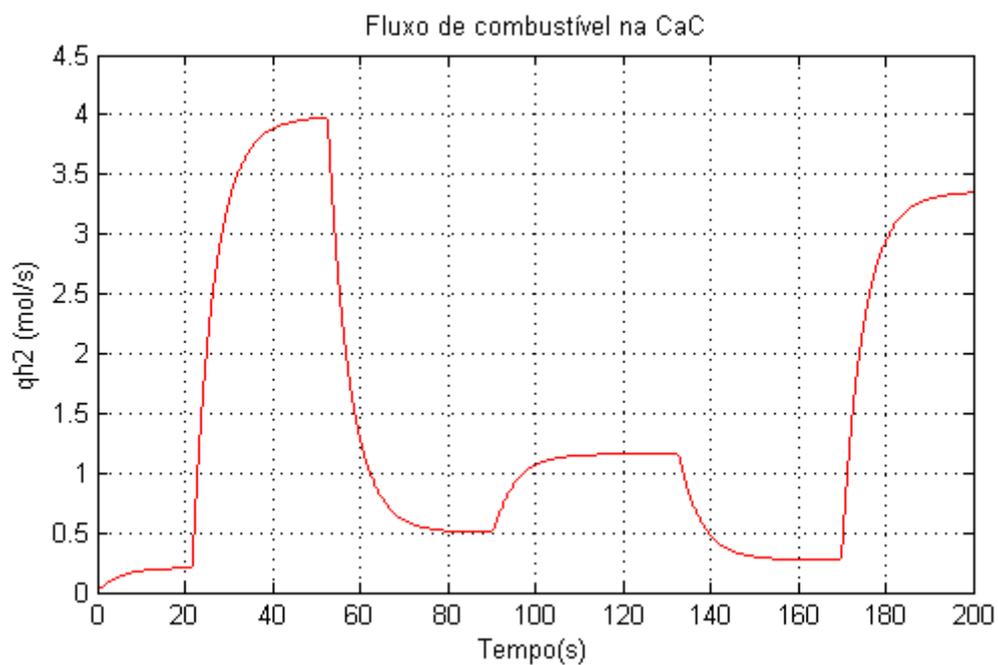
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 5 - Potência da SOFC



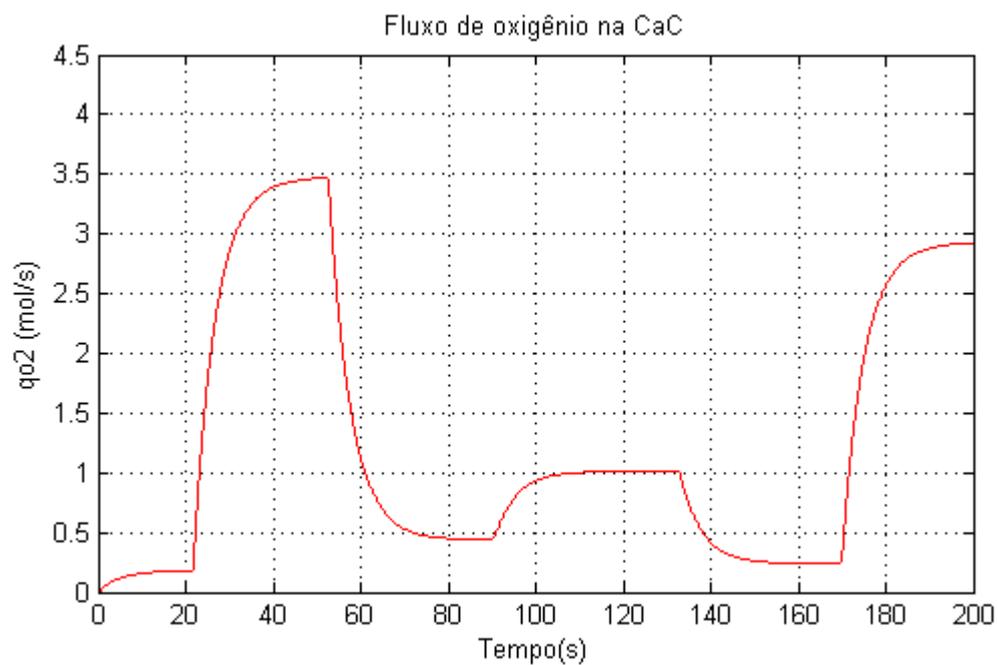
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 6 - Fluxo de combustível na SOFC



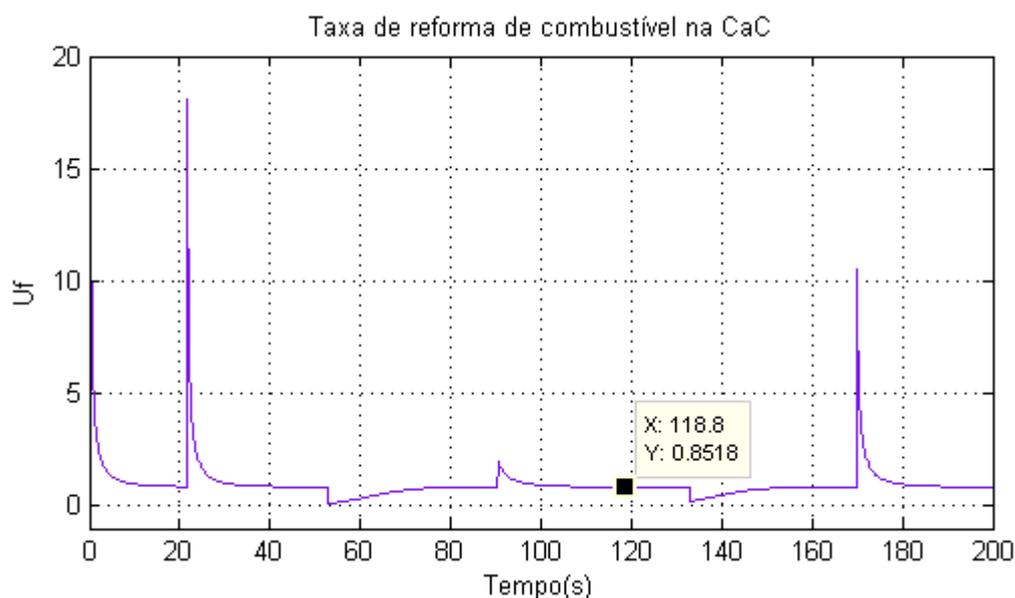
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 7 - Fluxo de oxigênio na SOFC



Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 8 - Reforma de combustível na SOFC

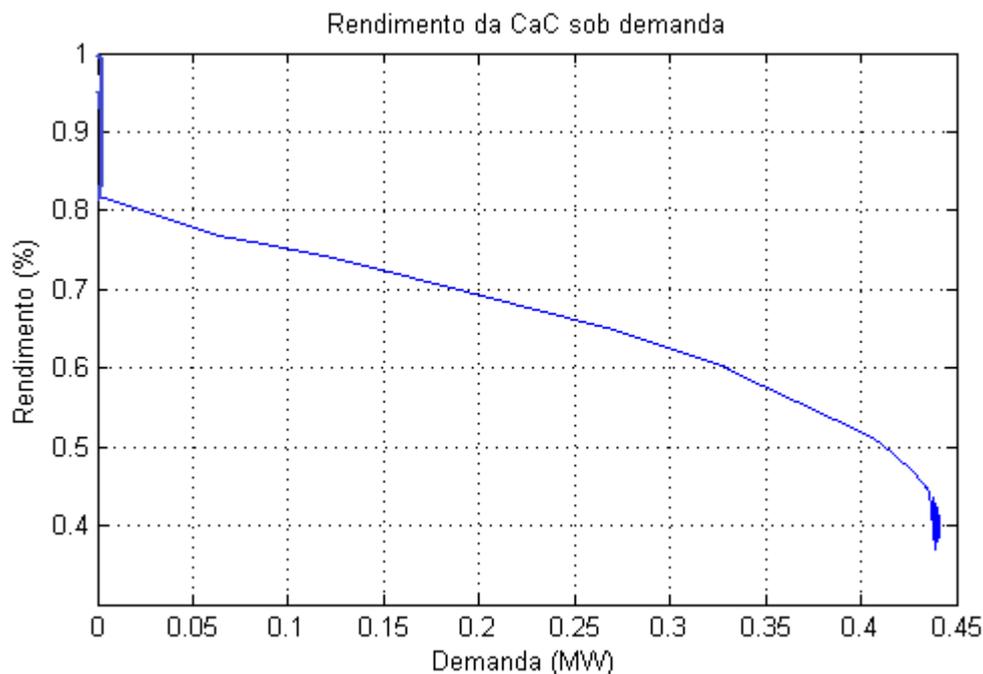


Fonte: Produção própria do autor.

Quanto ao rendimento da SOFC em questão, o Gráfico 9 mostra o rendimento real da célula obtido por simulação de acordo com a potência demandada. O cálculo do rendimento da CaC seguiu os procedimentos indicados nas Seções 3.1.4 e 3.1.5. No Apêndice A encontram-se estes cálculos.

Pode-se observar no Gráfico 9 que o aumento da demanda implica na diminuição do rendimento da CaC. Isso é explicado pelo fato de que, na medida em que é aumentada a demanda, a tensão terminal da célula (V_{fc}) se reduz. Como a tensão terminal influi diretamente no rendimento real da CaC, o rendimento também decai com o aumento da demanda. Na potência máxima (440 kW), encontrou-se um rendimento de aproximadamente 37%, resultado coerente com a literatura técnica (FEDAKAR, BAHCECI e YALCINOZ, 2014).

Gráfico 9 - Rendimento da SOFC



Fonte: Produção própria do autor.

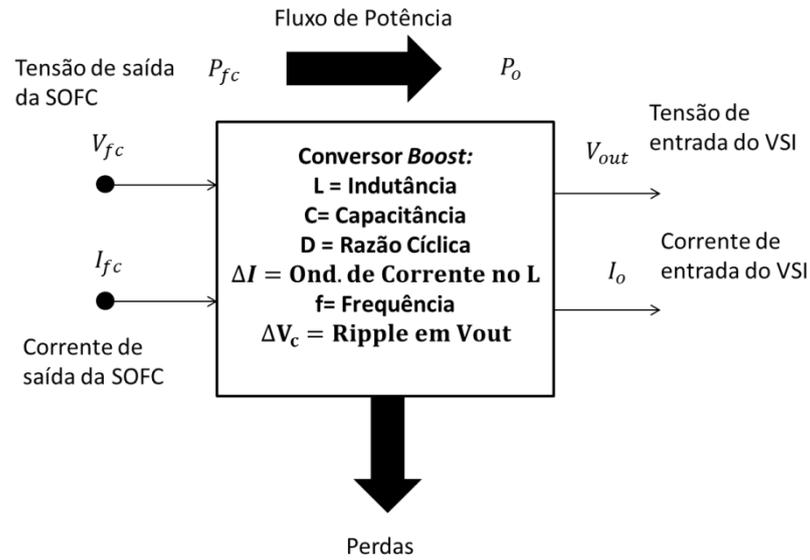
4.1.2 Conversor *Boost*

A SOFC fornece, em seus terminais, uma tensão V_{fc} . Esta tensão, no entanto, não está regulada. Em outras palavras, na medida em que aumenta a potência requerida pela carga, sua corrente aumenta, acarretando a diminuição de tensão. Como observado no Quadro 6, a tensão de circuito aberto é superior a 450 V e, à plena carga, encontrou-se a tensão V_{fc} em aproximadamente 319 V.

Para que, posteriormente, seja realizada a conexão da célula a um sistema CA, 220 Vrms por meio de um inversor, é necessário que a tensão CC seja controlada em um valor superior à tensão CA da rede. Dessa forma, entre a CaC e o inversor, um conversor CC/CC se faz necessário.

Como dito na Subseção 3.1.7, um conversor *boost* foi escolhido por questões de simplicidade. Assim, a tensão V_{out} será regulada em 600 V.

O dimensionamento do conversor leva em conta as tensões de entrada e saída, a frequência de chaveamento, a potência nominal, a ondulação de corrente e o modo contínuo de condução de corrente. A Figura 16 apresenta o diagrama esquemático com as variáveis de entrada e saída do conversor *boost*.

Figura 16 - Esquemático com entradas e saídas do conversor *boost*

Fonte: Produção própria do autor.

As razões cíclicas mínima e máxima do conversor são dadas por (MOHAN, UNDELAND e ROBBINS, 2006):

$$D_{min} = 1 - \frac{V_{fcAberto}}{V_{out}} \quad (43)$$

$$D_{min} = 1 - \frac{453}{600} = 0,2450 \quad (44)$$

$$D_{max} = 1 - \frac{V_{fcPlenaCarga}}{V_{out}} \quad (45)$$

$$D_{max} = 1 - \frac{319}{600} = 0,4683 \quad (46)$$

Os dimensionamentos da capacitância e da indutância se dão pelas seguintes expressões (MOHAN, UNDELAND e ROBBINS, 2006):

$$C = \frac{I_o \cdot D}{f \cdot \Delta V_c} \quad (47)$$

$$L = \frac{V_{fc} \cdot D}{f \cdot \Delta I} \quad (48)$$

Em que D é a razão cíclica, f a frequência de chaveamento, V_{fc} a tensão de saída da célula a combustível (entrada do conversor) e I_o a corrente de plena carga na saída do conversor, resultado da divisão da potência máxima entregue à carga (400 kW) pela tensão V_{out} (600V). Com a ondulação de corrente no indutor (ΔI) (calculada a partir de uma porcentagem da corrente I_o) e ΔV_c é o *ripple* na tensão de saída do conversor. O Quadro 7 mostra os valores destas grandezas.

Quadro 7 - Dados iniciais de projeto do conversor *boost*

Grandeza	Valor
f	20 kHz
V_{fc} (min, max)	319 V; 453 V
V_{out}	600 V
I_o	666,6667 A
ΔI	20% I_o = 133,3333 A
ΔV_c	$\pm 5\% V_{out}$ = ± 30 V

Fonte: Produção própria do autor.

Os valores de ondulação de corrente e *ripple* de tensão informados no Quadro 7 são valores típicos de projeto. Eles são usados inicialmente para a determinação dos valores de L e C mínimos que garantam o modo contínuo de operação (corrente no indutor nunca atinge o zero).

Substituindo os valores nas Equações (47) e (48) para as razões cíclicas mínima e máxima, chega-se aos valores mínimos de L e C para o modo contínuo. O Quadro 8 indica os resultados.

Quadro 8 - Valores de L e C do Conversor

Razão d	Grandeza	Valor Mínimo
D_{min}	L	41,6194 μH
	C	272,2223 μF
D_{max}	L	56,0204 μH
	C	520,3334 μF

Fonte: Produção própria do autor.

Portanto, para se garantir o modo de operação contínuo em todas as razões cíclicas possíveis, $L > 56,0204 \mu\text{H}$ e $C > 520,3334 \mu\text{F}$.

Por verificação nas simulações, observou-se que os melhores resultados eram obtidos para $L=90 \mu\text{H}$ e $C=12000 \mu\text{F}$. Com base nestes valores, a ondulação de corrente e o *ripple* de tensão foram recalculados. Os resultados finais do projeto do conversor são mostrados no Quadro 9.

Quadro 9 - Dados finais do projeto do conversor

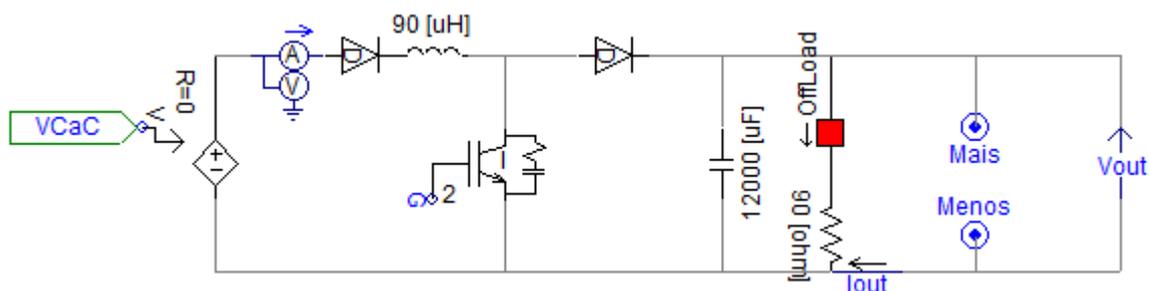
Grandeza	Valor
f	20 kHz
V_{fc} (min, max)	319 V; 453 V
V_{out}	600 V
I_o	666,6667 A
ΔI (min)	9,2487% I_o
ΔI (max)	12,4490% I_o
ΔV_c (min)	0,1134% V_{out}
ΔV_c (max)	0,2168% V_{out}

Fonte: Produção própria do autor.

Além dos componentes citados, na entrada do conversor foi inserido um diodo para evitar correntes de retorno para a célula a combustível, analogamente ao que é feito nos painéis fotovoltaicos. A Figura 17 mostra a topologia do conversor adotado com a inserção deste diodo. Posteriormente, por simulação, constatou-se que tal elemento não se faz

necessário, uma vez que não foi observado corrente de retorno à CaC. Assim, tal elemento foi suprimido do circuito do conversor.

Figura 17 - Conversor *boost* com diodo anti-retorno

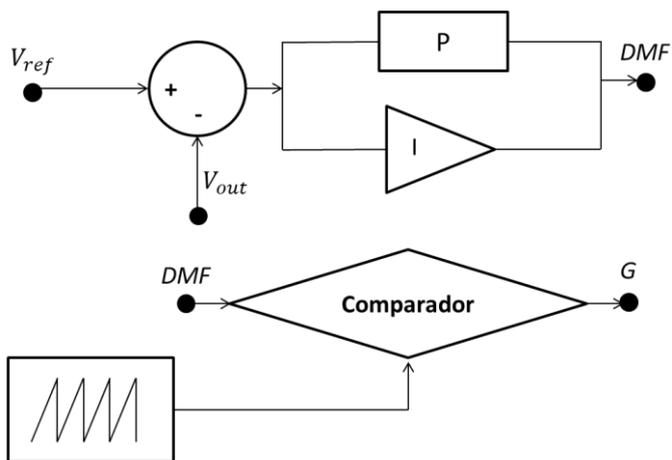


Fonte: Produção própria do autor.

A chave *OffLoad* insere a carga mínima de 90Ω no sistema apenas nos instantes iniciais, para a partida do conversor. Quando o inversor e carga são conectados ao sistema, a chave *OffLoad* se abre, retirando a carga mínima.

O controle do conversor *boost* é responsável por ajustar os pulsos G de forma a manter a tensão de saída V_{out} na faixa dos 600 V. A Figura 18 apresenta os aspectos de controle.

Figura 18 - Controle dos pulsos G



Dente de serra – 20 kHz

Fonte: Produção do próprio autor.

Da tensão de referência ($V_{ref} = 600\text{ V}$), subtrai-se a tensão medida na saída do conversor (V_{out}). Essa diferença passa por um controlador proporcional-integral (PI). A saída do controlador é um sinal chamado Disparo em Malha Fechada (DMF).

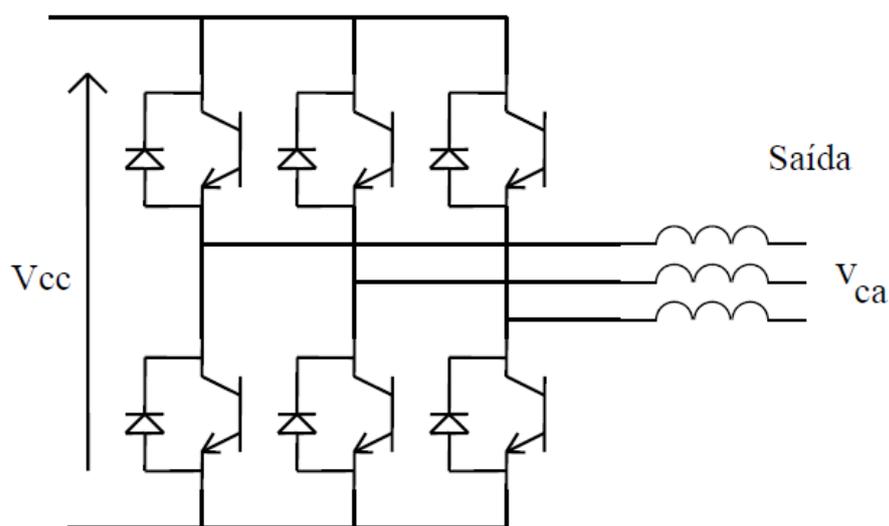
O sinal DMF é comparado com uma onda dente de serra e, toda vez que DMF for maior que a onda, a saída é posta em 1. Nos outros casos, a saída é posta em 0. Dessa forma, são gerados os pulsos de G. Para o controlador PI, usou-se $K_p = 0,01$ e $T_i = 0,1$ s.

4.1.3 Inversor VSI

A configuração básica de um inversor tipo fonte de tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*) é mostrada na Figura 19 para uma conexão trifásica. Na figura, não são mostrados os aspectos relativos aos comandos das chaves. Neste trabalho, são utilizados IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors*) como interruptores.

Havendo tensão no lado CC, quando um interruptor da semiponte superior e outro da semiponte inferior (jamais os dois de um mesmo ramo) estiverem em condução, esta tensão CC aparecerá em um par de condutores da saída alternada.

Figura 19 - Inversor trifásico tipo fonte de tensão



Fonte: POMILIO. (2015).

Como se vê na Figura 19, a conexão com o lado CA deve ser feita minimamente por meio de indutores. Estes elementos permitem a limitação da derivada da corrente nas situações em que a tensão V_{ca} for diferente de V_{cc} , o que, na prática, ocorre frequentemente. Além disso, os diodos presentes no circuito conferem bidirecionalidade ao sentido de corrente, assegurando a correta operação do conversor (POMILIO, 2015, p.41).

Quanto ao comando dos IGBTs, estes são gerados a partir da técnica PWM (*Pulse Width Modulation* – Modulação por Largura de Pulso). Esta técnica consiste na geração de

um trem de pulsos de onda quadrada, porém com largura de pulso variada. Este tipo de modulação pode ser obtido por meio da comparação entre um sinal senoidal e um sinal triangular. Se o sinal senoidal for maior que o triangular, a saída do comparador é posta em 1. Caso contrário, a saída é 0. Assim, ao longo do tempo, são gerados os pulsos que comandam os IGBTs. A Figura 20 apresenta o controle PWM para o sistema em modo isolado.

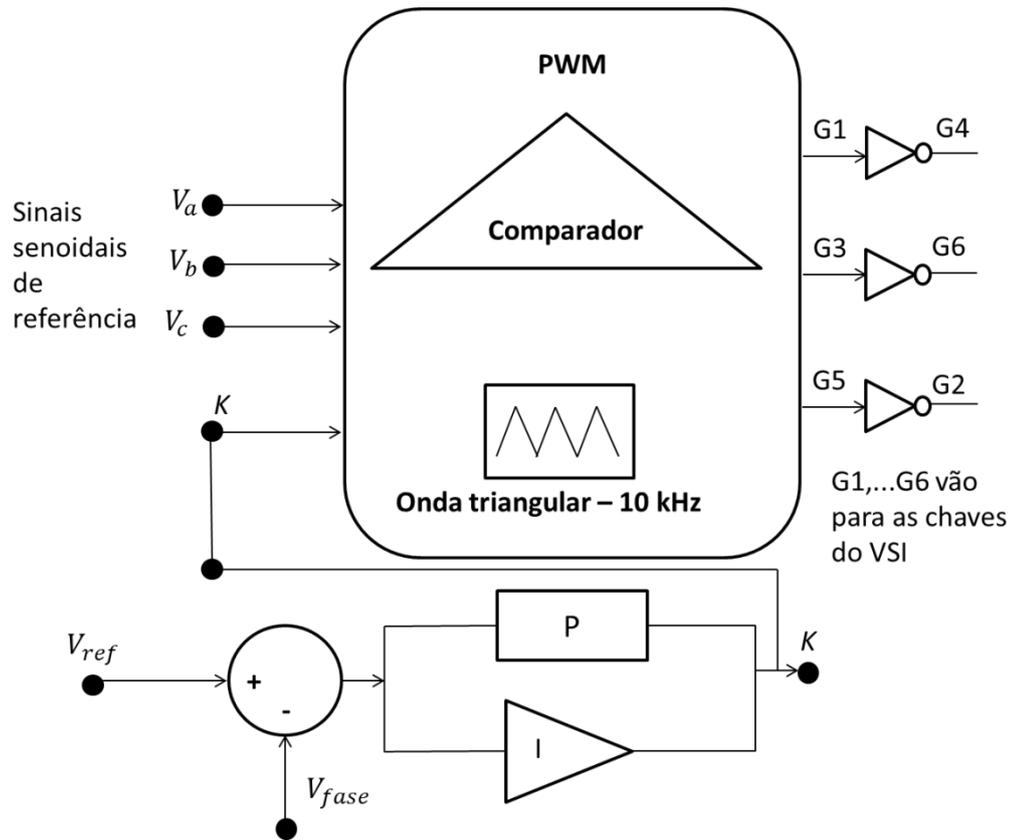
O sistema CA ao qual o inversor é conectado é um sistema isolado, que não possui outras fontes ou máquinas rotativas. Dessa forma, foi adotado para o VSI um esquema de controle com base em tensões senoidais de referência.

As tensões V_a , V_b e V_c compõem o sistema de referência, com tensões senoidais e frequência 60 Hz. Esses sinais são gerados a partir do próprio sistema de controle.

Em seguida, estas tensões são comparadas com a onda triangular de 10 kHz, gerando os pulsos de comando. São gerados os três pulsos superiores de cada ramo. Por meio de portas inversoras (NOT), são gerados os pulsos inferiores de cada ramo respectivo. Com a geração invertida de pulsos no mesmo ramo, impede-se o curto circuito nos ramos do inversor. A consideração de um tempo morto para garantir que não haja curto circuito não é necessária, uma vez o *software* PSCAD já leva tal tempo em consideração quando da modelagem do inversor.

Fechando a malha, há um controle realimentado entre a tensão gerada (V_{fase}) e a tensão de referência (127 Vrms). Isso impede que a tensão na carga diminua conforme o aumento da demanda.

Figura 20 - Controle do VSI



Fonte: Produção própria do autor.

Um conceito importante associado ao inversor é o índice de modulação (m), definido pela razão entre a amplitude do sinal modulante, A_{\sim} (neste caso, as tensões senoidais) e a amplitude da portadora, A_{Δ} (onda triangular), como mostrado na Equação (49).

$$m = \frac{A_{\sim}}{A_{\Delta}} \quad (49)$$

Além disso, o valor de pico da tensão alternada de fase (V_{an}^{pico}) é definido por:

$$V_{an}^{pico} = m \cdot \frac{V_{cc}}{2} \quad (50)$$

Como $V_{cc} \approx 600 \text{ V}$ e deseja-se uma tensão de fase no valor de 180 V_{pico} , o índice de modulação do VSI é $m \approx 0,6$.

4.1.4 Filtro LCL

Como dito anteriormente, a conexão do inversor ao sistema CA deve ser minimamente realizada por meio de indutores, objetivando mitigar os harmônicos gerados pelo chaveamento PWM. Para sistemas com potências superiores a alguns kW, o preço elevado e o tamanho do indutor dificultam sua utilização.

Filtros LCL surgem como opções mais atrativas, uma vez que seus indutores apresentam menor valor de indutância e reduzem ainda mais os Harmônicos devido ao chaveamento (LISERRE et al., 2001). O projeto do filtro LCL para o sistema em questão baseou-se na metodologia desenvolvida em (MATTOS et al., 2010).

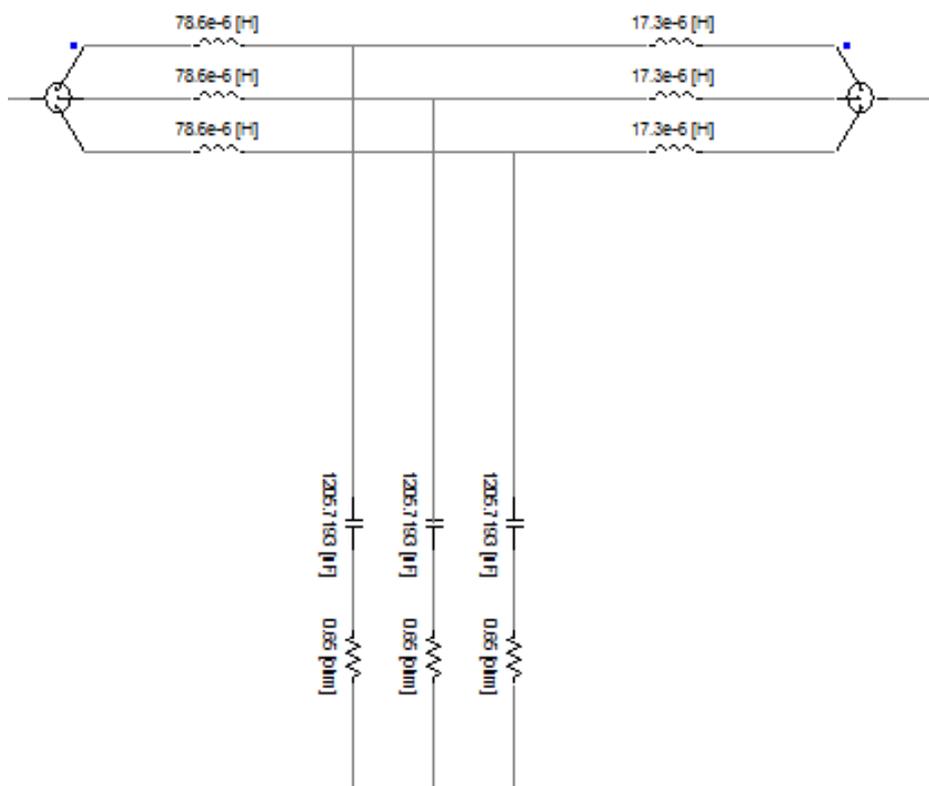
O projeto do filtro leva em consideração primeiramente a potência do inversor (P_n), a tensão eficaz do filtro (e), a frequência da rede (f_n) e a frequência de chaveamento do inversor (f_s). O Quadro 10 apresenta estes parâmetros. A Figura 21 mostra o circuito do filtro LCL.

Quadro 10 - Parâmetros para projeto do filtro LCL

Grandeza	Valor
P_n	440 kW
e	220 V
f_n	60 Hz
f_s	10 kHz

Fonte: Produção própria do autor.

Figura 21 - Filtro LCL



Fonte: Produção própria do autor.

Os valores dos componentes do filtro são normalizados em relação aos valores base, conforme as equações a seguir. Z_b e C_b são, respectivamente, a impedância de base e a capacitância de base do filtro LCL. A tensão eficaz do filtro é denotada por e , sendo a frequência w_n dada em (rad/s).

$$Z_b = \frac{e^2}{P_n} \quad (50)$$

$$Z_b = \frac{220^2}{440000} = 0,11\Omega \quad (51)$$

$$C_b = \frac{1}{w_n Z_b} \quad (52)$$

$$C_b = \frac{1}{2\pi \cdot 60 \cdot 0,11} = 24,114 \text{ mF} \quad (53)$$

A indutância L_1 do filtro é calculada em função da corrente de *ripple* máxima admissível (i_{ripple}). Esta é 3,5% maior que a corrente de pico (i_{pico}) e calculada conforme a Equação (54) (MATTOS et al., 2010).

$$i_{ripple} = 0,035 \frac{P_n}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot e} \quad (54)$$

$$i_{ripple} = 0,035 \frac{440 \cdot 10^3}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot 220} = 57,1548 \text{ A} \quad (55)$$

$$L_1 = \frac{e}{2\sqrt{6} \cdot f_s \cdot i_{ripple}} \quad (56)$$

$$L_1 = \frac{220}{2\sqrt{6} \cdot 10000 \cdot 57,1548} = 78,60 \mu\text{H} \quad (57)$$

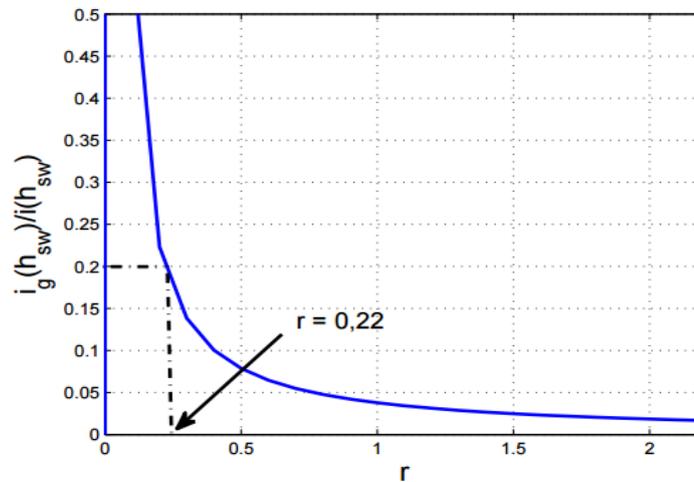
A indutância L_f do filtro está relacionada linearmente à indutância L_1 por meio do parâmetro r , estimado pela atenuação de corrente, apresentada na Equação (58): $i_g(h_s)$ e $i(h_s)$ são, respectivamente, a corrente harmônica do sistema e a corrente harmônica do filtro.

Em projetos de filtro LCL, é escolhida a atenuação de 20%, o que corresponde a $r=0,22$. A Figura 22 mostra a curva de atenuação da corrente.

$$\frac{i_g(h_s)}{i(h_s)} = \frac{1}{|1 + r(1 - ax)|} \quad (58)$$

O índice a é o produto $L_1 C_b w_s^2$, sendo w_s a frequência do sistema. O parâmetro x é o fator limitante de potência reativa no filtro.

Figura 22 - Curva de atenuação da corrente injetada pelo filtro LCL



Fonte: MATOS ET AL. (2010).

Portanto,

$$L_f = 0,22 \cdot L_1 = 17,30 \mu H \quad (59)$$

A capacitância C_f do filtro está limitada pela potência reativa que circula pelo sistema através do parâmetro $x=5\%$ (MATTOS et al., 2010), conforme mostrado nas Equações (60) e (61).

$$C_f = x \cdot \frac{P_n}{\omega_n e^2} \quad (60)$$

$$C_f = 0,05 \cdot \frac{440 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 220^2} = 1205,72 \mu F \quad (61)$$

Para evitar um baixo fator de potência, de forma geral, a potência reativa imposta por C_f deve ser inferior ou igual a 15% da capacitância de base C_b . Essa condição é satisfeita, conforme se verifica nas Equações (62) e (63).

$$C_f \leq 15\% C_b \rightarrow 1205,72 \mu F \leq 0,15 \cdot 24,114 mF \quad (62)$$

$$1205,72 \mu F \leq 3617,10 \mu F \quad (63)$$

Além disso, a frequência de ressonância f_{res} deve se encontrar em uma faixa que não provoque ressonância em frequências mais baixas e mais altas, isto é, entre dez vezes a frequência da rede f_n e a metade da frequência de chaveamento f_s . Logo:

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_f}{L_1 \cdot L_f \cdot C_f}} \quad (64)$$

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{78,60 \cdot 10^{-6} + 17,30 \cdot 10^{-6}}{78,60 \cdot 10^{-6} \cdot 17,30 \cdot 10^{-6} \cdot 1205,72 \cdot 10^{-6}}} \quad (65)$$

$$f_{res} = 1217,68 \text{ Hz} \quad (66)$$

$$10 \cdot f_n < f_{res} < \frac{1}{2} \cdot f_s \rightarrow 600 \text{ Hz} < 1217,68 \text{ Hz} < 5000 \text{ Hz} \quad (67)$$

Dessa forma, o intervalo de frequências foi satisfeito. O valor de R_d (resistência do filtro) deve ser otimizado, levando-se em conta a resposta dinâmica do filtro, a frequência de ressonância e as perdas em baixa frequência. O valor inicial deste parâmetro, R_{d0} é definido como o dobro da impedância do capacitor na frequência de ressonância.

$$R_{d0} = 2 \cdot \frac{1}{\omega_{res} \cdot C_f} \quad (68)$$

$$R_{d0} = 2 \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 1217,68 \cdot 1205,72 \cdot 10^{-6}} = 0,217 \Omega \quad (69)$$

Para o filtro em questão, adotou-se o valor de R_d como o triplo do valor de R_{d0} .

$$R_d = 3 \cdot R_{d0} = 0,65 \Omega \quad (70)$$

O Quadro 11 apresenta os parâmetros calculados do filtro LCL.

Quadro 11 - Parâmetros calculados do filtro LCL

Parâmetro	Valor
L_1	78,6 μH
L_f	17,3 μH
C_f	1205,72 μF
R_d	0,65 Ω

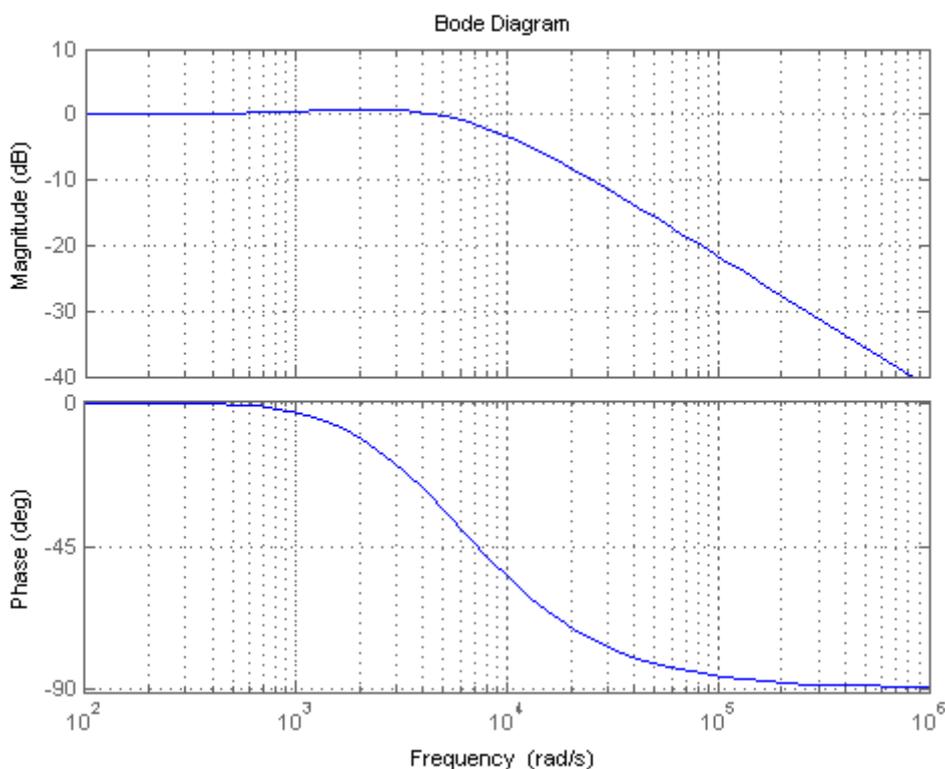
Fonte: Produção própria do autor.

Pode-se representar o comportamento do filtro pela função de transferência $G_1(s)$, que relaciona a corrente na rede $i_g(s)$ com a corrente no inversor $i(s)$, conforme a Equação (71). A Figura 23 apresenta a resposta em frequência do filtro LCL projetado, gerada em Matlab®.

$$G_1(s) = \frac{i_g(s)}{i(s)} = \frac{C_f R_d \cdot s + 1}{L_1 C_f \cdot s^2 + C_f R_d \cdot s + 1} \quad (71)$$

$$G_1(s) = \frac{0,000783718 \cdot s + 1}{9,4769592 \cdot 10^{-8} \cdot s^2 + 0,000783718 \cdot s + 1} \quad (72)$$

Figura 23 - Resposta em frequência do filtro LCL



Fonte: Produção própria do autor.

4.1.5 Perdas

Em cada componente do sistema, existem perdas de energia. Na CaC, por exemplo, destacam-se as perdas por ativação e por concentração, além da perda ôhmica. Estas já foram explicitadas na Subseção 4.1.1, referente à modelagem da célula. Estas perdas são de natureza eletroquímica.

Nas unidades de condicionamento de potência, cabe ressaltar as perdas de condução. Na literatura técnica, indica-se que em um conversor do tipo *boost* e em um inversor do tipo fonte de tensão (VSI), o rendimento (η_{conv} e η_{inv} , respectivamente) é de 98% (KIRUBAKARAN, SHAIENDRA e NEMA, 2009, p.2438). Deste modo, tanto o estágio conversor quanto o estágio inversor apresentam perdas de 2%. Levando-se em conta a potência de saída da CaC (P_{CaC}) e a potência de saída do inversor (P_{inv}):

$$P_{inv} = \eta_{conv} \cdot \eta_{inv} \cdot P_{CaC} \quad (73)$$

$$P_{inv} = 0,98 \cdot 0,98 \cdot P_{CaC} \quad (74)$$

$$P_{inv} = 0,9604 \cdot P_{CaC} \quad (75)$$

Das Equações (73)-(75), conclui-se que as perdas de energia nos dispositivos de eletrônica de potência são de 3,96%. Este valor, contudo, não é constante, uma vez que as perdas variam com a potência processada.

O *software* PSCAD/EMTDC™, simulador de sistemas de potência, não possui o enfoque na modelagem de perdas: portanto, para um ajuste mais refinado, é necessário realizar alterações nos valores padrão de resistência dos IGBTs e dos diodos. Estas alterações foram feitas com o intuito de mapear as perdas para cada faixa de potência e encontrar a região em que elas se aproximam do valor de 3,96%. O Quadro 12 apresenta os valores alterados dos componentes.

Quadro 12 - Resistência alterada dos IGBTs e Diodos

Componente	Resistência ON (Ω)	Resistência OFF (Ω)
IGBT	0,0001	10^6
Diodo	0,0001	10^6

Fonte: Produção própria do autor.

As perdas totais no conversor e no inversor foram simuladas para algumas demandas. O Quadro 13 apresenta os resultados. A coluna *I_{cc}* se refere à corrente de saída do conversor (entrada do inversor).

Quadro 13 - Perdas percentuais no conversor e no inversor de acordo com a demanda

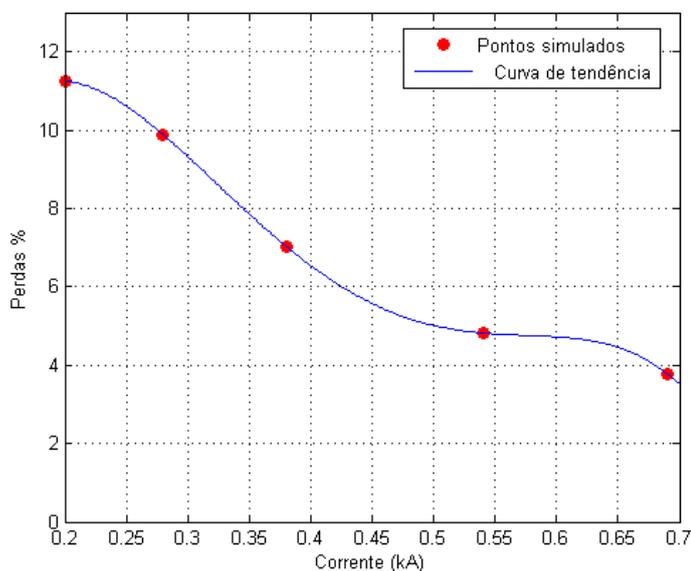
Demanda (kW)	I _{cc} (kA)	Perdas (%)
100	0,200	11,25%
150	0,280	9,88%
200	0,380	7,03%
300	0,540	4,82%
400	0,690	3,78%

Fonte: Produção do próprio autor.

Fonte: Produção própria do autor.

Como se percebe no Quadro 13, as perdas percentuais no conversor e no inversor tendem a diminuir conforme o aumento da demanda. As perdas de 3,96%, calculadas com base nos rendimentos encontrados na literatura, correspondem a potências mais altas, próximas a 400 kW. O Gráfico 10 relaciona a corrente contínua de entrada do inversor com as perdas percentuais do conversor e do inversor, traçando sua curva de tendência.

Gráfico 10 - Perdas percentuais em função da corrente CC do inversor



Fonte: Produção própria do autor.

A curva de tendência mostrada no Gráfico 10 é uma função de quarto grau, mostrada na Equação (76).

$$P_{\%} = -890 \cdot I_{cc}^4 + 1600 \cdot I_{cc}^3 - 990I_{cc}^2 + 230I_{cc} - 6,6 \quad (76)$$

4.1.6 Frequência

No sistema completo, a frequência do sistema (f) é verificada a partir das simulações, não sendo necessário modelá-la. Esta se mantém essencialmente em 60 Hz, apresentando alguns desvios conforme as mudanças de demanda. Entretanto, no sistema simplificado, é necessário relacionar a frequência com algum parâmetro do sistema, de forma a retratá-la de forma mais fidedigna, assim como é feito com as perdas no conversor e no inversor.

Para este trabalho, escolheu-se estudar o comportamento de frequência f de acordo com a tensão de saída do conversor (V_{out}), já que esta tensão também experimenta desvios frente a alterações na demanda. O Quadro 14 apresenta estas relações, que foram obtidas partir da medição dos pontos de máximo e mínimo na simulação do Quadro 13.

Quadro 14- Máximos e mínimos de frequência e tensão nos transitórios de demanda

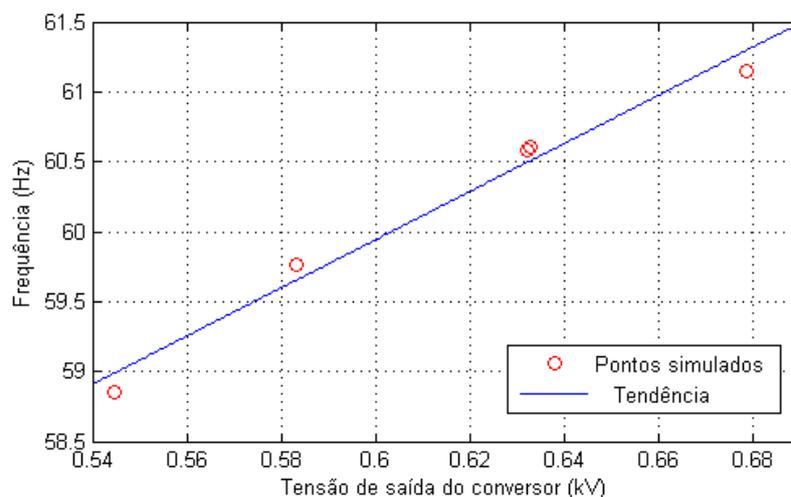
V_{out} (kV)	f (Hz)
0,5447	58,8500
0,5833	59,7653
0,6323	60,5800
0,6330	60,6000
0,6789	61,1500

Fonte: Produção própria do autor.

De forma análoga à modelagem das perdas, o Gráfico 11 contém os pontos coordenados do Quadro 14, além de sua tendência. Esta tendência é uma função linear, descrita na Equação (77).

$$f(V_{out}) = 14V_{out} + 51,60 \quad (77)$$

Gráfico 11 - Relação entre os desvios de frequência e os desvios de tensão



Fonte: Produção própria do autor.

4.2 Modelagem Simplificada

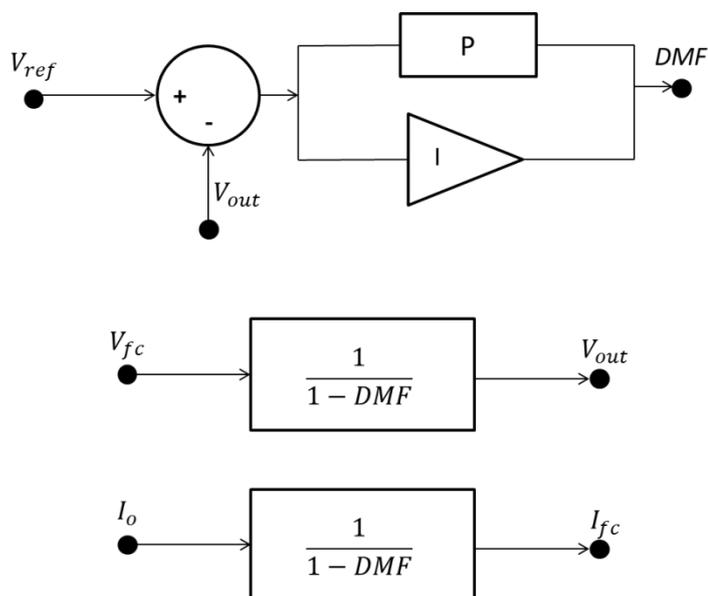
4.2.1 SOFC

A modelagem da célula a combustível de óxido sólido é baseada em um conjunto de equações que compõe um diagrama de blocos. Como não há circuitos implementados na modelagem deste dispositivo, esta se mantém igual ao descrito na Seção 4.1.1.

4.2.2 Conversor *Boost*

O conversor *boost* é representado por suas equações de tensão e corrente em função da razão cíclica (DMF). A malha de controle é a mesma da modelagem completa. A Figura 24 apresenta o diagrama de blocos.

Figura 24 - Diagrama de blocos simplificado do conversor *boost*



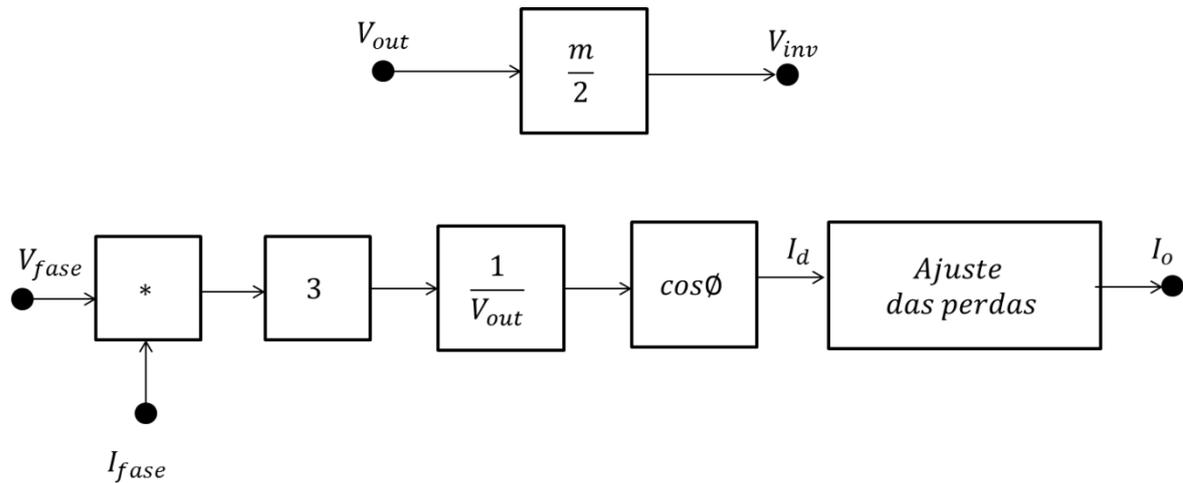
Fonte: Produção própria do autor.

Na Figura 24, percebe-se que a tensão V_{out} de saída do conversor é obtida a partir da tensão V_{fc} de saída da célula e da razão cíclica encontrada pela malha de controle. Já o processo da corrente ocorre de forma inversa. A corrente I_o é a corrente contínua I_{cc} na entrada do inversor. Ela também é obtida a partir das equações do inversor, que são mostradas na próxima seção. A partir de I_o e de DMF , encontra-se a corrente I_{fc} na entrada do conversor (saída da célula).

4.2.3 Inversor VSI

Assim como o conversor *boost*, o inversor tipo fonte de tensão também é modelado com base em suas equações de tensão e corrente. O diagrama de blocos do VSI é mostrado na Figura 25.

Figura 25 - Modelo Simplificado do Inversor VSI



Fonte: Produção própria do autor.

De acordo com a Figura 25 e com a Equação (50), a tensão de fase do inversor (V_{inv}) é obtida a partir da tensão de saída do conversor *boost* (V_{out}) e do índice de modulação (m). Quanto à corrente contínua do inversor (I_d), esta é obtida por meio da tensão e da corrente de fase da carga - V_{fase} e I_{fase} , respectivamente – do fator de potência da carga ($\cos\phi$) e da tensão de entrada do inversor (V_{out}). Em seguida, para que se levem em conta as perdas das unidades de potência, a corrente I_d é reajustada conforme a Equação (76). Assim sendo, a inserção das perdas no modelo simplificado ocorre no elo CC (entre o conversor e o inversor). O ajuste destas perdas é explicitado na Seção 4.2.5.

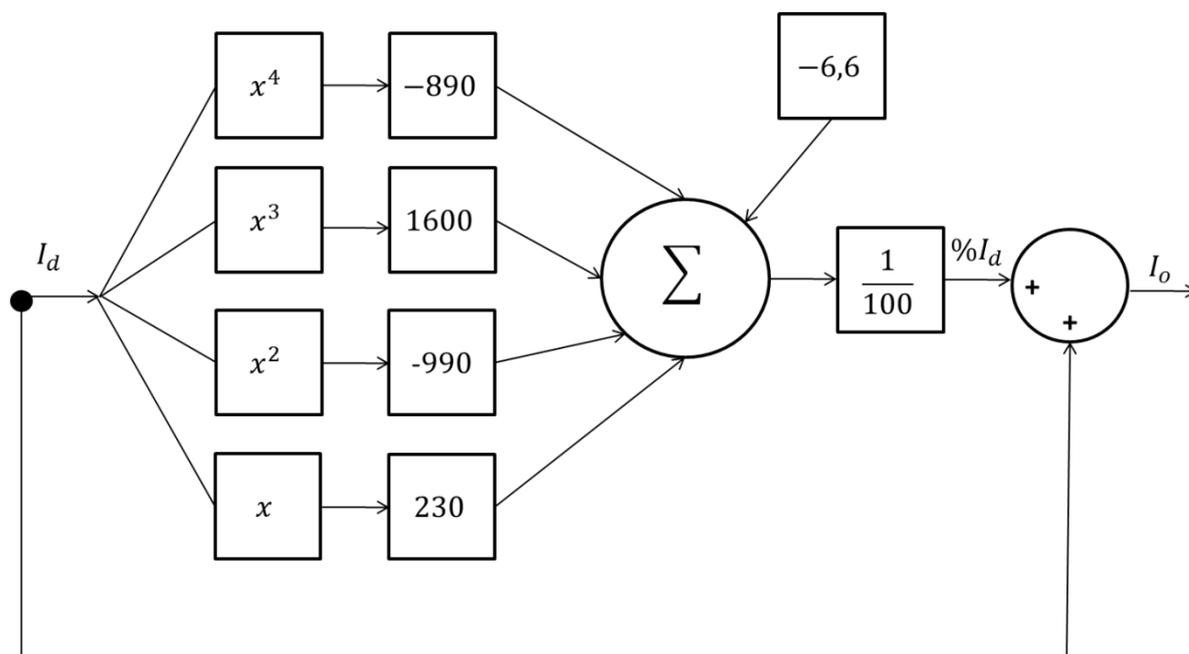
4.2.4 Filtro LCL

Apesar de ser implementado por meio de circuitos, o filtro LCL não possui elementos do tipo chave. Dessa forma, o filtro em questão foi implementado como realizado na modelagem completa, sem haver prejuízo ao desenvolvimento da simulação simplificada.

4.2.5 Perdas

Conforme descrito na Seção 4.2.3, as perdas do sistema são modeladas na malha de corrente do inversor, no lado CC. Como a potência CC é o produto da tensão pela corrente, um aumento percentual na corrente mantendo-se constante a tensão implica no mesmo aumento percentual da potência. Assim, são inseridas as perdas de condução no sistema. A Figura 26 detalha o bloco “Ajuste de perdas” da Figura 24.

Figura 26 - Diagrama de blocos do ajuste de perdas na malha CC de corrente

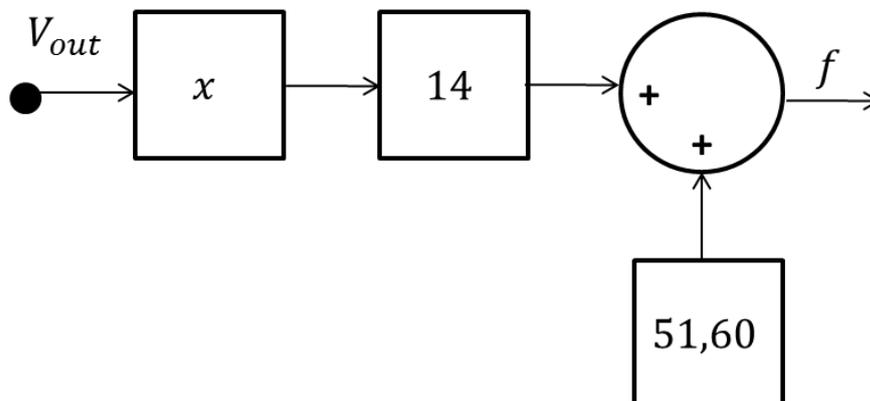


Fonte: Produção própria do autor.

4.2.6 Frequência

Conforme descrito na Seção 4.1.6, na modelagem simplificada, a frequência do sistema é inserida como uma função da tensão de saída do conversor. Isso permite que haja, no modelo simplificado, transitórios de frequência frente a alterações na demanda. A Figura 27 apresenta o diagrama de blocos referente à referida modelagem.

Figura 27 - Diagrama de blocos da modelagem da frequência



Fonte: Produção própria do autor.

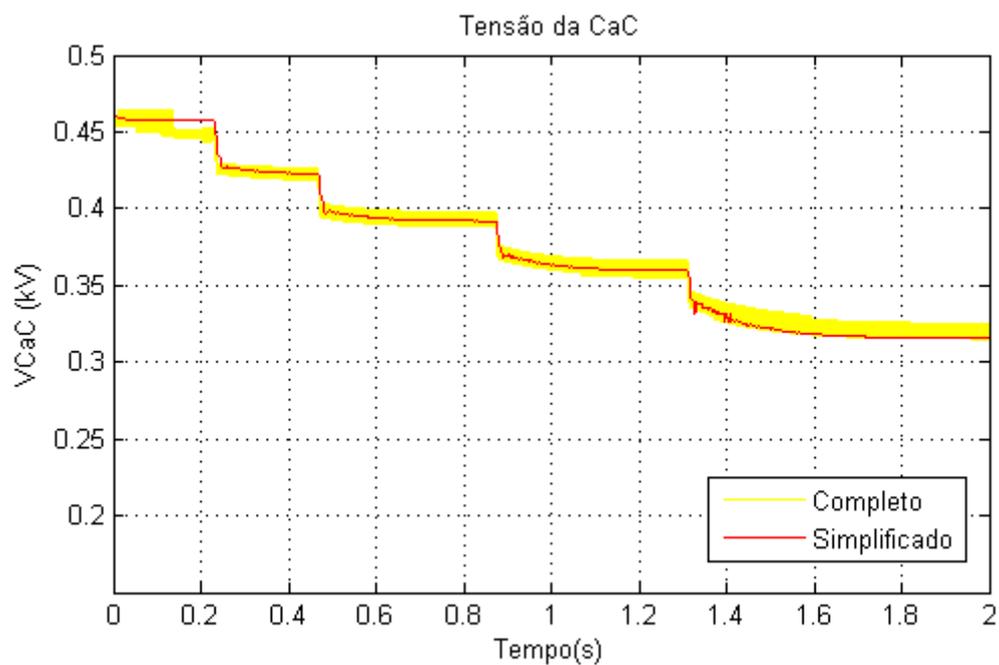
4.3 Simulações comparativas entre os modelos

De forma sucinta, o modelo simplificado substitui os dispositivos chaveados de eletrônica de potência do modelo completo por suas equações de tensão e corrente. Essa simplificação do sistema contribui nas simulações posteriores, quando é levado em conta o controle de demanda.

Havendo dispositivos com frequência de chaveamento de 10 kHz e 20 kHz, o *time step* da simulação deve ser da ordem de μs (nas primeiras simulações, utilizou-se 5 μs). Assim, será possível observar com fidelidade os transitórios do sistema. Contudo, a utilização de *time steps* muito pequenos limita o tempo das simulações. Na plataforma completa, para o *time step* utilizado, a duração máxima da simulação se restringiu a 3s. Este tempo é muito pequeno para que se possa realizar qualquer controle de demanda na plataforma. Desse obstáculo do sistema, surgiu a necessidade de se implementar a plataforma por meio da modelagem simplificada.

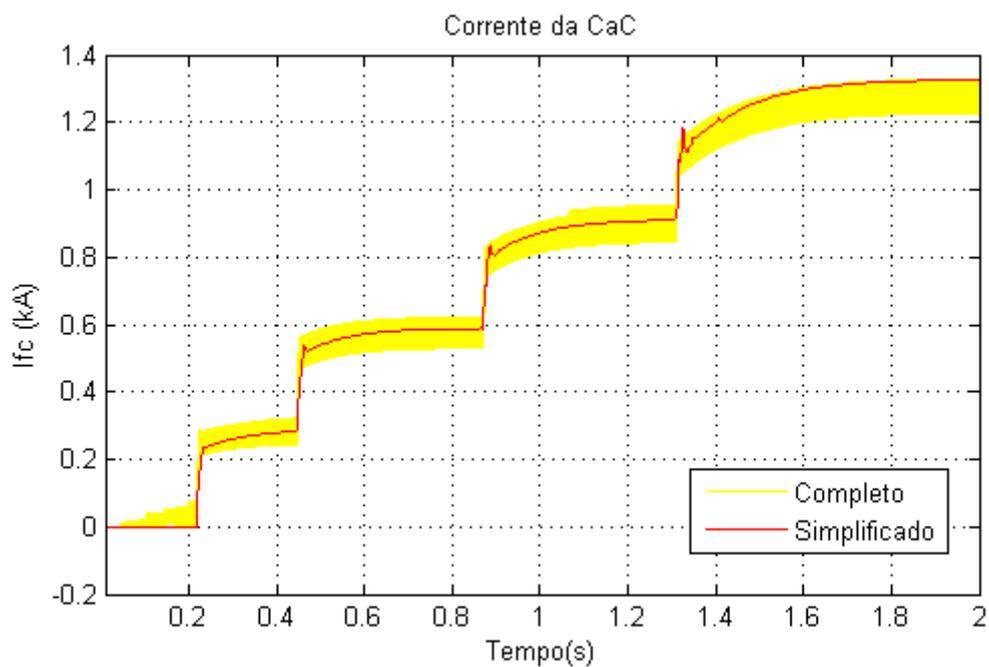
Com o intuito de validar o sistema simplificado, foi realizada uma simulação comparativa para algumas faixas de demanda (de 0 kW a 400 kW, com incrementos de potência de 100 kW). São simulados as grandezas de saída da CaC: Tensão (Gráfico 12), Corrente (Gráfico 13) e Potência (Gráfico 14); a tensão regulada do conversor *boost* (Gráfico 15); a tensão (Gráfico 16) e a corrente na carga (Gráfico 17) e a frequência do sistema (Gráfico 18). O tempo de simulação foi de 200s. Os gráficos a seguir mostram o resultado comparativo entre os modelos.

Gráfico 12- Tensão de saída da célula a combustível



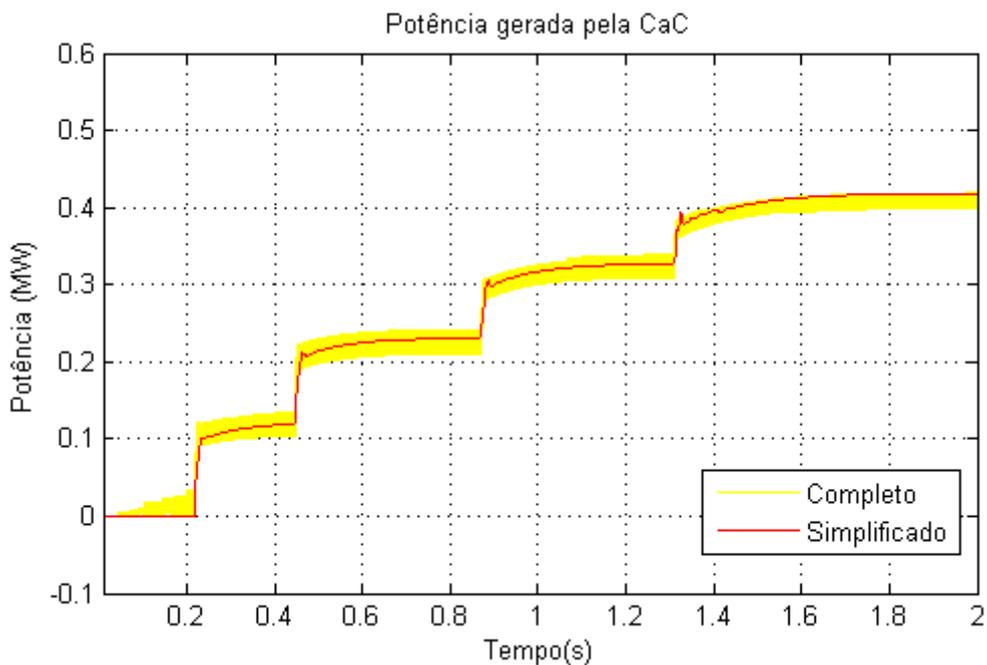
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 13 - Corrente de saída da célula a combustível



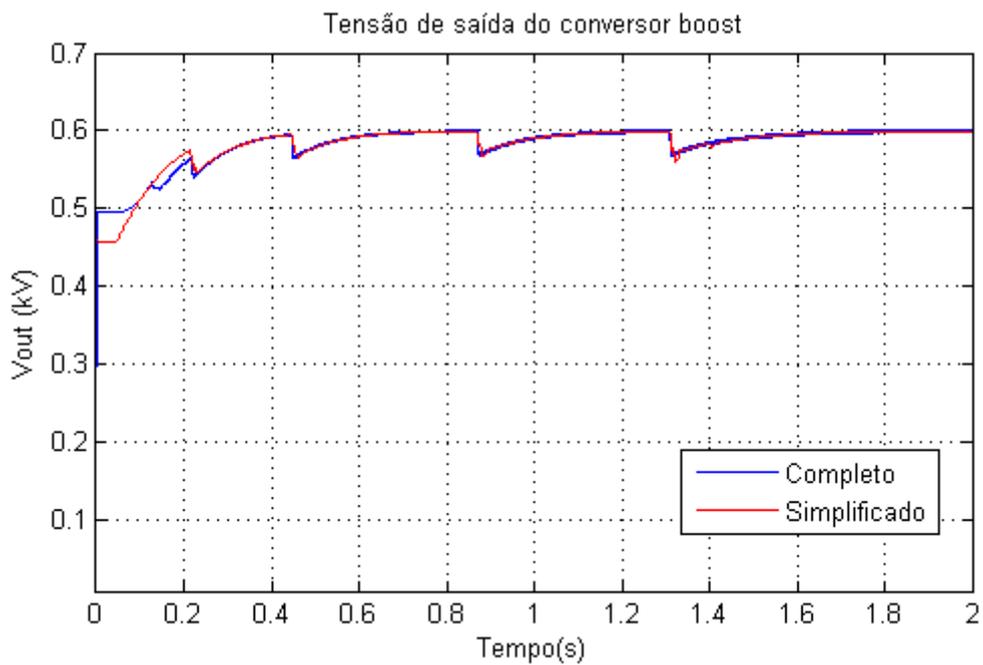
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 14 - Potência de saída célula a combustível



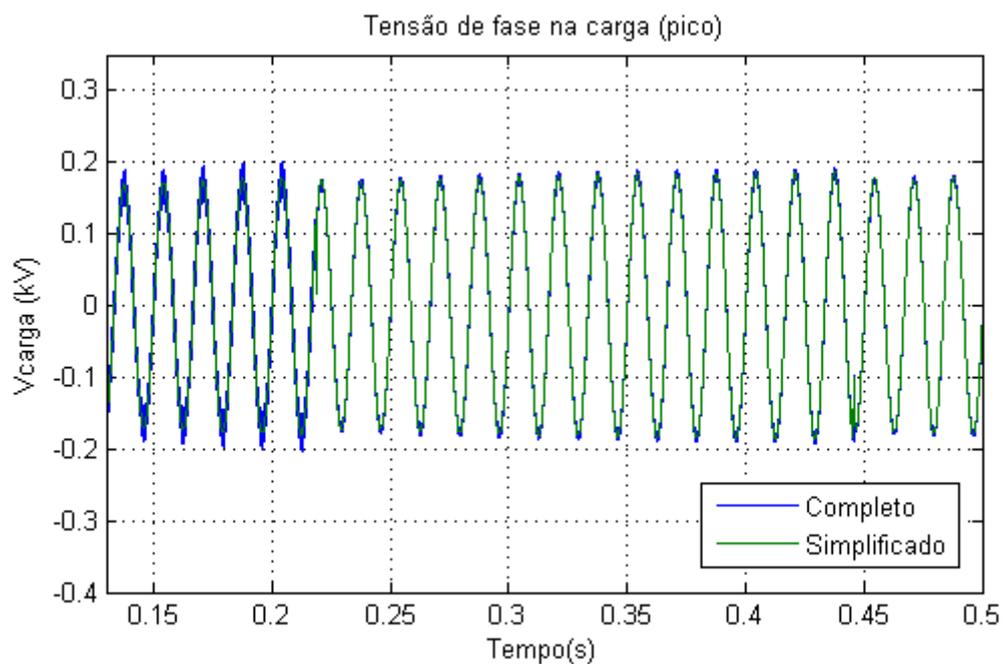
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 15 - Tensão regulada do conversor



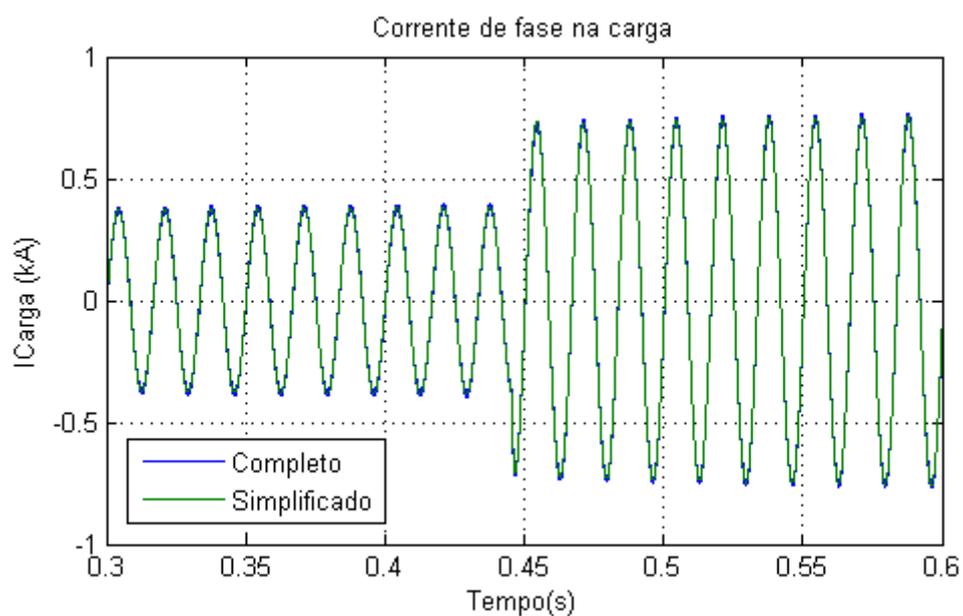
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 16 - Tensão na carga (fase, pico)



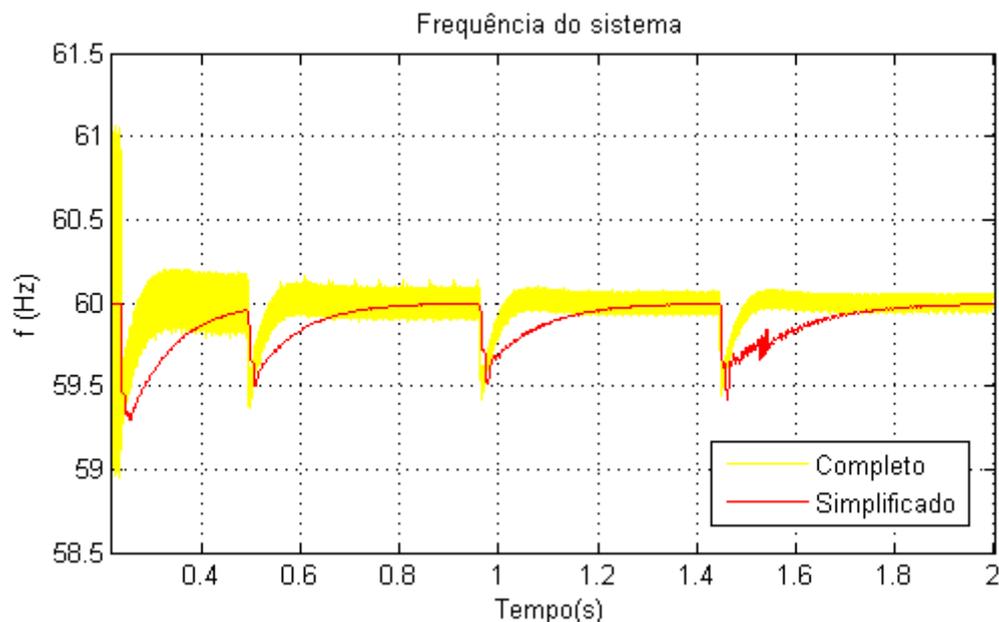
Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 17 - Corrente na carga



Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 18 - Comparativo de frequência do sistema



Fonte: Produção própria do autor.

Como observado do Gráfico 12 ao Gráfico 18, a modelagem simplificada do sistema retrata satisfatoriamente as características da modelagem completa. Nos gráficos relativos à tensão, corrente e potência da célula a combustível (Gráficos 12-14), nota-se que o modelo completo, ao contrário do simplificado, possui características oscilatórias. Isso se deve à presença das chaves no modelo completo, que refletem no comportamento da corrente da célula e, conseqüentemente, na tensão e na potência.

Quanto ao Gráfico 15, que representa a tensão de saída do conversor *boost*, são perceptíveis maiores diferenças apenas nos instantes iniciais da simulação. Isso se deve ao fato de que as equações empregadas no modelo simplificado não levam em consideração a presença do capacitor (a tensão no capacitor é integralizada a partir da corrente). Contudo, nos demais instantes, essa simplificação não afeta a forma da tensão.

Os Gráficos 16 e 17 referentes à tensão e corrente na carga, respectivamente, também se assemelham. Nestes gráficos, a janela de visualização foi diminuída para que se pudesse observar melhor a coincidência das formas de onda.

Comparando-se as frequências no Gráfico 18, observa-se que, embora as curvas não sejam exatamente coincidentes, conseguiu-se inserir no modelo simplificado distúrbios de frequência quando das alterações de demanda.

4.4 Considerações finais

Neste capítulo, foram abordadas as modelagens completa e simplificada de cada componente do sistema isolado. Destacou-se que, para o posterior controle de demanda no sistema isolado, faz-se necessária a substituição dos dispositivos de eletrônica de potência por modelos matemáticos, sem a presença de chaves que comutam em frequências da ordem de kHz. Nas simulações comparativas, pode-se validar o modelo simplificado, que, excetuando-se algumas características transitórias ou oscilatórias, representa bem o modelo completo.

Portanto, em posse do modelo simplificado, é possível avançar nas simulações e incluir o controle de demanda.

5 CONTROLE PELO LADO DA DEMANDA E SIMULAÇÕES

Este capítulo trata da adoção de uma estratégia de controle de demanda para o sistema isolado descrito no Capítulo 4. Primeiramente, são apresentadas a capacidade do sistema e a estratégia adotada. Em seguida, são realizadas simulações de alguns casos para exemplificar o funcionamento do sistema com a inserção do CLD.

5.1 Capacidade do sistema

O sistema isolado apresentado no Capítulo 4 está limitado à capacidade de produção de energia da célula a combustível e do inversor. Dessa forma, para preservar a integridade do sistema, é necessário estabelecer limites de potência ativa e reativa ao conjunto de cargas que será ligado ao sistema.

A CaC apresenta potência ativa nominal de 440 kW. Considerando-se as perdas nas unidades de eletrônica de potência, admitiu-se como limite ativo de capacidade o valor de 400 kW.

A respeito da potência reativa, o inversor VSI é responsável por sintetizá-la. Para uma carga puramente reativa, a potência ativa gerada pela CaC é praticamente nula, suprindo apenas as perdas a vazio. Portanto, para a determinação do limite de potência reativa, pode-se pensar no limite de corrente do inversor.

Para um conjunto de cargas que totalize $400 \text{ kW} + Q$, sendo Q o limite reativo de capacidade, pode-se observar o módulo da corrente na saída do inversor. Neste trabalho, convencionou-se que a corrente máxima suportada pelo inversor é 86,5% da corrente de inflexão da CaC, mostrada no Gráfico 2. Esse valor é correspondente a 1,7219 kA, e foi escolhido em razão da taxa de reforma de combustível da CaC, aproximadamente 85%. Em simulação, observou-se que, para tal valor de corrente, o conjunto de cargas deve totalizar $400 \text{ kW} \pm 520 \text{ kvar}$. O limite reativo de capacidade Q também pode ser conferido pelas Equações (78)-(80).

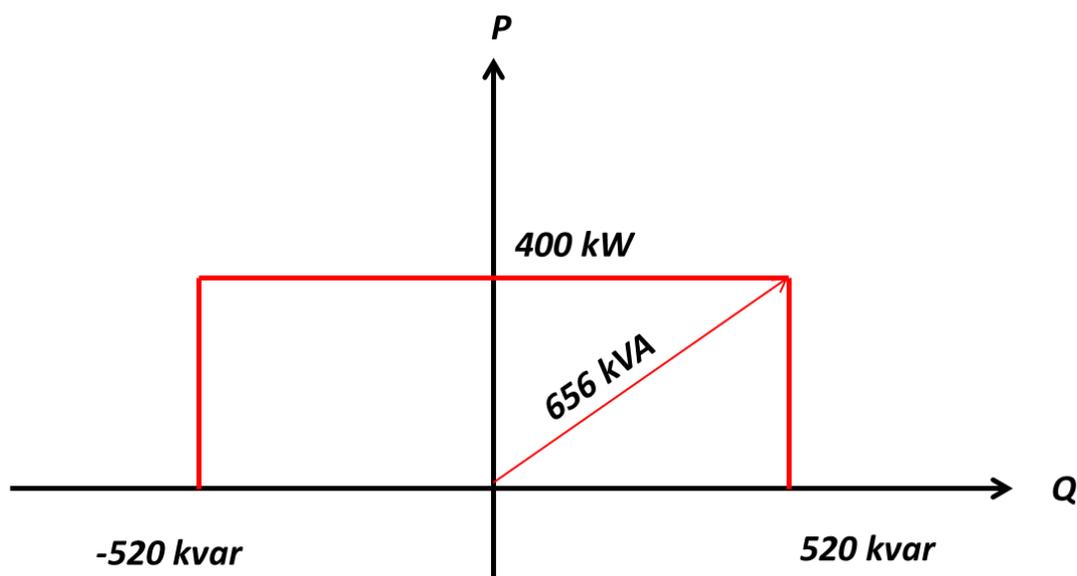
$$Q = \pm 3 \cdot V_{fase} \cdot I_{fase} \cdot \text{sen}\theta \quad (78)$$

$$Q = \pm 3 \cdot 127 \cdot 1,7219 \cdot \text{sen}\left(\arctg\left(\frac{520 \text{ kvar}}{400 \text{ kW}}\right)\right) \quad (79)$$

$$Q = \pm 520 \text{ kvar} \quad (80)$$

Com os limites de potência ativa e reativa determinados, a curva de capacidade do sistema é mostrada na Figura 28.

Figura 28 - Curva de capacidade do sistema



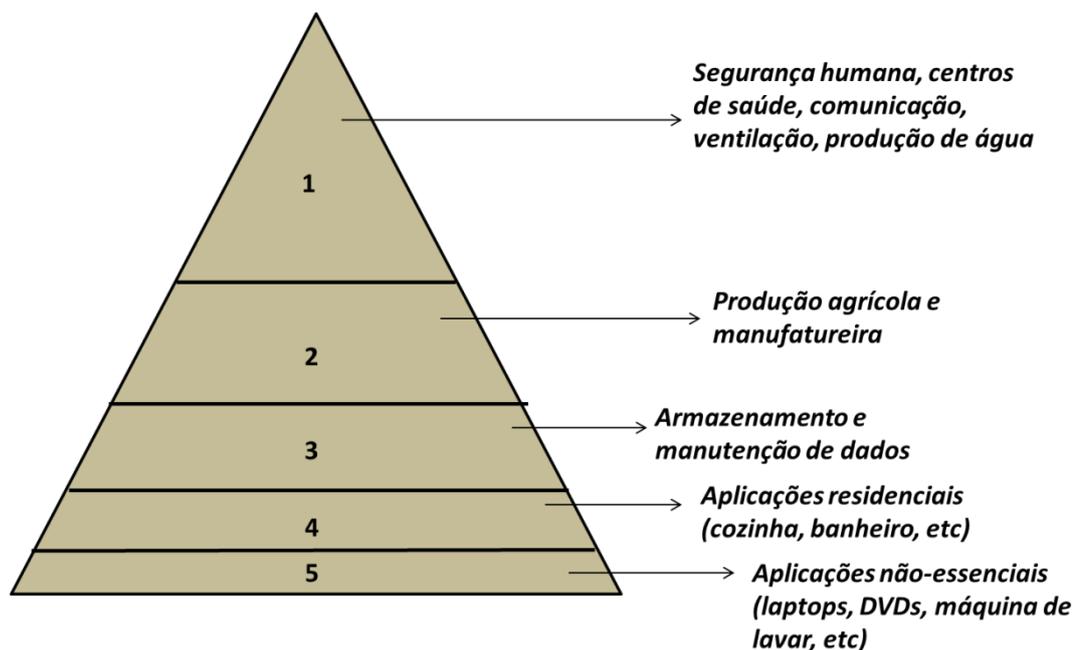
Fonte: Produção própria do autor.

5.2 A hierarquia de cargas – níveis de prioridade

Assim como feito na Estação Belga *Princess Elisabeth Antarctica* (PEA), este trabalho estabelece níveis de prioridade para as cargas do sistema, hierarquizando a demanda. Isso garante que cargas ou serviços considerados essenciais, imprescindíveis, possam sempre estar em funcionamento no sistema (*International Polar Foundation, 2008*). A hierarquia de cargas deste trabalho está composta conforme mostrado na Figura 29.

Como se observa na Figura 29, o topo da pirâmide indica as cargas com maior prioridade (1), ao passo que a base mostra as de menor prioridade (5). Os índices de prioridade de 1 a 5 serão necessários no estágio inicial do controle de demanda, onde serão comparados a fim de se determinar qual carga tem prioridade em relação à outra.

Figura 29 - Hierarquia de cargas do sistema isolado



Fonte: Produção própria do autor.

5.3 O cenário do sistema isolado

Para as simulações a serem realizadas no sistema isolado, há de se considerar o cenário no qual se insere este sistema.

O sistema em questão está localizado em uma comunidade remota, de caráter majoritariamente agrícola. Devido ao desenvolvimento da região, ao crescente aumento da população e, conseqüentemente, ao aumento de demanda, resolveu-se adotar a hierarquia da Figura 29. Assim, objetiva-se manter a fonte atual (CaC de 440 kW), sem a adição de novas fontes, para atender à demanda com tendência de crescimento.

Em outras palavras, a microfónte consegue atender bem aos serviços de maior prioridade, atendendo com parcimônia serviços de prioridade menor. Na seção seguinte, são simulados alguns casos com o intuito de observar a ação do controle de demanda no sistema.

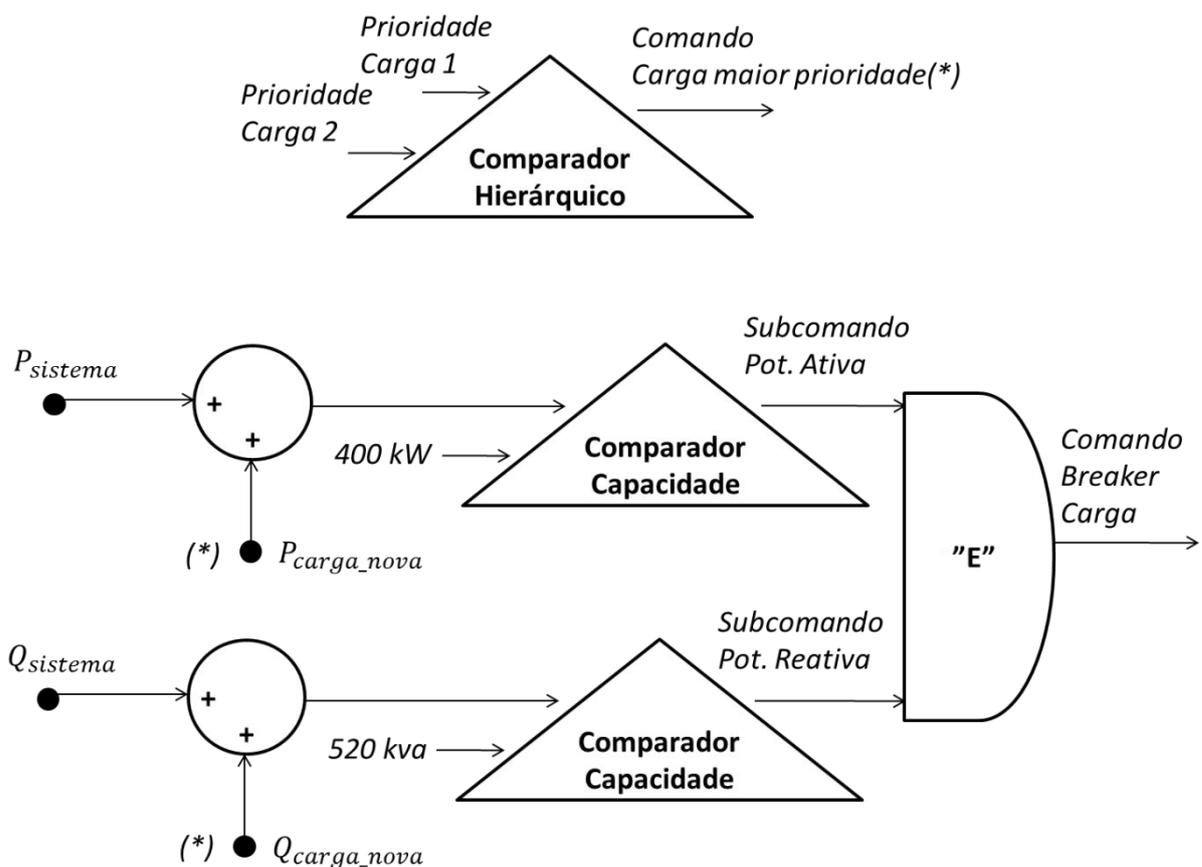
5.4 Controle de Demanda: Simulações

Nas simulações seguintes, serão considerados três casos: funcionamento normal da CaC, funcionamento comprometido da CaC e a instalação de um eletrolisador.

5.4.1 Caso I: Funcionamento normal da CaC

Neste caso, uma carga pede acesso ao sistema. Este espera 5 minutos a fim de conferir se mais alguma(s) carga(s) requisitou acesso. Decorrido este intervalo de tempo, o sistema confere a prioridade. Destaca-se que os pedidos de acesso podem ser simultâneos ou não. A partir daí, é o controle de demanda quem garantirá ou não o acesso dessas cargas. Entende-se que o *breaker* da carga apresenta dois estados: aberto (0) e fechado (1). A Figura 30 mostra um diagrama explicativo do controle de demanda para um pedido de acesso com duas cargas.

Figura 30 - Primeiro estágio de acesso das cargas



Fonte: Produção própria do autor.

Como observado na Figura 30, quando há os pedidos de acesso, o Comparador Hierárquico analisa o rótulo de cada carga. Este rótulo contém a prioridade da carga (1, 2, 3, 4 ou 5). A saída deste bloco aponta para a carga com maior prioridade. Em seguida, esta carga entra nos laços ativo e reativo de capacidade, para determinar se sua adesão ao sistema respeita as fronteiras de capacidade. Na saída dos Comparadores de Capacidade, os Subcomandos de Potência Ativa e Reativa serão 1 caso a carga possa aderir ao sistema ou 0

caso ela extrapole a fronteira de capacidade. Diante disso, tem-se que a carga só poderá ser conectada ao sistema caso respeite tanto o limite ativo quanto o reativo de capacidade. Portanto, tem-se a seguinte tabela verdade, Tabela 1.

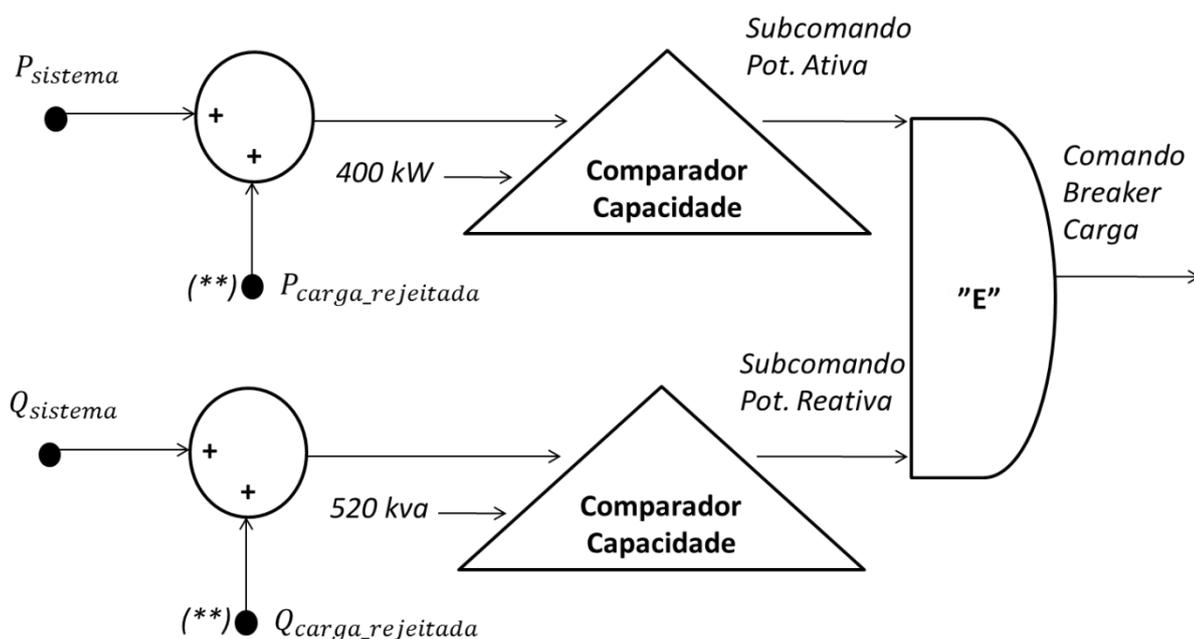
Tabela 1 – Tabela Verdade

Subcomando P	Subcomando Q	Comando <i>Breaker</i>
1	1	1
1	0	0
0	1	0
0	0	0

Fonte: Produção própria do autor.

A porta lógica correspondente à Tabela 1 é uma porta E, como mostrado na Figura 30. Além do primeiro estágio, mostrado na Figura 30, existe o segundo estágio de acesso das cargas. Este controle verifica se a carga de menor prioridade (à qual foi recusado o acesso no primeiro estágio) pode ser conectada ao sistema. O segundo estágio é apenas formado pelos laços ativo e reativo de capacidade, como mostrado na Figura 31.

Figura 31 - Segundo estágio de acesso



Fonte: Produção própria do autor.

Nesta condição de funcionamento, avalia-se o pedido simultâneo de duas cargas, de prioridades 3 e 4. Antes do pedido, já está conectada ao sistema uma carga de prioridade 1. O Quadro 15 apresenta os dados das cargas.

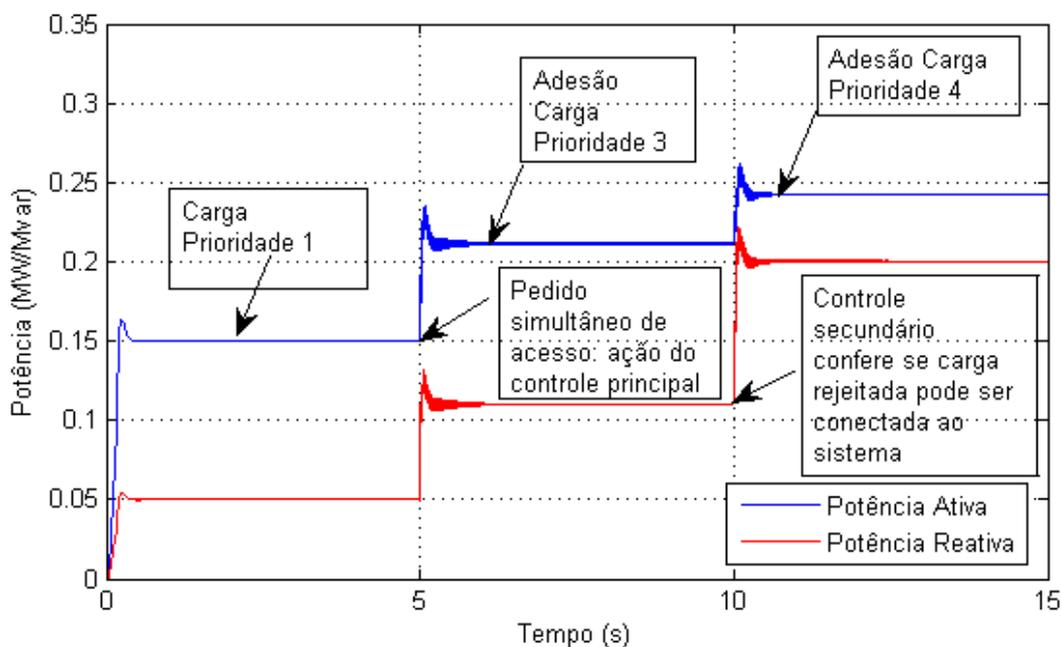
Quadro 15 - Dados das cargas

Prioridade	Potência (P+jQ)
1	150 kW+j50 kvar
3	60 kW+j60 kvar
4	30 kW+j90 kvar

Fonte: Produção própria do autor.

Em $t=5$ s, avaliam-se os pedidos de acesso, agindo o primeiro estágio. Em $t=10$ s, o segundo estágio avalia a possibilidade de adesão da carga que foi rejeitada pelo primeiro estágio. O Gráfico 19 mostra o resultado.

Gráfico 19 - Controle de Demanda para diferentes prioridades



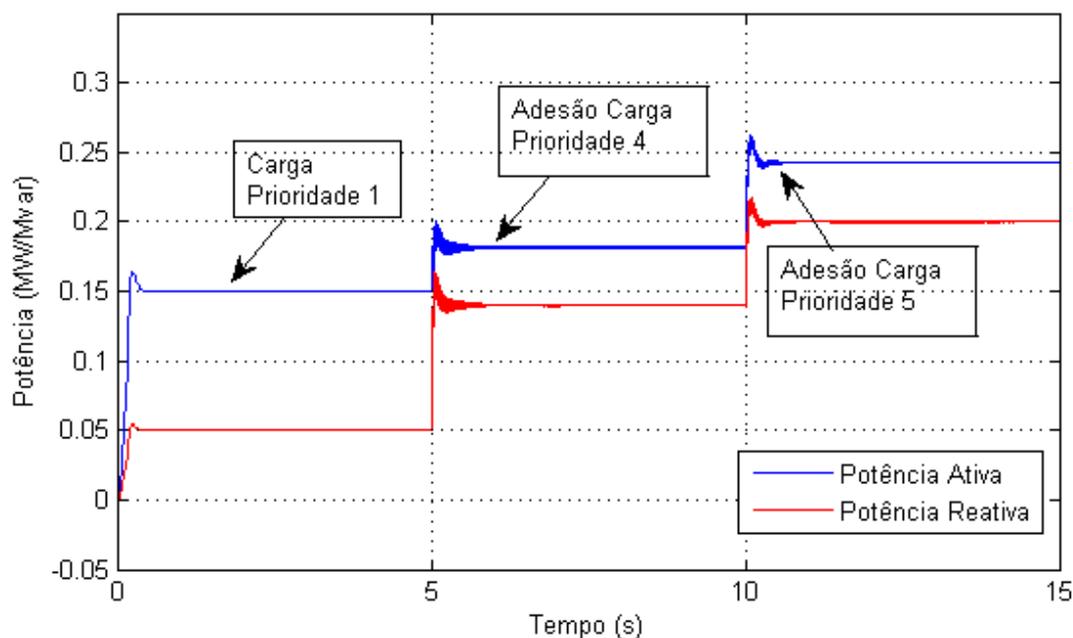
Fonte: Produção própria do autor.

Como observado no Gráfico 19, o primeiro estágio escolhe carga de maior prioridade e confere se sua adesão ao sistema respeita as fronteiras de capacidade, ao passo que o

segundo estágio apenas confere se a carga de menor prioridade pode ser conectada ao sistema, respeitando os limites de capacidade.

Alterando-se a prioridade da carga de 3 para 5, observa-se, no Gráfico 20, que a carga de prioridade 4 é escolhida pelo controle para ser conectada ao sistema.

Gráfico 20 - Controle de Demanda com prioridade alterada

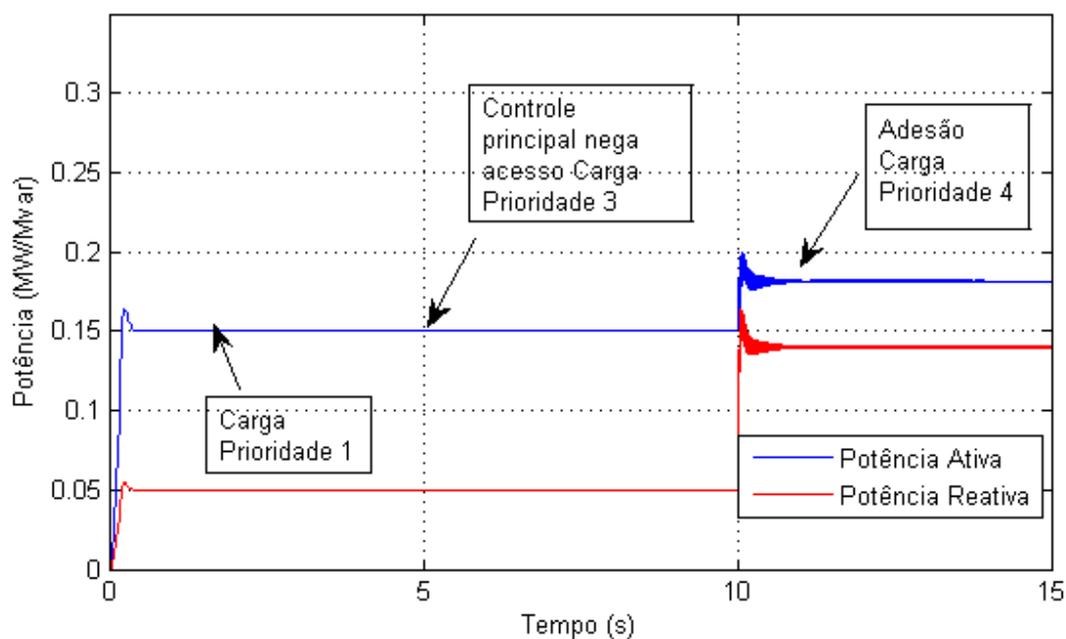


Fonte: Produção própria do autor.

O pedido de conexão de cargas que extrapolem as fronteiras de capacidade é negado tanto pelo primeiro estágio quanto pelo segundo estágio. Supondo que a carga de prioridade 3 na verdade seja $600 \text{ kW} + j60 \text{ kvar}$, o resultado da simulação é mostrado no Gráfico 21.

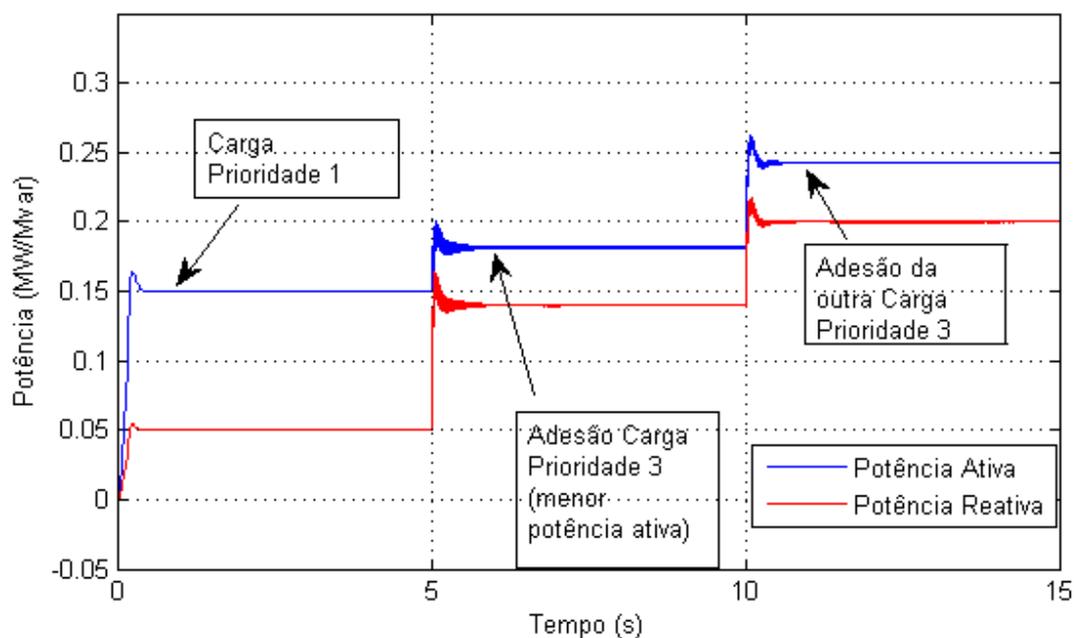
Caso ambas as cargas tenham a mesma prioridade, o primeiro estágio prioriza a carga com menor potência ativa. Esta escolha foi feita com o intuito de sempre que possível dar degraus menores de potência ativa, preservando a célula a combustível. Posteriormente, o segundo estágio realiza a verificação da outra carga. O Gráfico 22 mostra este resultado.

Gráfico 21 - Controle de Demanda com carga que extrapola os limites de capacidade



Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 22 - Controle de Demanda para cargas com mesma prioridade



Fonte: Produção própria do autor.

5.4.2 Caso II: Funcionamento Comprometido da CaC

No caso anterior, o controle de demanda foi realizado com base no funcionamento normal da célula a combustível. Em suma, a CaC poderia gerar 440 kW e, descontando-se as perdas, considerou-se a fronteira ativa de capacidade em 400 kW.

Contudo, é possível pensar a célula como um conjunto de módulos, como mostrado na Figura 32. Caso haja algum problema em um dos módulos, a capacidade de geração da CaC é comprometida, porém não totalmente.

Figura 32 - Composição modular de uma célula a combustível



Fonte: BLOOM ENERGY. (2015).

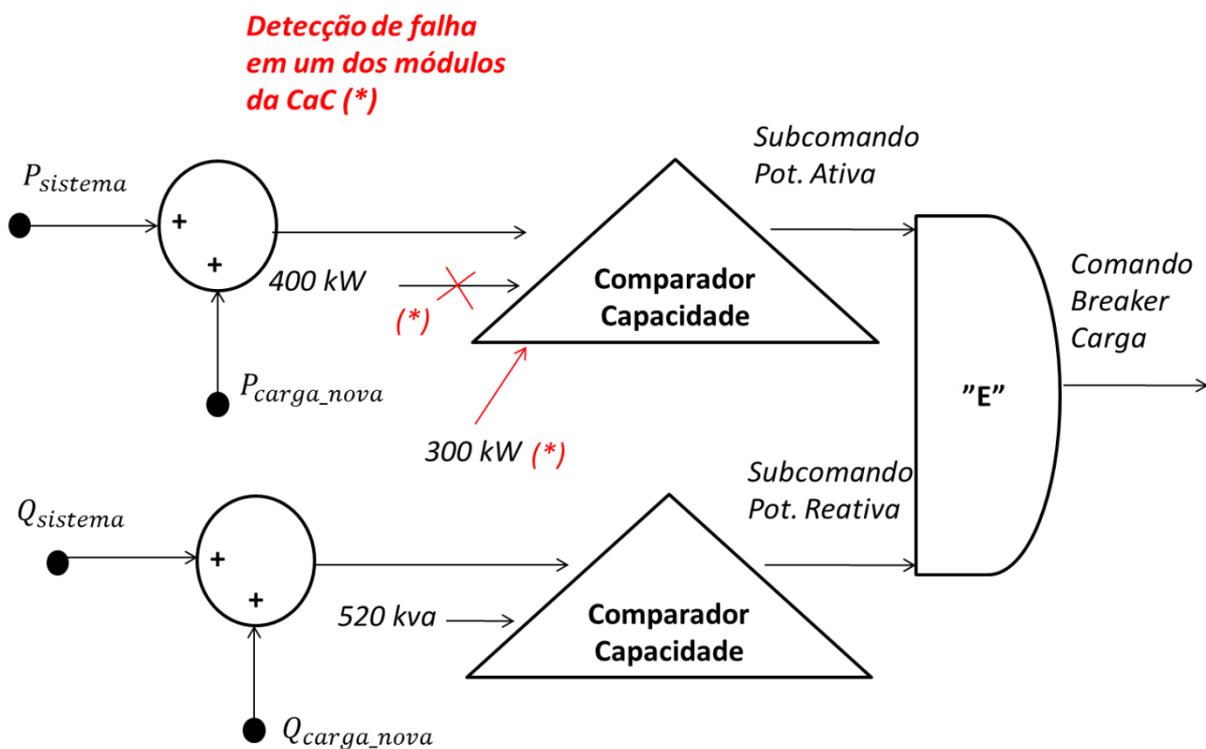
Neste trabalho, considera-se a CaC formada por 4 (quatro) módulos (ou sistemas) de 110 kW, totalizando 440 kW. Assim, o Caso II contempla o comprometimento de um desses módulos, reduzindo a capacidade de geração da célula a 75%, ou 330 kW. Como há, no total, 384 células individuais, cada módulo contém 96 células individuais empilhadas.

No controle de demanda, quando é comprometido um módulo da CaC, a fronteira ativa de capacidade deve ser reduzida. Considerando-se as perdas do sistema, a nova fronteira foi fixada em 300 kW. Já a fronteira reativa não foi alterada, uma vez que está inteiramente relacionada com o funcionamento do inversor. Hipoteticamente, como o limite ativo sofre redução, a fronteira reativa de capacidade poderia ser expandida para um valor superior a 520 kvar (mantendo o módulo da potência aparente). Entretanto, neste trabalho, optou-se pela manutenção da fronteira reativa.

Dessa maneira, pode-se pensar em duas situações. Na primeira delas, quando ocorre a falha do módulo, a demanda do sistema é inferior a 300 kW (novo limite de potência ativa). Logo, basta que o controle de demanda detecte a falha no módulo e altere a fronteira de

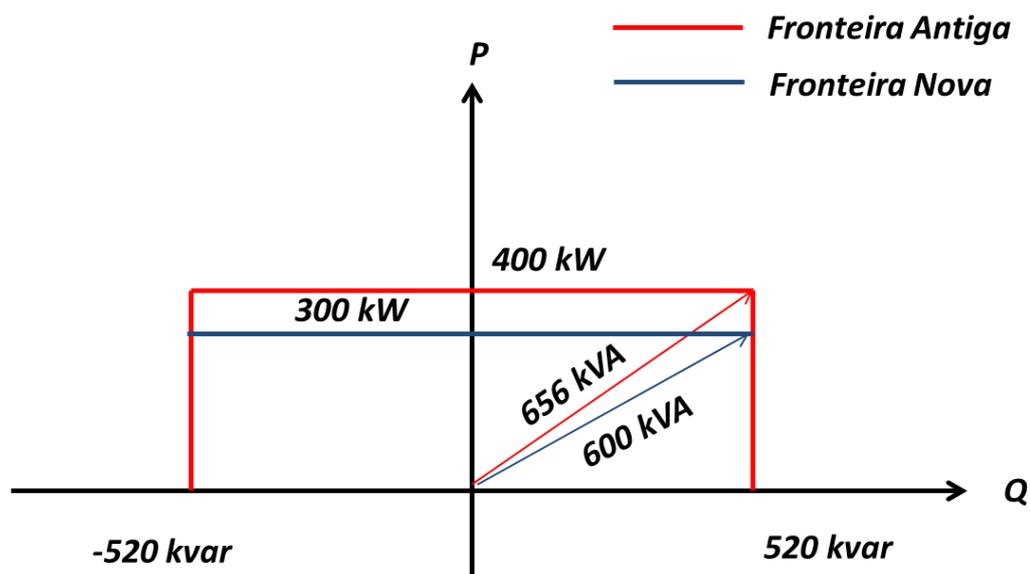
capacidade de 400 kW para 300 kW para a conexão de novas cargas. A Figura 33 apresenta essa alteração no controle de demanda. A Figura 34 mostra a nova região de capacidade.

Figura 33 - Controle de Demanda com Detecção de Falha



Fonte: Produção própria do autor.

Figura 34 - Nova fronteira de capacidade



Fonte: Produção própria do autor.

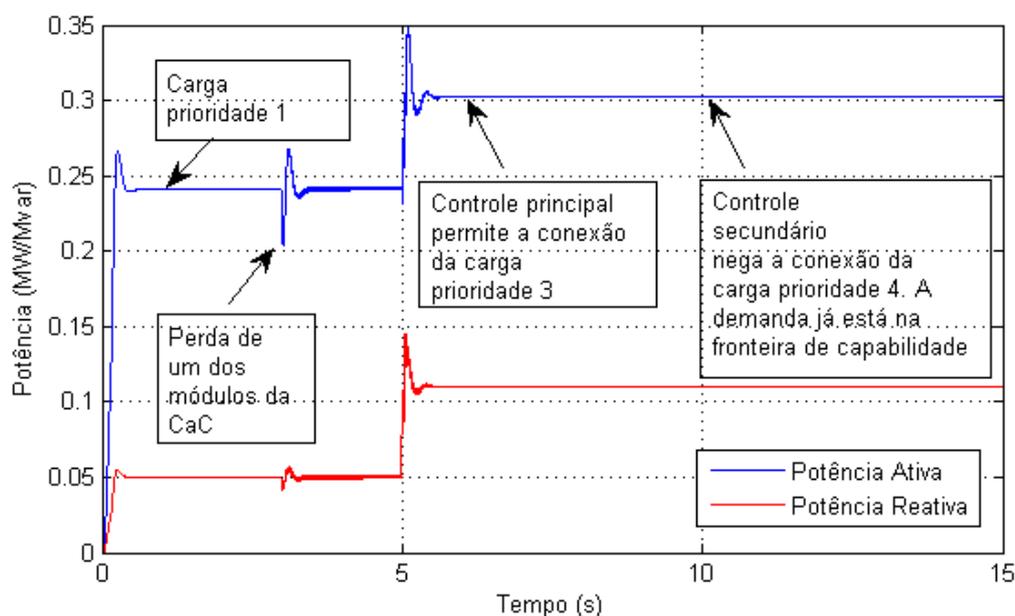
O Quadro 16 apresenta as cargas utilizadas nesta simulação. Ocorre a falha de um dos módulos da CaC no instante $t=3$ s. Analogamente ao caso anterior, em $t=5$ s, analisam-se os pedidos de acesso, agindo o primeiro estágio. Em $t=10$ s, o segundo estágio avalia a possibilidade de adesão da carga que foi rejeitada pelo primeiro estágio. O Gráfico 23 apresenta os resultados.

Quadro 16 - Cargas da simulação com CaC comprometida

Prioridade	Potência (P+jQ)
1	240 kW+j50 kvar
3	60 kW+j60 kvar
4	30 kW+j90 kvar

Fonte: Produção própria do autor.

Gráfico 23 - Controle de demanda com CaC parcialmente comprometida

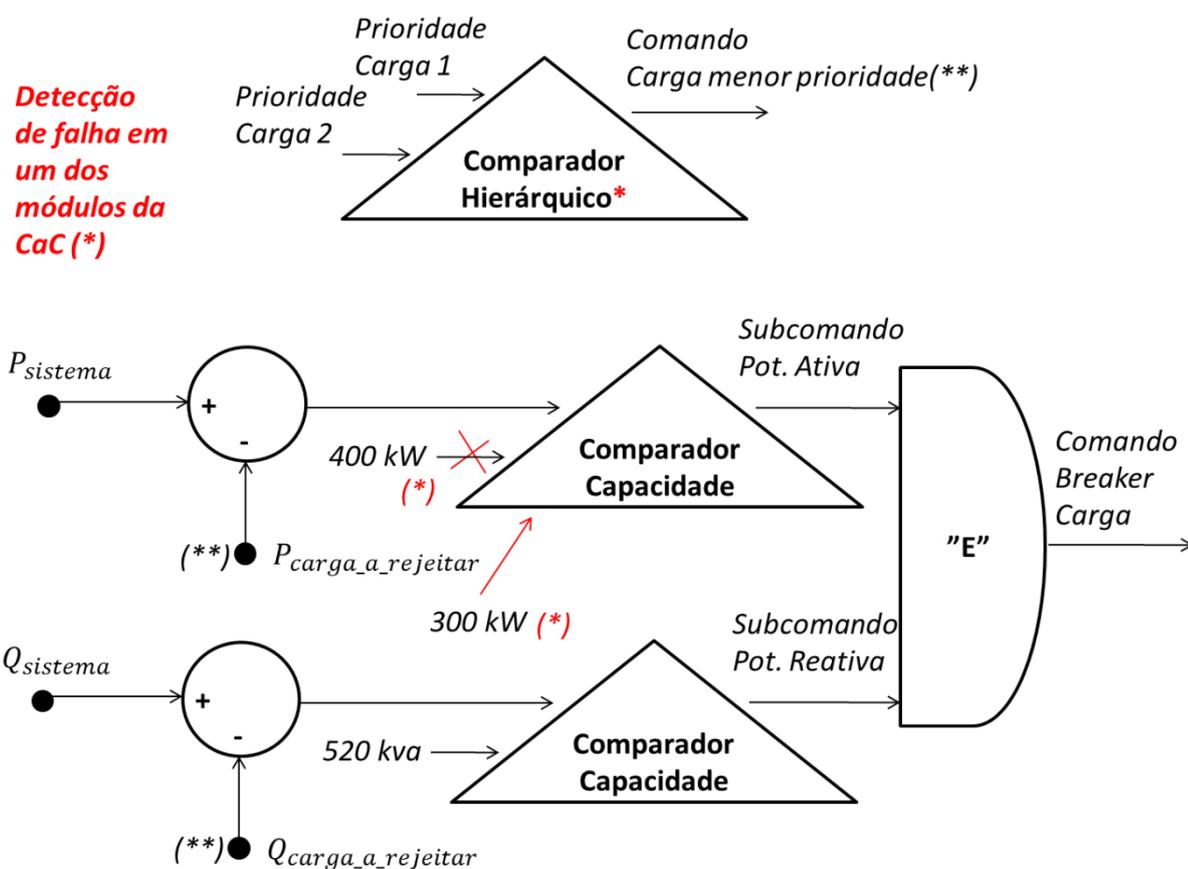


Fonte: Produção própria do autor.

Como mostrado no Gráfico 23, à carga de prioridade 4 é negada a conexão ao sistema, uma vez que, com a conexão da carga de prioridade 3, o sistema já se encontra na fronteira ativa de capacidade.

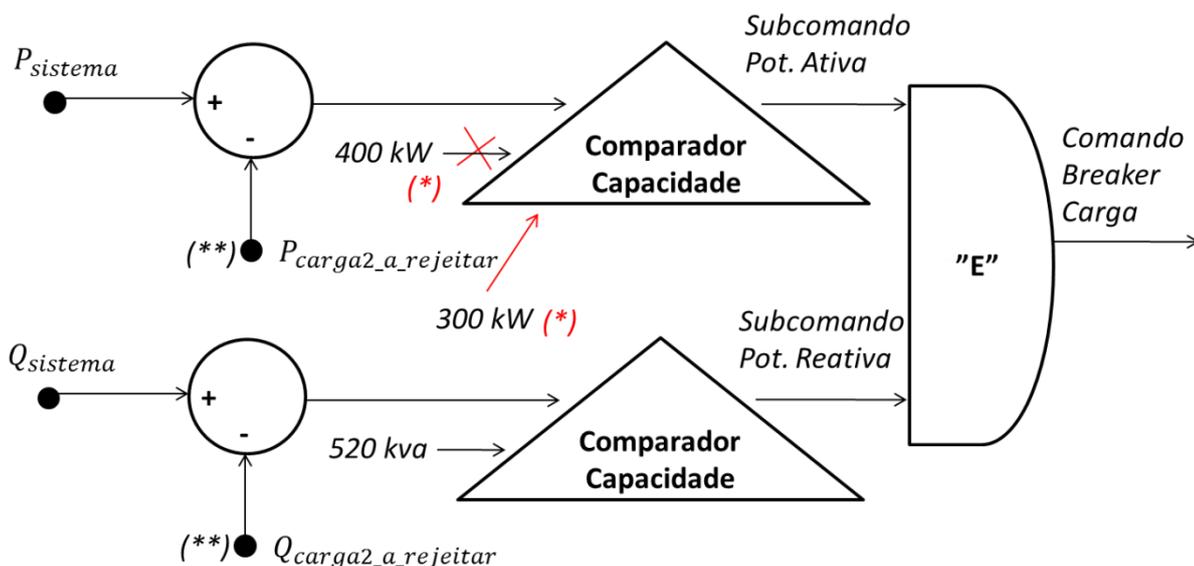
Na segunda situação analisada, a demanda do sistema é superior a 300 kW (novo limite de potência ativa) quando ocorre a perda de um dos módulos da célula. Assim, o CLD deve ser responsável por rejeitar cargas de menor prioridade, adequando a demanda à nova realidade do sistema (funcionamento de apenas 3 módulos da CaC). A Figura 35 e a Figura 36 apresentam, respectivamente, o primeiro estágio do CLD e o segundo estágio com a adaptação de rejeição de cargas.

Figura 35 - CLD primário com rejeição de cargas



Fonte: Produção própria do autor.

Figura 36 – Segundo estágio do CLD com rejeição de carga



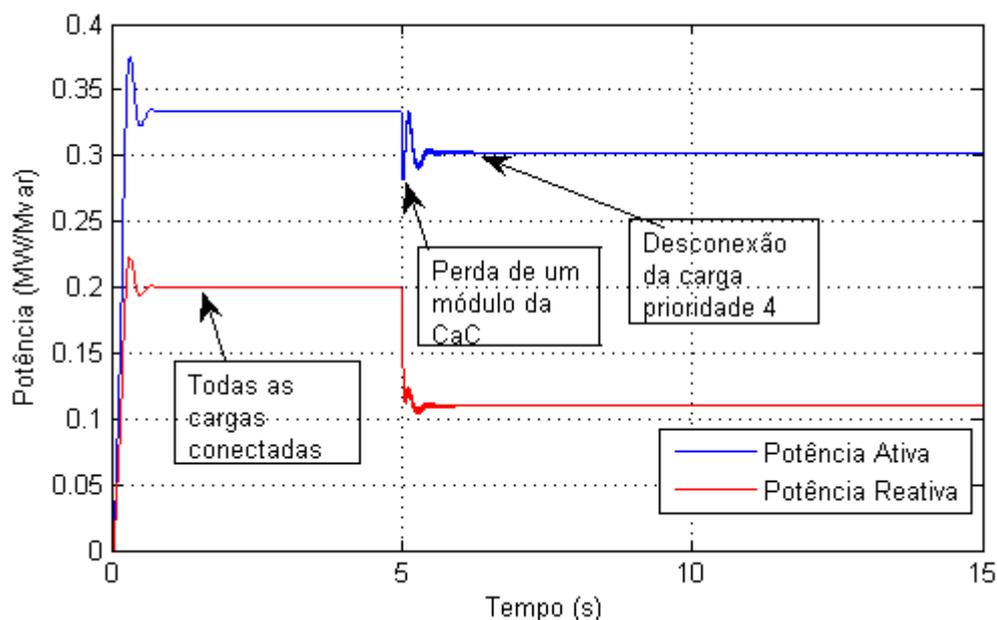
Fonte: Produção própria do autor.

Como observado na Figura 35, ao ocorrer a falha de um dos módulos da CaC, o primeiro estágio do CLD detecta a carga de menor prioridade, desconectando-a (ao *breaker* desta carga, é enviado o comando 0, que significa desconexão). Em seguida, como visto na Figura 36, caso a desconexão da primeira carga não seja suficiente para adequar a demanda à nova capacidade do sistema, a outra carga – de maior prioridade – também é desconectada. O segundo estágio só age nesse caso. Se a desconexão da carga de menor prioridade for suficiente para a adequação do sistema, não há ação do segundo estágio do CLD. Caso seja necessário rejeitar mais de duas cargas, o algoritmo pode se repetir até que se chegue à adequação necessária ao sistema.

A atuação do CLD primário e do segundo estágio se dá no mesmo instante, uma vez que em momento algum se pode demandar da CaC mais do que sua capacidade de geração (isso a levaria ao colapso).

Uma nova simulação foi realizada com as cargas do Quadro 16. Estas se iniciam conectadas ao sistema e, em $t = 5\text{ s}$, ocorre a perda de um dos módulos da CaC. O Gráfico 24 apresenta o resultado.

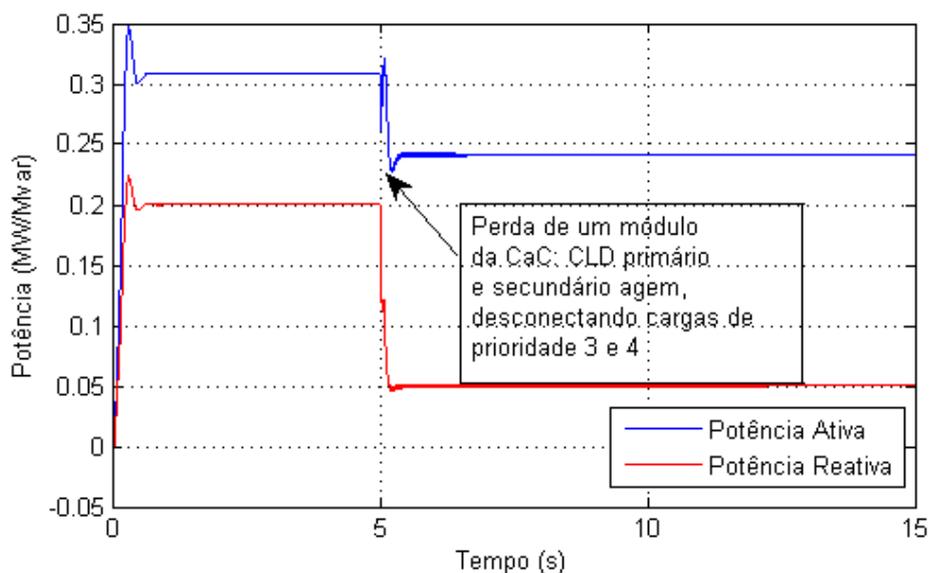
Gráfico 24 – Rejeição de carga após perda de um módulo da CaC



Fonte: Produção própria do autor.

No Gráfico 24, observa-se que não foi necessária a atuação do segundo estágio do CLD. A desconexão da carga de menor prioridade foi suficiente para adequar a demanda à fronteira de capacidade. Caso a carga de prioridade 3 seja $70 \text{ kW} + j60 \text{ kvar}$ e a de prioridade 4 seja $10 \text{ kW} + j90 \text{ kvar}$, observa-se no Gráfico 25 a atuação do CLD segundo estágio, além do primeiro.

Gráfico 25 – Rejeição de cargas com ação de CLD primário e segundo estágio

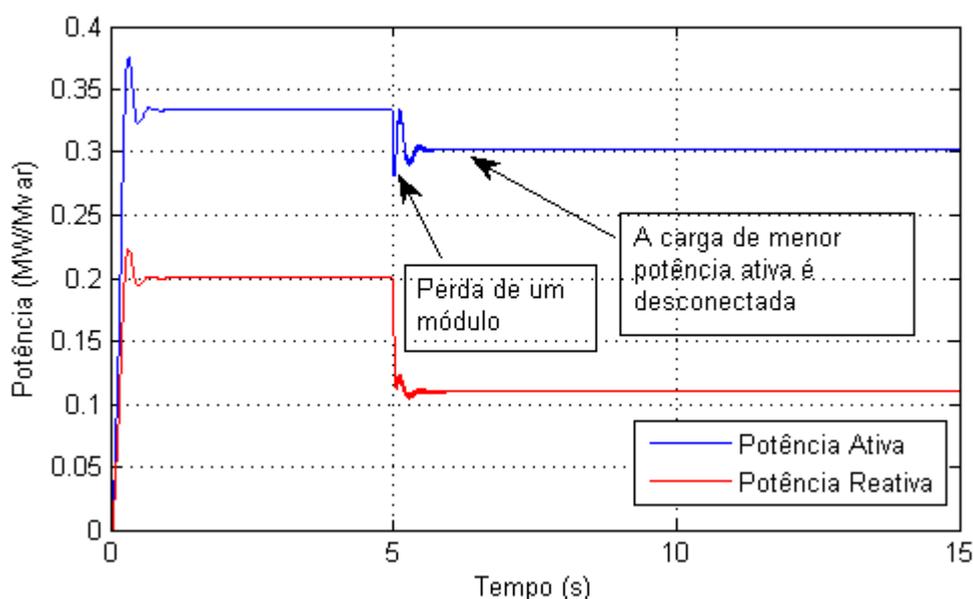


Fonte: Produção própria do autor.

Como se observa no Gráfico 25, antes da perda de um módulo da CaC, a demanda ativa era de 320 kW. Após a perda do módulo, caso apenas a carga de prioridade 4 fosse desconectada, a demanda ativa seria de 310 kW, acima da nova fronteira de capacidade (300 kW). Dessa forma, o segundo estágio realiza a desconexão da carga de prioridade 3, levando a demanda ativa a 240 kW.

Caso ambas as cargas tenham a mesma prioridade, o primeiro estágio desconecta a carga que apresenta menor potência ativa. Caso essa medida não seja suficiente, o segundo estágio realiza a desconexão da outra carga. A ação do CLD ocorre dessa maneira com o intuito de situar a demanda o mais próximo possível da fronteira de capacidade. O Gráfico 26 apresenta os resultados dessa situação para as cargas do Quadro 16.

Gráfico 26 - Rejeição de carga em situação de prioridades iguais



Fonte: Produção própria do autor.

5.4.3 Caso III: Funcionamento da CaC com eletrolisador e tanque de hidrogênio

O último caso simulado neste trabalho considera a instalação de um eletrolisador e de um tanque de hidrogênio no sistema.

Na modelagem da célula a combustível apresentada neste trabalho e em muitos trabalhos da literatura técnica, o fluxo de combustível é modelado em função da corrente de carga. Essa modelagem considera que é possível fornecer tanto combustível quanto seja necessário, não considerando que, na realidade, o tanque de hidrogênio apresenta capacidade finita e necessidade de reabastecimento.

Com o intuito de introduzir no sistema um mecanismo de armazenamento, o Caso III avalia o controle de demanda quando há um eletrolisador que, a partir da potência excedente do sistema, produz hidrogênio e o armazena em um tanque.

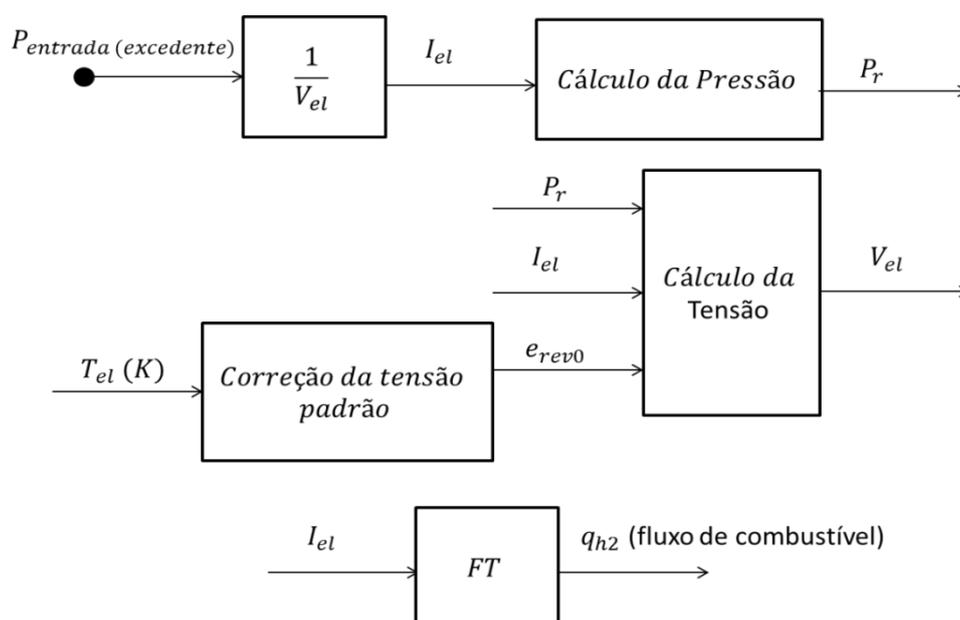
O Caso III mostra que, no funcionamento normal da CaC, a potência excedente gerada pela CaC é utilizada para produzir e armazenar hidrogênio em um tanque reserva. Quando ocorre um corte parcial da fonte principal de hidrogênio, o tanque reserva entra em ação, disponibilizando o complemento de hidrogênio necessário para o funcionamento normal do sistema. O Quadro 17 apresenta os dados do eletrolisador e do tanque de hidrogênio. No Apêndice B, é apresentada a modelagem do eletrolisador. A Figura 37 apresenta o diagrama do eletrolisador.

Quadro 17 - Dados do Eletrolisador e do Tanque de Hidrogênio

Grandeza	Unidade ou valor
Potência máxima de entrada	30 kW
Pressão (potência máxima)	150 bar
Resistência equivalente	0,126 Ω
Rendimento (potência máxima)	77,5 %

Fonte: Produção própria do autor.

Figura 37 - Diagrama esquemático do eletrolisador



Fonte: Produção própria do autor.

Como se pode observar pela Figura 37, calcula-se a pressão P_r com base na potência de entrada $P_{entrada}$. A temperatura de operação do eletrolisador, T_{el} , é utilizada para corrigir a tensão padrão (de circuito aberto), e_{rev0} . A malha se fecha com o cálculo da tensão do eletrolisador V_{el} , que é utilizada para o cálculo da corrente do eletrolisador I_{el} . A saída do sistema é o fluxo de combustível, calculado pela corrente a partir de uma função de transferência FT , cujos parâmetros são recomendados na literatura de eletrolisadores do tipo PEM (Tlili, Neily e Salem, 2014).

Além dos blocos mostrados na Figura 37, foi calculado o rendimento teórico do dispositivo. Os procedimentos para tais cálculos foram os mesmos explicitados no Apêndice A para CaCs. O rendimento real é obtido a partir do rendimento teórico por meio da Equação (23), mostrada no Capítulo 3. O valor apresentado no Quadro 17 é o rendimento real do eletrolisador para o caso de potência máxima.

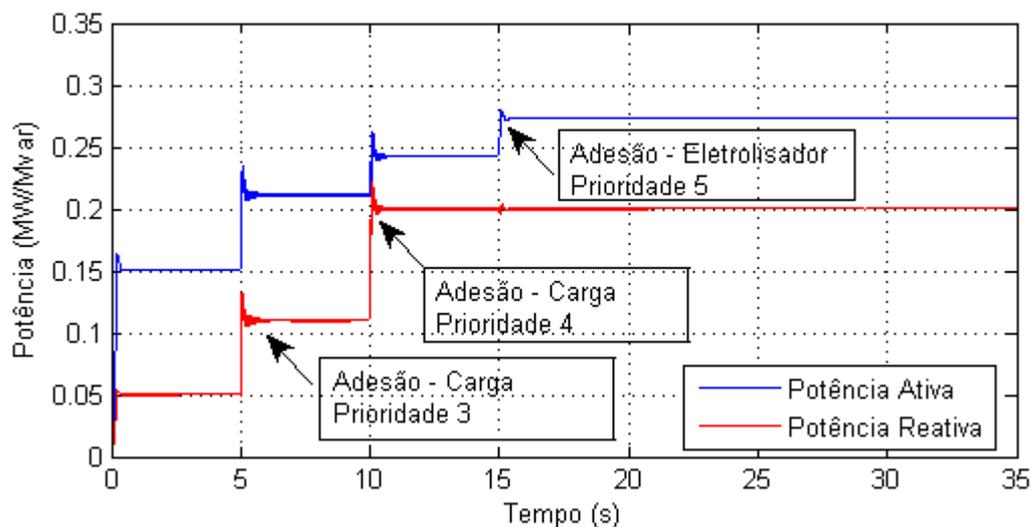
No que concerne ao tanque de hidrogênio, sua modelagem foi realizada a partir da Equação (81).

$$Volume (h2) = \frac{massa\ hidrog\ênio}{densidade\ hidrog\ênio} \cdot tempo \cdot q_{h2} (m^3) \quad (81)$$

De acordo com a Equação (81), o volume de hidrogênio obtido no eletrolisador e armazenado no tanque é o produto do fluxo de combustível pelo tempo de simulação - variável *tempo* na Equação (81) - multiplicados pela razão entre a massa molar e a densidade do combustível.

Considerando-se o funcionamento normal da CaC, o eletrolisador passa a operar a partir da potência excedente, respeitando-se o limite de 30 kW (potência de entrada do eletrolisador). Do ponto de vista da CaC, este dispositivo é considerado como uma carga adicional ao sistema. No que diz respeito à hierarquia de cargas, o eletrolisador apresenta prioridade 5. Considerando-se as cargas do Quadro 15, o Gráfico 27 mostra o comportamento da demanda com a inserção do eletrolisador.

Gráfico 27 - Gerência da demanda com eletrolisador

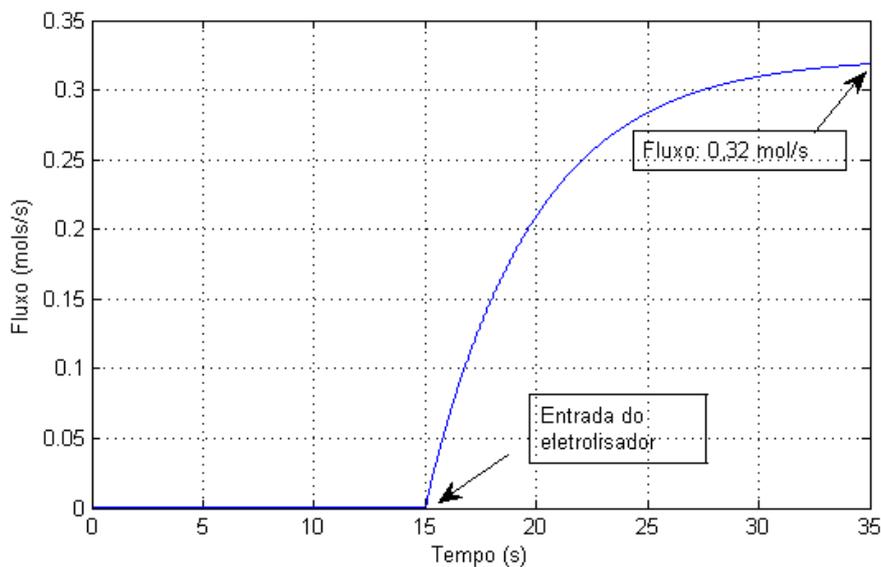


Fonte: Produção própria do autor.

Como se observa no Gráfico 27, as cargas de prioridade 3 e 4 são as primeiras a se conectarem ao sistema, respectivamente. O eletrolisador, por possuir prioridade 5, só tem a adesão permitida em $t = 15$ s. Analogamente às outras cargas, a entrada do eletrolisador só é permitida caso sua inserção respeite a fronteira ativa de capacidade (ou seja, há excedente de potência e não houve mais pedidos de acesso de cargas com maior prioridade). Ressalta-se que o eletrolisador em questão não é a fonte principal de hidrogênio. A fonte principal é um fluxo de hidrogênio calculado a partir da corrente de demanda, como explicitado anteriormente. O eletrolisador, modelado nesta Seção, é uma fonte secundária de hidrogênio.

Neste caso, além da demanda, é válido observar o comportamento de algumas variáveis concernentes ao eletrolisador. O Gráfico 28 apresenta a variável de saída, o fluxo de combustível.

Gráfico 28 - Fluxo de combustível do eletrolisador

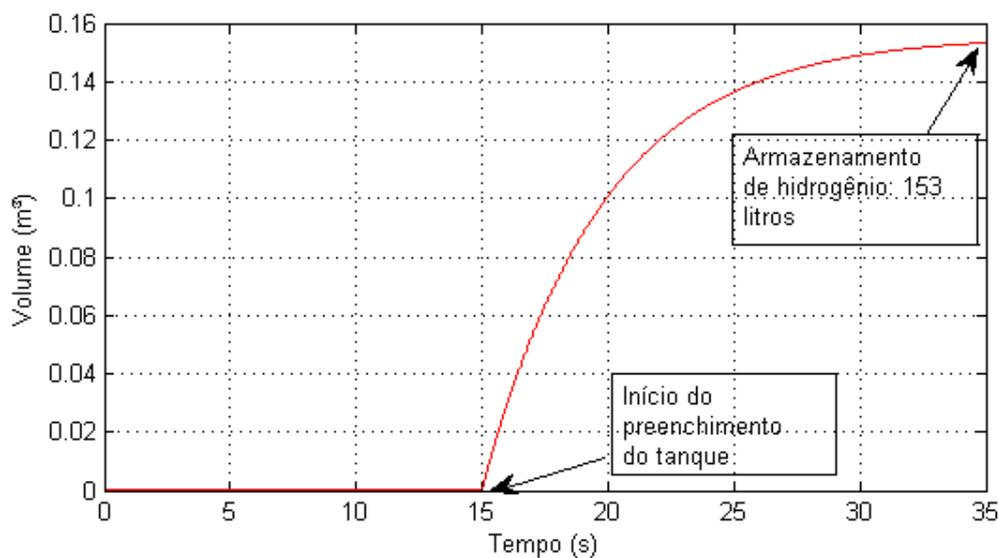


Fonte: Produção própria do autor.

No Gráfico 28, é possível perceber que, dada a dinâmica do eletrolisador (análoga à da CaC), a partir do início de seu funcionamento, o fluxo de combustível é elevado até o seu valor estacionário, cerca de 0,32 mol/s. O valor é respectivo à potência de entrada de 30 kW.

Quanto ao tanque que armazena o combustível gerado no eletrolisador, o seu preenchimento apresenta o mesmo comportamento do fluxo. Isso é mostrado no Gráfico 29.

Gráfico 29 - Volume de hidrogênio no tanque



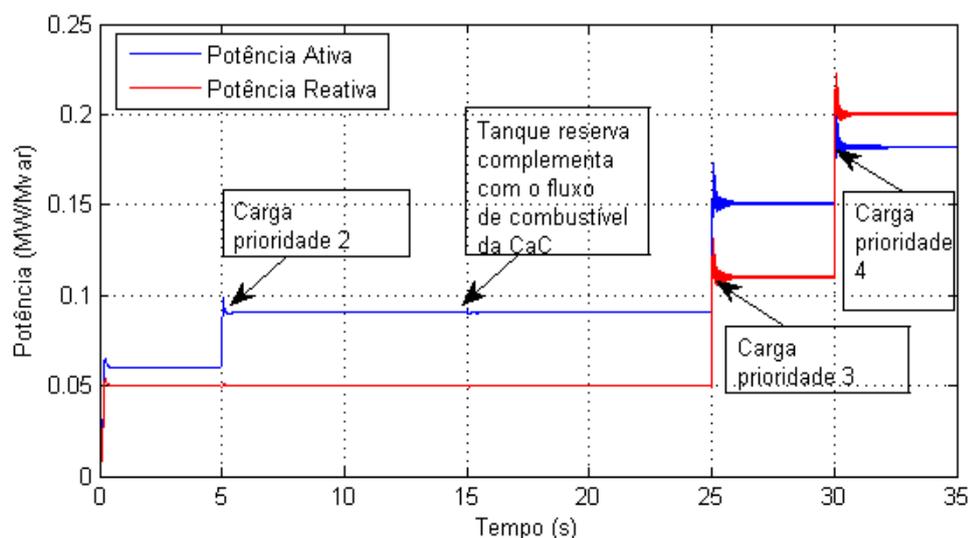
Fonte: Produção própria do autor.

De acordo com o Gráfico 29, todo o fluxo de hidrogênio produzido no eletrolisador é direcionado ao tanque de hidrogênio. Uma vez que 30 kW, é por definição de projeto do eletrolisador, a potência máxima de entrada, nota-se que 153 litros é o volume de hidrogênio direcionado ao tanque na situação de potência máxima. A restrição de 30 kW tem relação direta com a pressão máxima admissível no eletrolisador, em torno de 150 bar.

Outra situação possível com a inserção do eletrolisador é no caso de um corte parcial no fornecimento principal de hidrogênio. Caso isso ocorra, o tanque reserva de combustível deve disponibilizar o hidrogênio de forma a complementar o fornecimento principal.

O Gráfico 30 ilustra o caso. Em $t = 5$ s, uma carga de prioridade 2 se conecta ao sistema. Em $t = 15$ s, ocorre um corte de 30% da fonte principal de combustível. 100 milissegundos depois, o tanque reserva começa a fornecer o combustível, suprimindo a defasagem da fonte principal. A partir daí, o primeiro e o segundo estágios que realizam a gerência da demanda agem normalmente, como no Caso I. Isso se verifica, pois em $t = 25$ s e em $t = 30$ s, cargas de prioridade 3 e 4 se conectam ao sistema, respectivamente.

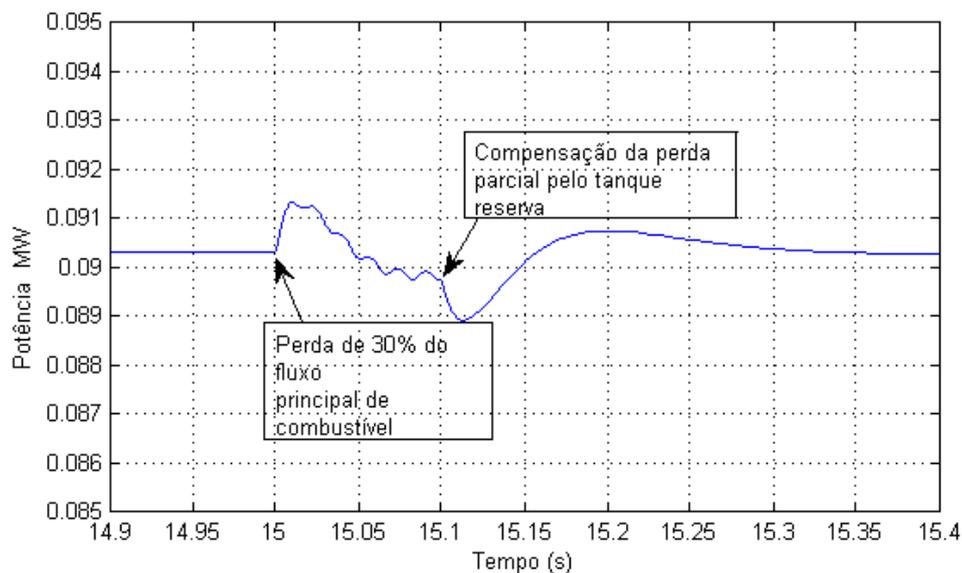
Gráfico 30 - Gerência de Demanda com fornecimento do tanque reserva



Fonte: Produção própria do autor.

O Gráfico 31 mostra uma ampliação do Gráfico 30 nos instantes próximos a $t = 15$ s. Nele, é possível observar uma oscilação momentânea na potência, que se finda assim que o tanque reserva entra com o fluxo complementar em $t = 15,1$ s.

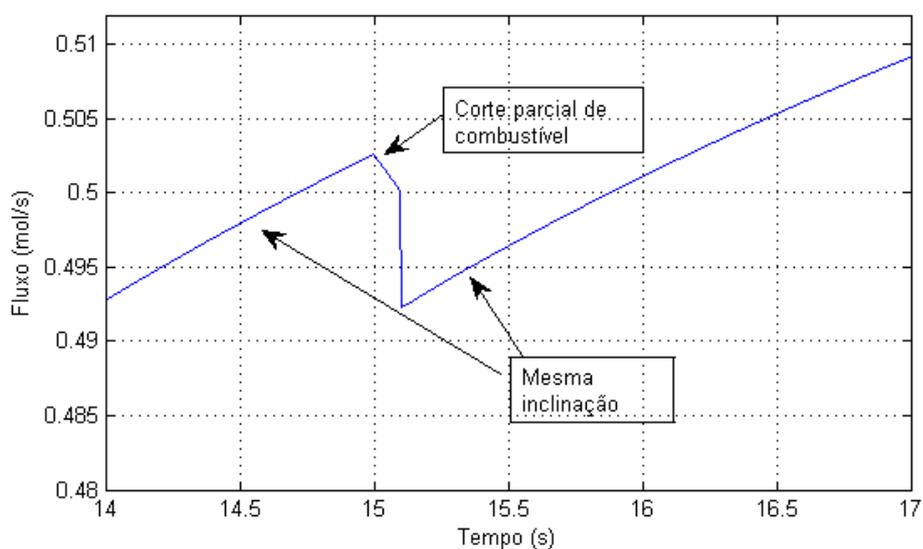
Gráfico 31 - Ampliação do Gráfico 30



Fonte: Produção própria do autor.

É válido observar também o comportamento do fluxo de combustível direcionado à CaC no transitório de $t = 15$ s. O Gráfico 32 apresenta esta grandeza.

Gráfico 32 - Fluxo de combustível da CaC

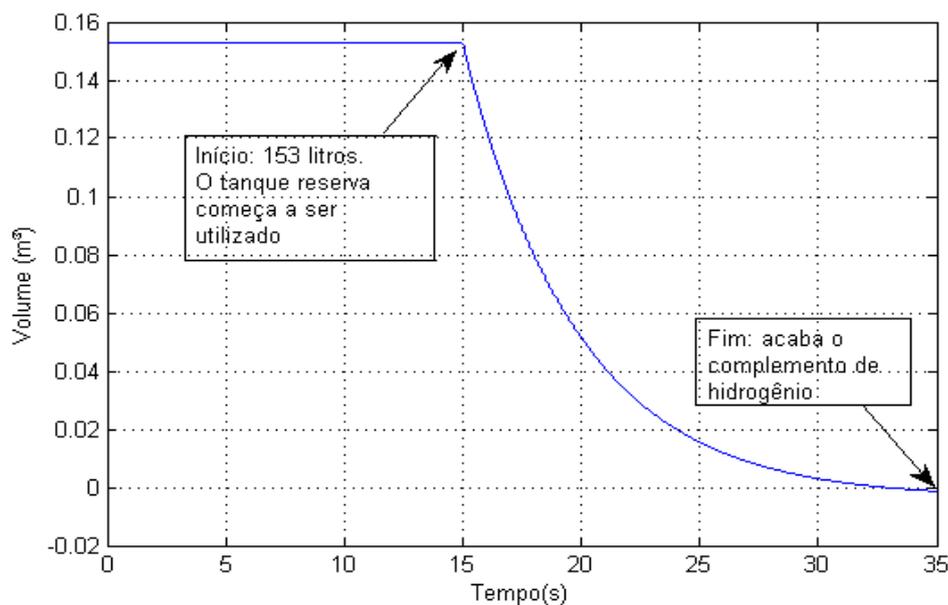


Fonte: Produção própria do autor.

O Gráfico 32 mostra que quando ocorre o corte parcial de combustível, o fluxo direcionado à CaC se reduz. Assim que o tanque reserva fornece o complemento de

combustível necessário para a manutenção do sistema, o fluxo de hidrogênio restabelece seu comportamento. O volume do tanque sendo esvaziado é apresentado no Gráfico 33.

Gráfico 33 - Tanque reserva sendo utilizado como complemento de hidrogênio



Fonte: Produção própria do autor.

Na eventualidade de o combustível do tanque reserva acabar, devem ser iniciados os procedimentos de rejeição de carga, como no Caso II. De forma análoga, a fronteira de capacidade se altera, reduzindo seu limite ativo. Em seguida, o comparador hierárquico verifica a prioridade das cargas a fim de realizar primeiro a rejeição das cargas de menor prioridade. Este processo se repete até que a demanda se adeque à nova fronteira.

5.5 Considerações Finais

As simulações apresentadas neste capítulo objetivaram ilustrar possíveis casos de gerência de demanda em um sistema isolado. A existência de uma única fonte em uma localidade isolada traz consigo a necessidade de gerenciar o acesso ao sistema, garantindo que atividades ou serviço de maior prioridade sejam constantemente atendidos.

O estabelecimento de uma fronteira de capacidade e de uma hierarquia de cargas tornou possível a implementação dos controles no primeiro e segundo estágio, que conferiam ambas as condições antes de garantir o acesso ao sistema. Isso permitiu a preservação da integridade da célula a combustível, bem como um fornecimento de energia mais consciente.

Os três casos analisados (e seus respectivos subcasos) ratificaram a necessidade da existência desses estágios do CLD.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O provisionamento de energia em localidades remotas é uma tarefa complexa, que requer estudos aprofundados acerca da região e do potencial das fontes a serem inseridas. O uso de células a combustível, em especial as de óxido sólido, se mostra uma boa alternativa, dado que a fonte em questão não apresenta as intermitências de fontes renováveis, como a solar e a eólica. Entretanto, seu uso, assim como de outras FREs, está atrelado a políticas de incentivo à redução dos custos de implementação.

No Capítulo 3, foram apresentados os conceitos principais acerca de CaCs e eletrolisadores. Foi descrita a modelagem matemática da célula de óxido sólido, bem como os rendimentos teórico e prático.

A partir das definições do Capítulo 3, no Capítulo 4 realizaram-se as modelagens da CaC e dos dispositivos de eletrônica de potência. Utilizou-se um conversor *boost* para regular a tensão da CaC. O seu projeto contemplou as razões cíclicas mínima e máxima, de forma a garantir o modo contínuo de operação em toda a faixa de valores possíveis. Pelos valores escolhidos, observou-se que a tensão de saída do conversor apresentou baixo percentual de *ripple*, cerca de 0,42%.

Quanto ao inversor, modelou-se um VSI, aliado a um controle PWM com correção de tensão, o que garantiu a manutenção da amplitude da tensão alternada mesmo com a variação de cargas. O filtro LCL, conectado após o inversor, garantiu uma tensão senoidal para as cargas. Mostrou-se no diagrama de Bode que não houve amplificação nos entornos da frequência de chaveamento do VSI (10 kHz).

Com o intuito de realizar a modelagem simplificada do sistema previamente ao controle de demanda, as perdas de condução foram mapeadas e obteve-se sua curva de tendência em função das potências geradas. Este passo foi necessário, uma vez que as modelagens do conversor e do inversor baseadas em equações não contabilizavam as perdas nestes dispositivos. Estas perdas foram inseridas no *link* CC.

Da mesma forma como feito com as perdas, foi necessário relacionar a frequência do sistema com alguma variável que apresentasse variações frente às alterações de demanda. Notou-se que a tensão de saída do conversor CC apresentava um comportamento similar. Dessa forma, por meio da curva de tendência, foi possível incluir no modelo simplificado transientes de frequência quando da variação de demanda.

Comparando as modelagens, verificou-se que a modelagem simplificada representa bem o comportamento do sistema quando comparada com a modelagem completa, principalmente graças à inclusão das perdas. Apesar de a modelagem de frequência não ter apresentado a mesma precisão, constatou-se que isso não interfere significativamente no desempenho do sistema. O objetivo mais importante – levar em consideração transientes de frequência – foi alcançado.

No Capítulo 5, foi apresentada a fronteira de capacidade, a hierarquia de cargas e o controle CLD. Para exemplificar a operação do controle, foram realizadas simulações em três casos.

No Caso I, foi mostrado que, caso haja pedidos de conexão ao sistema no intervalo de 5 minutos, primeiramente verifica-se a hierarquia das cargas. A carga de maior prioridade é escolhida e verifica-se se sua inserção ainda mantém o sistema dentro dos limites de capacidade. Posteriormente, verifica-se se a segunda carga pode ser conectada ao sistema, respeitando também os referidos limites. Além disso, mostrou-se que, caso cargas de prioridades iguais solicitem conexão ao sistema, opta-se por conectar primeiramente a carga de menor potência ativa, visto que esta imprimirá menor degrau ao sistema.

No Caso II, avaliou-se o CLD frente à perda de um módulo da CaC. Com isso, a fronteira de capacidade foi reduzida de 400 kW para 300 kW em seu limite ativo. Dos subcasos analisados, mostrou-se que, quando a demanda nos instantes anteriores à perda do módulo já se encontrava abaixo de 300 kW, a única alteração no sistema é a mudança da fronteira de capacidade. Já na situação de potência superior a 300 kW, é necessário realizar rejeição de cargas. Dessa forma, o comparador hierárquico detecta a carga de menor prioridade para rejeitá-la primeiramente. Rejeições posteriores são realizadas até que o sistema se enquadre à nova fronteira. No caso de cargas com prioridades iguais, rejeita-se a carga de menor potência ativa, rejeitando-se a segunda somente se a potência gerada ainda estiver superior ao novo limite ativo de potência do sistema. Objetivando-se a preservação da CaC, essas rejeições são praticamente realizadas ao mesmo tempo, com diferenças máximas de 100 ms entre o instante da perda do módulo e a desconexão.

No Caso III, avaliou-se a inserção de um eletrolisador e de um tanque reserva de hidrogênio. Como destacado anteriormente, o fluxo de combustível da CaC é modelado em função da corrente de carga – conforme Equação (39). Assim, não se considera a finitude deste combustível; ele está disponível na medida em que seja requerido pela carga. Para o eletrolisador, contudo, considerou-se que a potência excedente gerada pela CaC é direcionada

ao equipamento para a eletrólise da água e, conseqüentemente, a produção de combustível. O combustível então é armazenado em um tanque reserva. Como há uma relação entre a potência de entrada do eletrolisador e a pressão máxima admissível no processo, foi fixada para uma potência de entrada máxima 30 kW, 150 bar de pressão. Este último valor é encontrado na literatura acerca de eletrolisadores. Embora não tenha sido especificamente definido o volume do tanque reserva, pôde-se constatar em simulação um fluxo máximo de combustível de 0,32 mol/s, o que, para o tempo de simulação em questão, se traduziu no acúmulo de 153 litros de hidrogênio no tanque reserva. Estabelece-se então que este seria o volume mínimo do tanque reserva utilizado no sistema.

Ainda no Caso III, foi simulada a perda parcial de combustível da fonte principal da CaC. Com isso, avaliou-se a utilização do combustível disponível no tanque reserva. Observou-se que, quando ocorre a perda e em seguida a compensação pelo tanque reserva, há um transitório na potência e no fluxo de hidrogênio, de duração de pouco mais de 200 ms. Isso mostra que o conjunto formado por eletrolisador e tanque reserva são úteis para suprir parcialmente o sistema quando de uma contingência, mantendo-o em seu ponto de operação.

A respeito de trabalhos futuros, destaca-se que melhorias podem ser realizadas, principalmente no que tange o conversor *boost*. Devido à elevada corrente de partida deste dispositivo, há que se pensar em procedimentos para protegê-lo, além da inserção de carga mínima apresentada no trabalho.

Outro fato também não contemplado pelo trabalho e que inspira cuidados é, caso a CaC seja desconectada do conversor *boost*, quais medidas cabíveis devem tomadas.

Ainda sobre o conversor *boost*, em sua função de transferência, há um zero no semiplano lateral direito, entre a tensão de saída e a razão cíclica. Este zero pode causar problemas de instabilidade, dependendo da frequência em malha fechada. Tal fato não foi abordado neste trabalho. Contudo, o emprego de duas malhas de controle no conversor (uma interna de corrente e uma externa de tensão) simplificaria a função de transferência e não seria mais observado o efeito do zero no semiplano lateral direito.

Quanto ao sistema, ressalta-se que este ainda pode ser explorado. Pode-se, por exemplo, modelar a fonte principal de combustível da CaC, considerando um tanque com quantidade finita de hidrogênio.

Além disso, pode-se inserir outra fonte renovável, como a solar, e outro mecanismo de armazenamento de energia, como um banco de baterias. Assim, poder-se-ia avaliar o despacho das fontes e dos sistemas de armazenamento: a fonte solar poderia utilizar seu

excedente para eletrolisar a água, produzindo o hidrogênio que seria utilizado pela CaC. O banco de baterias poderia ser despachado caso somente o eletrolisador não conseguisse absorver o excedente de potência, dentre outras situações.

Com a inserção de novas fontes de energia/sistemas de armazenamento, alterações seriam necessárias no que tange os aspectos de controle. A implementação de um controle *droop*, por exemplo, tornaria a manutenção de tensão e frequência do sistema uma tarefa a ser desempenhada pelo banco de baterias. Até mesmo a inclusão de uma lógica *fuzzy* poderia ser considerada para o gerenciamento da demanda do sistema isolado.

Por fim, cabe ressaltar o uso da cogeração, que aumentaria o rendimento da CaC, e por conseguinte, do sistema como um todo. O calor residual (*waste heat*) poderia ser utilizado com o propósito de aquecimento em residências da comunidade isolada, o que levaria a redução do consumo de energia elétrica para esse fim.

REFERÊNCIAS

AKKINAPRAGADA, N.; CHOWDHURY, B.W. **IEEE Transactions On Power Systems**, New York, v.6, p.553-560, 2006.

AKKINAPRAGADA, N. **Dynamic Modeling and Simulations of Solid Oxid Fuel Cells for Grid-Tied Applications**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Missouri-Rolla, Missouri, 2007.

ALMEIDA, A.T.; MOURA, P.S. **Hidrogênio e células de combustível**. 2005. Projeto de Graduação (Graduação em Física) – Colegiado de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2005.

AMERICAN HISTORY. **Solid Oxide Fuel Cell History**. Disponível em: <<http://americanhistory.si.edu/fuelcells/so/sox1.htm>>. Acesso em: 23 mai. 2015.

BACH, V.R. **Dimensionamento da Capacidade de Produção de Hidrogênio a partir da Energia Vertida Turbinável de Itaipu e sua Utilização em Veículos Automotivos**. 2013. Projeto de Graduação (Graduação em Tecnologia em Biocombustíveis) – Colegiado de Tecnologia em Biocombustíveis, Universidade Federal do Paraná, Palotina, 2013.

BANCO MUNDIAL. **Estadão E&N**. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,segundo-o-banco-mundial-1-2-bilhao-de-pessoas-nao-tem-eletricidade,154858e>>. Acesso em: 30 mar. 2015.

BARBIR, F. PEM Electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. **Solar Energy**, New York, v.78, p.661-669, 2005.

BEAINY, A.; KARAMI, N.; MOUBAYED, N. Simulink Model for a PEM Electrolyzer Based on an Equivalent Electrical Circuit. **IEEE Transactions On Power Systems**. Beirut, p. 145-149, 2014.

BLOOM ENERGY. **Energy Server Modular Architecture is offered in Bloom Fuel Cell**. Disponível em: <http://www.greentechlog.com/2010/02/energy_server_modular_architecture_is_offered_in_b.html>. Acesso em: 20 ago. 2015.

BOCKRIS, J. O'M. **Comprehensive Treatise of Electrochemistry**. Plenum Press, New York, v.10, 1981.

CALDERÓN, M.; RAMIREZ, A.; GONZÁLEZ, J.F. Cálculo, Diseño y Construcción de un banco de ensayo eólico-solar de laboratorio con apoyo de hidrógeno. In: CONGRESO IBEROAMERICANO DE ENERGÍA SOLAR, 9., 2008, Vigo. **Anales del 9º CIES**. Meio eletrônico.

CARNIELETTO, R. **Aproveitamento de Energia Vertida Turbinável para Produção de Hidrogênio e Geração Distribuída**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2011.

CAVALCANTE, A.W.A.; CARVALHO, P.C.; LIMA, L.C. Célula a Combustível e Bateria Integrados a Sistema Fotovoltaico. **Revista Tecnológica**, Fortaleza, v.26, n.2, p.196-206, dez. 2005.

ENERGY CENTER OF WISCONSIN. **Fuel Cells for Distributed Generation**. Disponível em: < <http://www.ecw.org/publications/fuel-cells-distributed-generation>>. Acesso em: 20 mai. 2015.

EL-MAATY, A. **Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Kassel, Kassel, 2005.

ECOULT, E.S.S. **Microgrid Energy Storage: Electrifying On-Grid and Remote Microgrids with Reliable and Clean Power**. Disponível em: <<http://www.ecoult.com/applications/microgrids/>>. Acesso em: 16 jan 2015

FC. **Solid Oxid Fuel Cells**. Disponível em: < <http://www.fuelcells.org/> >. Acesso em: 15 mar. 2015.

FEDAKAR, S.; BAHCECI, S.; YALCINOZ, T. Modeling and simulation of solid oxid fuel cell using PSCAD. **Renewable Sustainable Energy**, Europe, v.18, 2014.

FUEL CELL REPORT. **Fuel Cells For Distributed Generation**. Disponível em: <https://www.engr.wisc.edu/me/faculty/klein_sanford/fuelcellreport193-1.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2015.

FUEL CELL TODAY. **SOFC**. Disponível em: <<http://www.fuelcelltoday.com/technologies/sofc>>. Acesso em: 23 mai. 2015.

FURLAN, A.L. **Análise Comparativa de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica Fotovoltaica por meio de Baterias e Hidrogênio em Localidades Isoladas na Região Amazônica.** 2008. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

GAMBETTA, F. **Análise técnica e econômica de retificadores de corrente para produção de hidrogênio eletrolítico: estudo de caso aproveitando a EVT da UHE de Itaipu.** 2010. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

GLANDT, J.D. **Fuel Cell as Primary Energy Source for Remote Communities.** Disponível em:
<http://www.ballard.com/files/PDF/Distributed_Generation/Fuel_Cells_for_Remote_Communities_-_White_Paper_-_Apr_2012.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2015.

GHOSH, P.C.; EMONTS, B.; JANBEN, H.; MERGEL, J.; STOLTEN, D. Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system. **Solar Energy**, Alemanha, v.75, p.469-478, 2003.

GODOY, G.A.R. **Aproveitamento de Energia Vertida Turbinável da UHE Itaipu para uso em ônibus a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu.** 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade de Campinas, Campinas, 2008.

GOMES NETO, E. H.; CROSSLEY, P.; CHOWDHURY, S. **Hidrogênio, evoluir sem poluir: a era do hidrogênio, das energias renováveis e das células a combustível.** 1ª Edição. Curitiba: Edição do Autor, 2005.

HALL, D.J.; COLCLASER, R.G. Transient Modeling and Simulation of a Tubular Solid Oxid Fuel Cell. **IEEE Transactions On Energy Conversion**, New York, v. 3, n.14, p.749, set. 1999.

HAMELIN, J.; AGBOSSOU, K.; LAPERRIÈRE, A.; LAURENCELLE, F. ; BOSE, T.K. Dynamic behavior of a PEM fuel cell stack for stationary applications. **International Journal of Hydrogen Energy**, Cancun, v.26, p.625-629, 2001.

INTERNATIONAL POLAR FOUNDATION. **Princess Elisabeth Antarctica: Changing the way we think about using energy.** Disponível em: < <http://www.laborelec.be/ENG/wp->

content/uploads/PDF/DP_Electrabel_Station_Princess_Elisabeth-Sept_08_Version_GB.pdf>. Acesso em: 16 abr 2015.

JAMES, B.D. **Stationary Fuel Cell System Cost Analysis**. Disponível em: <http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress12/v_a_3_james_2012.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2015.

JANSSEN, G.J.M.; LEBEDEVA, N.P. **Carbon Dioxide Poisoning on Proton-Exchange-Membrane Fuel Cell Anodes**. Disponível em: <<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2005/rx05073.pdf>>. Acesso em: 23 mai. 2015.

JOUNEGHANI, R.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Flywheel Energy Storage Systems for Ride-through Applications in a Facility Microgrid. **IEEE Transactions On Smart Grid**, New York, v. 10, n.10, p.2, ago. 2011.

KIRUBAKARAN, A.; JAIN, S.; NEMA, R.K. A review on fuel cell technologies and power electronic interface. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Europe, v.13, p.2430-2440, 2009.

KOLHE, M.; AGBOSSOU, K.; HAMELIN, J.; BOSE, T.K. Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a Wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen. **Renewable Energy**, Europe, v.30, p.727-742, 2003.

LARMINIE, J.; DICKS, A. **Fuel Cell Systems Explained**. 2ª Edição. Londres: Wiley, 2003.

LEHMAN, P.A.; CHAMBERLIN, C.E.; PAULETTO, G.; ROCHELEAU, M. Operating Experience with a Photovoltaic-Hydrogen Energy System. In: WORLD HYDROGEN ENERGY CONFERENCE, 10., 1994, Cocoa Beach. **Annals of the 10th WHEC**. Meio eletrônico.

LEROY, E.P. **Introdução à Tecnologia e Economia do Hidrogênio**. 1ª Edição. Campinas: Editora da Unicamp, 1983.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and Control of an LCL-Filter based Three-phase active rectifier. **IEEE Industry Applications**, New York, v.1, p.299-307.

LÓPEZ, R.D. **Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica – Universidade de Zaragoza, Saragoça, 2007.

MARQUES, A.R.; O Hidrogênio como Vetor Energético nos Transportes. In: Seminário de Desenvolvimento Sustentável. **Anais do SDS-ITS**. Meio Eletrônico.

MARTINEZ, R.; CARRILLO, E. Sustainable Microgrids for Isolated Systems. **IEEE Transactions On Power Systems**. New York, v. 1, 2010.

MATOS, F.F.; SOUSA, C.V.; REZENDE, G.M.; TOLEDO, R.A.N.; SELEME JR, S.; SILVA, S.R. Projeto e Construção de Filtro LCL para Conversor PWM. **Congresso Brasileiro de Automática**, Bonito, v.17, p.1568-1575, set. 2010.

MME. **Balanco Energético Nacional 2013**. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2015.

MOHAN,N.; UNDELAND, T.M.; ROBBINS, W.P. **Power Electronics: Converters, Applications, and Design**. 3ª Edição. Nova York: Wiley, 2003.

MOKWA, R.H.; TANAKA, J.G.P.; GONÇALVES, R.R. **Estudo e Análise Experimental de Células a Combustível**. 2007. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Colegiado de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

NEDSTACK. **Fuel Cell Setup**. Disponível em: < <http://www.nedstack.com/technology/fuel-cell-setup>>. Acesso em: 21 mai. 2015.

NEVES JÚNIOR. **Produção de hidrogênio através da eletrólise**. Disponível em: < <http://www.cenergia.org.br/fontes/down/eletr.pdf>>. Acesso em: 21 mai. 2015.

NFCRC. **National Fuel Cell Research Center**. 2007. Disponível em: <<http://www.nfrcr.uci.edu/3/default.aspx>> . Acesso em: 14 mai. 2015.

NMSEA. **Electrolysis: Obtaining hydrogen from water: The basis for a Solar-Hydrogen Economy**. Disponível em: <http://www.nmsea.org/Curriculum/7_12/electrolysis/electrolysis.htm>. Acesso em: 23 mai. 2015.

PADULLES, J.; AULT, G.W.; McDONALD, J.R. An approach to the dynamic modeling of fuel cell characteristics for distributed generation operation In: PESWM, 1., 2000, Singapore, p.134. **Proceedings of the 1st PESWM**. Meio Eletrônico.

PG&E. **Demand Response Energy Reduction Strategies**. Disponível em: <<http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/energyreductionstrategies/index.page>>. Acesso em: 05 fev 2015.

PEREZ, R. **The Schatz PV Hydrogen Project**. 1991. Disponível em: <http://www.xlabs.pl/schematy_pliki/magazynh2.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2015.

PERLES, C.E. **Propriedades Físico-Químicas Relacionadas ao Desenvolvimento de Membranas de Nafion para Aplicações em Células a Combustível do tipo PEMFC**. 1ª Edição. Campinas: São Paulo, 2008.

POMILIO, J.A. **Eletrônica de Potência**. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/elpot.html>>. Acesso em: 22 jun. 2015

POWER, B. **Island & Isolated Grids**. Disponível em: <<http://beaconpower.com/islands-isolated-grids/>>. Acesso em: 11 fev 2015.

PULAGAM, K.C. **Optimization of Solid Oxid Fuel Cell Interconnect Design**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade de Nevada, Las Vegas, 2009.

SANTOS JR, A.C.F. **Análise da viabilidade econômica da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas: estudo de caso em Itaipu**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SCHMID, A.L., HOFFMANN, C.A.A. **Replacing diesel by solar in the Amazon: short-term economic feasibility of FV-diesel hybrid systems**. Energy Policy, 2004.

SEVERINO, M.M. **Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas na Amazônia**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

SILVA, S.B. **Dimensionamento ótimo de sistemas híbridos, com geração fotovoltaica e célula a combustível, para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SILVA, G.A.T. **Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2014.

SORENSEN, B. **Hydrogen and Fuel Cells**. 1ª Edição. Nova York: Elsevier, 2005.

STEPHAN, R.R.M.; ANDRADE, R.; SOTELLO, G.G.; Third generation flywheels: a promising substitute to batteries. **Revista Eletrônica de Potência**, São Paulo, v.13, n.3, p.171-176, ago. 2008.

SZYSZKA, A. Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunburg vorm Wald. **International Journal of Hydrogen Energy**, Nuremberg, v.23, p.849-860, 1998.

TEMPORAL, P. **Unlock the Promise of Stable, Lower Cost Power**. 2014. Disponível em: <<http://temporalpower.com/what-we-do/applications/isolated-grid/>>. Acesso em: 11 fev 2015.

TLILI, N.; NEILY, B.; SALEM, F.B. Modeling and Simulation of Hybrid System Coupling a Photovoltaic Generator, a PEM Fuel Cell and an Electrolyzer (Part I). **IEEE transactions on power systems**. Sfax, p. 1-8, 2014.

ULLEBERG, O. **Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems**, 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de Ciência e Tecnologia da Noruega, Trondheim, 1998.

VALE, S.B.; BEZERRA, U.H.; PINTO, J.T.; PEREIRA, E.J.S. Estudo da Inserção de Célula a Combustível Integrada a Sistema Híbrido de Geração de Eletricidade Isolado. In: WORKSHOP INTERNACIONAL DE CÉLULAS A COMBUSTÍVEL, 2., 2004, Campinas. **Anais da 10ª WICaC**. Meio eletrônico.

VAN NESS, H.C.; SMITH, J.M.; ABBOTT, M.M. **Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics**. 7ª Edição. Nova York: McGraw Hill, 2010.

VASSILEVA, I.; WALLIN, F.; DAHLQUIST, E. Understanding energy consumption behavior for future demand response strategy development. **Energy**, Paris, v.46, abr. 2012.

WINKLER, W.; NEHTER, P. **Modeling Solid Oxid Fuel Cells**. 1ª Edição. Nova York: Mc Graw Hill, 2008.

WONG, S. Microgrid Research Activities in Canada. In: JEJU SYMPOSIUM ON MICROGRIDS, 1., 2011, Jeju Island. **Annals of the 1th JEJU**. Meio eletrônico.

ZHU, Y.; TOMSOVIC, K. Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells. **Electric Power Systems Research**, Europe, v.62, p.1-11, 2002.

ZOULIAS, E.I.; GLOCKNER, R.; LYMBEROPOULOS, N.; TSOUTSOS, T.; VOSSELER, I.; GAVALDA, O.; MYDSKE, H.J.; TAYLOR, P. Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.10, p.432-462, 2006.

_____, LYMBEROPOULOS, N. Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.32, p.680-696, 2007.

APÊNDICE A: CÁLCULOS DOS RENDIMENTOS E TENSÃO DA CAC

Os cálculos do rendimento da célula a combustível foram feitos a partir do disposto em Van Ness, Smith e Abbott (2010). As constantes utilizadas nos processos de integração a seguir também podem ser encontradas nos apêndices de Van Ness, Smith e Abbott (2010).

Primeiramente, deve-se calcular a entropia da água à temperatura de referência (25°C ou 298 K).

$$\Delta S_{f H_2O,298}^{\circ} = \frac{-(\Delta G_{f H_2O,298}^{\circ} - \Delta H_{f H_2O,298}^{\circ})}{T} \quad (\text{A.1})$$

$$\Delta S_{f H_2O,298}^{\circ} = \frac{-(228572 - (-241818))}{298} \quad (\text{A.2})$$

$$\Delta S_{f H_2O,298}^{\circ} = -44,4497 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K}) \quad (\text{A.3})$$

Em seguida, calcula-se a entalpia de formação da água à temperatura de operação da célula (1273 K).

$$\Delta H_{f H_2O,1273}^{\circ} = \Delta H_{f H_2O,298}^{\circ} + \int_{298}^{1273} C_p dT \quad (\text{A.4})$$

$$\Delta H_{f H_2O,1273}^{\circ} = \Delta H_{f H_2O,298}^{\circ} + R \int_{298}^{1273} (A + BT + CT^2 + DT^{-2}) dT \quad (\text{A.5})$$

$$\Delta H_{f H_2O,1273}^{\circ} = \Delta H_{f H_2O,298}^{\circ} + R \left[AT + B \frac{T^2}{2} + C \frac{T^3}{3} - \frac{D}{T} \right]_{298}^{1273} \quad (\text{A.6})$$

$$\Delta H_{f H_2O,1273}^{\circ} = -204456,9573 \text{ J}/\text{mol} \quad (\text{A.7})$$

Assim como feito para a água, a entalpia de formação também pode ser calculada pelo mesmo procedimento para H_2 e O_2 .

$$\Delta H_{fH_2,1273}^\circ = 29023,9160 \text{ J/mol} \quad (\text{A.8})$$

$$\Delta H_{fO_2,1273}^\circ = 32720,1745 \text{ J/mol} \quad (\text{A.9})$$

No terceiro passo, deve-se calcular a entropia da água à temperatura de operação (1273 K).

$$\Delta S_{fH_2O,1273}^\circ = \Delta S_{fH_2O,298}^\circ + \int_{298}^{1273} \frac{C_p}{T} dT \quad (\text{A.10})$$

$$\Delta S_{fH_2O,1273}^\circ = \Delta S_{fH_2O,298}^\circ + R \left[A \ln(T) + BT + C \frac{T^2}{2} - \frac{DT^{-2}}{2} \right]_{298}^{1273} \quad (\text{A.11})$$

$$\Delta S_{fH_2O,1273}^\circ = 53,6444 \text{ J/(mol.K)} \quad (\text{A.12})$$

O procedimento do terceiro passo deve ser repetido para H_2 e O_2 .

$$\Delta S_{fH_2,1273}^\circ = 42,6435 \text{ J/mol.K} \quad (\text{A.13})$$

$$\Delta S_{fO_2,1273}^\circ = 48,0326 \text{ J/mol.K} \quad (\text{A.14})$$

No quarto passo, calcula-se a entalpia e a entropia da reação global de eletrólise da água, utilizando, para isso, os valores obtidos nos cálculos anteriores.

$$\Delta H_{rxn,1273}^\circ = \Delta H_{fH_2O,1273}^\circ - \Delta H_{fH_2,1273}^\circ - \left(\frac{1}{2}\right) \Delta H_{fO_2,1273}^\circ \quad (\text{A.15})$$

$$\Delta H_{rxn,1273}^\circ = -249840,9605 \text{ J/mol} \quad (\text{A.16})$$

$$\Delta S_{rxn,1273}^{\circ} = \Delta S_{fH_2O,1273}^{\circ} - \Delta S_{fH_2,1273}^{\circ} - \left(\frac{1}{2}\right) \Delta S_{fO,1273}^{\circ} \quad (A.17)$$

$$\Delta S_{rxn,1273}^{\circ} = -13,0154 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K}) \quad (A.18)$$

No quinto passo, calcula-se a energia de Gibbs da reação.

$$\Delta G_{rxn,1273}^{\circ} = \Delta H_{rxn,1273}^{\circ} - T \Delta S_{rxn,1273}^{\circ} \quad (A.19)$$

$$\Delta G_{rxn,1273}^{\circ} = -233272,3564 \text{ J/mol} \quad (A.20)$$

Finalmente, pode-se calcular o rendimento teórico máximo da CaC.

$$\eta_{m\acute{a}x}(\%) = \frac{\Delta G_{rxn,T}^{\circ}}{\Delta H_{rxn,298}^{\circ}} \cdot 100 \quad (A.21)$$

$$\eta_{m\acute{a}x}(\%) = \frac{-233272,3564}{-285453,0000} \cdot 100 \quad (A.22)$$

$$\eta_{m\acute{a}x}(\%) = 81,72\% \quad (A.23)$$

A tensão teórica máxima da CaC é apresentada na Equação (A.24).

$$E_{ideal} = -\frac{\Delta G_{rxn,T}^{\circ}}{nF} \quad (A.24)$$

$$E_{ideal} = -\frac{(-233272,3564)}{2 \cdot 96485} \quad (A.25)$$

$$E_{ideal} = 1,2090 \text{ V} \quad (A.26)$$

Como a CaC está composta por 384 células em série, a tensão máxima teórica da pilha é $E = 1,2090 \times 384 = 464,2560 \text{ V}$.

O rendimento real da CaC é determinado por meio de um fator de correção, o quociente entre a tensão real da CaC e sua tensão teórica.

$$\eta_{real} = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \cdot \eta_{m\acute{a}x} \quad (\text{A.27})$$

$$\eta_{real} = \frac{E_{real}}{1,2090} \cdot 0,8172 \quad (\text{A.28})$$

$$\eta_{real} = 0,6759 \cdot E_{real} \quad (\text{A.29})$$

APÊNDICE B: MODELAGEM DO ELETROLISADOR

A modelagem a seguir tem como referência os dispostos em Akkinapragada (2007), Beainy, Karami e Moubayed (2014) e Tlili, Neily e Salem (2014). Esta modelagem é parcialmente desenvolvida por meio de um circuito elétrico equivalente.

A tensão do eletrolisador (V_{el}) é dada pela Equação (B.1).

$$V_{el}(T, p) = e_{rev}(T, p) \cdot \left(1 - e^{\frac{-5T}{0,02}}\right) + IR_i(T, p) \quad (\text{B.1})$$

Como a região de ativação só é válida para correntes inferiores a 0,02 A, a tensão $V_{el}(T, p)$ pode ser simplificada conforme a Equação (B.2).

$$V_{el}(T, p) \cong e_{rev}(T, p) + I_{el}R_i(T, p) \quad (\text{B.2})$$

A tensão reversa $e_{rev}(T, p)$ pode ser obtida a partir da Equação (B.3).

$$e_{rev}(T, p) = e_{rev0} + \frac{R(273 + T)}{2F} \ln\left(\frac{p}{p_0}\right) \quad (\text{B.3})$$

Além disso, a tensão e_{rev0} deve ser corrigida caso a temperatura de operação do eletrolisador (T_{el}) difira da temperatura padrão (298K). Portanto:

$$e_{rev0} = 1,229 - 0,9 \cdot 10^{-3}(T_{el} - 298) \quad (\text{B.4})$$

Por simplificação, considera-se que a resistência equivalente do eletrolisador não sofre alterações significativas com as variações de temperatura e pressão. A pressão padrão p_0 é 1 atm, ao passo que p é a pressão do hidrogênio. Essa pressão é definida pela Equação (B.5).

$$p = \frac{1/KH_2}{1 + \tau_{H_2}S} (q_{H_2} + 2K_r I) \quad (\text{B.5})$$

Analogamente à modelagem da CaC, K_{H_2} é a constante molar do hidrogênio (kmol/s.atm), τ_{H_2} o tempo de resposta do combustível (s), K_r a constante da pilha (kmol/s.A) e q_{H_2} o fluxo de combustível (mols/s). O valor das constantes é o mesmo do Quadro 6.

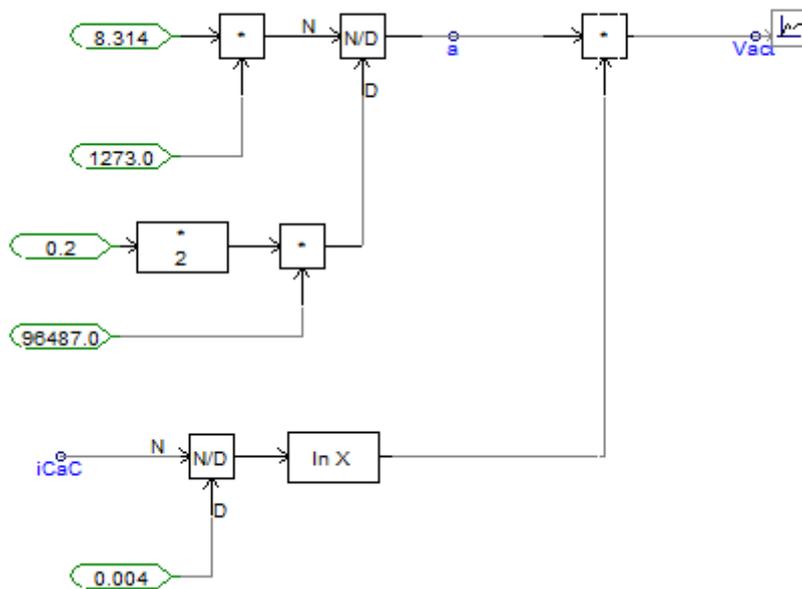
A corrente do eletrolisador (I_{el}) é dada pela razão entre a potência de entrada e a tensão do eletrolisador.

$$I_{el} = \frac{P_{entrada}}{V_{el}} \quad (B.6)$$

Como o eletrolisador em questão é do tipo PEM, a temperatura de operação é de 100°C (373K). Dessa forma, a tensão e_{rev0} é 1,1615 V. O fluxo de combustível pode ser obtido a partir da corrente I e da constante de Faraday (F).

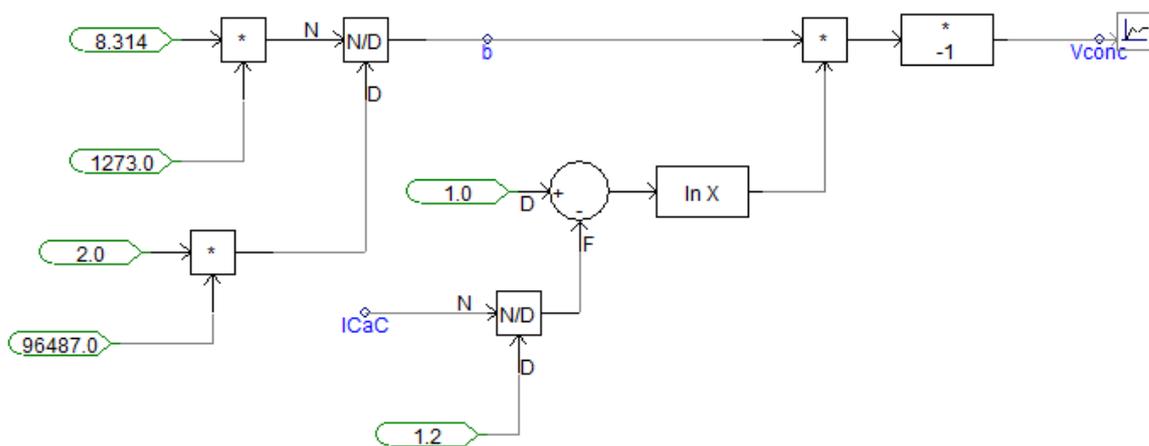
$$q_{H_2} = \frac{I}{2F} \quad (B.7)$$

Figura 39 - Malha da Ativação da CaC



Fonte: Produção própria do autor.

Figura 40 - Malha da Concentração da CaC



Fonte: Produção própria do autor.

APÊNDICE D: PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante a realização deste trabalho, os seguintes artigos foram aprovados:

SILVA, M.B.O.; FARDIN, J.F.; ENCARNAÇÃO, L.F. Perspectiva Sobre Redes Isoladas e a Inserção de Células a Combustível de Óxido Sólido. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 11., 2015, Campina Grande. **Anais da XI CBQEE**. Meio eletrônico.

SILVA, M.B.O.; FARDIN, J.F.; ENCARNAÇÃO, L.F.; FIOROTTI, R. Modeling and Grid Connection of a Solid Oxid Fuel Cell based on *P-Q Theory* for Stationary Loads. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA, 2., 2015, Montevideo. **Annals of the II ISGT-LA**. Meio eletrônico.