

Análise Comparativa entre Fontes Despacháveis para Microrredes

Diogo N. Abreu*
Silvângela Lilian Barcelos *
José Gomes de Matos *
Bartolomeu F. Santos Jr.**
Walbermark M. dos Santos***

*Federal University of Maranhão, MA (Tel: (98) 98195-8011; e-mail: diogo.abreu@discente.ufma.br, silvangelabarcelos@ufma.br, gomesdematos@ieee.org).

**Federal University of Piauí, PI (e-mail: bartolomeuf@ufpi.edu.br).

***Federal University of Espírito Santo, ES (e-mail: walbermark.santos@ufes.br).

Abstract: This paper analyzes two alternatives of dispatchable generation sources applied to the context of microgrids, considering that the presence of renewable sources entails in an imbalance between electric energy generation and demand towards such electric system. However, if the microgrid is connected to the main grid, the surplus and/or deficit of energy is assumed by the main system. Although, if the situation becomes critical if the sum between load and generation is different than zero and the microgrid is isolated. Therefore, two microgrids scenarios were analyzed considering the possible applications of two dispatchable generation sources: diesel generators and gas generators. In the first case, the inexistence of gas pipelines made the application of the gas generator unfeasible and in the second case, with the help of HOMER software, an advantage of diesel generator in terms of fuel costs was perceived, but with the gas generator being advisable for cogeneration applications.

Resumo: Neste artigo analisa-se dois tipos de fontes despacháveis aplicadas ao contexto de microrredes, visto que a presença das fontes renováveis insere um desbalanço entre a geração e a demanda de energia elétrica a um sistema elétrico deste tipo. Entretanto, se a microrrede está conectada à rede principal, o superavit e/ou déficit de energia é assumido pelo sistema principal. Porém, a situação torna-se crítica se a soma entre carga e geração é diferente de zero e a microrrede está isolada. Desta maneira, considera-se para o estudo dois casos de microrredes considerando a aplicação de dois tipos de fontes despacháveis: o gerador a gás, e o gerador a diesel. No primeiro caso, a inexistência de gasodutos inviabiliza a utilização do gerador a gás e no segundo caso, com auxílio do *software* HOMER, foi percebida uma vantagem do gerador a diesel quanto aos custos de combustível, mas com o gerador a gás sendo aconselhável para aplicações em que se considera a cogeração.

Keywords: Microgrids; Dispatchable Generation sources; Gas generator; Diesel generator.

Palavras-chaves: Microrredes; Fontes despacháveis; Gerador a gás; Gerador a diesel.

1. INTRODUÇÃO

Farrell (2011) apostou em um ponto de inflexão, em que o sistema elétrico passaria do modelo centralizado tradicional para um modelo mais democrático, baseado em redes inteligentes com geração distribuída associada. Apontando ainda, o vasto potencial dessa modalidade e a velocidade de associação desse tipo de geração às redes elétricas.

O Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020, ano-base 2019 produzido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, mostra que a capacidade instalada de geração elétrica por fontes eólicas aumentou de 14.390 MW em 2018 para 15.378 MW em 2019, apresentando um crescimento de 6,9%. Já para a geração por fonte solar, houve um aumento de 1.798 MW em 2018 para 2.473 MW em 2019, o que significa um crescimento de 37,6%. Além disso, o relatório também mostra um aumento de 169% na geração distribuída, com a

fonte solar apresentando 74,5% de participação nessa modalidade (EPE, 2020).

Além disso, um dos principais incentivadores monetários para a utilização da geração distribuída é o *net metering*, sistema de compensação de energia, em conformidade com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, através do qual o consumidor que gerar sua própria energia pode reverter seu excedente em forma de créditos a serem utilizados como desconto na tarifa de energia. Desta forma, ao enquadrar-se nesses conceitos, uma microrrede pode beneficiar-se desse sistema (ANEEL, 2012). Junto a isso, a Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL, que altera a RN nº 482/2012, define então os conceitos de microgeração e minigeração distribuídas.

Em um cenário em que se estabelece um perfil de sistema elétrico com geração distribuída e que se busca por eficiência energética, energia limpa, segurança no fornecimento de

energia elétrica e atendimento a consumidores em condições adversas (e.g. comunidades isoladas, instituições militares, instituições de ensino, hospitais, condomínios, etc), as microrredes surgem como uma excelente alternativa. Estas podem proporcionar o desempenho adequado do sistema elétrico, uma vez que estão aptas a expansões da carga atendida, reduzir perdas, aumentar a confiabilidade, prover maior flexibilidade à operação e oferecer gerenciamento ótimo de oferta e demanda de carga (Bellido, 2018).

Dentre as ações operacionais de uma microrrede estão: a operação ilhada ou conectada à rede da concessionária de energia; a capacidade de transição automática entre a operação isolada e a operação conectada; a capacidade de resincronização; o gerenciamento da energia para otimização da geração e consumo de potências ativa e reativa; a alimentação de cargas auxiliares e o suporte à rede de distribuição; a participação no mercado de energia e/ou na operação da rede da concessionária. Tais ações são possíveis devido a implementação de um sistema de controle e gerenciamento de energia de uma microrrede (*Energy Management System - EMS*) (Guarnieri et al., 2018).

Os requisitos técnicos a serem atendidos e as funções específicas que o sistema de controle deve executar dependem da estrutura, do local e dos objetivos da microrrede, sendo estabelecidos conforme a *IEEE Std 2030.9* (2019), com o intuito de prover segurança, economia, confiabilidade e sustentabilidade.

Em termos da composição do conjunto de fontes de uma microrrede, ou seja, do mix de geração, podem ser associadas fontes alternativas de geração de energia e Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE). Além disso, para permitir uma maior autonomia e adequado grau de resiliência, podem ser associadas fontes despacháveis ao mix de geração (Hirsch et al., 2018). Enquadram-se como fontes despacháveis aquelas capazes de fornecer energia à rede elétrica, ininterruptamente, assegurando a potência de saída de acordo com a demanda, com acionamento rápido e elevado grau de disponibilidade.

Dentre as fontes despacháveis aplicáveis a microrredes, estão os grupos geradores à diesel, que apresentam maturidade tecnológica, disponibilidade no mercado e custo acessível (Maloney, 2018). Além disso, o uso de geradores a gás em microrredes vêm tornando-se cada vez mais popular (Maloney, 2018). Sendo um aspecto importante do projeto de microrredes, a análise de associação de uma ou outra alternativa de gerador despachável aos mix de geração de uma microrrede. Neste contexto, o presente trabalho visa realizar um estudo comparativo entre as fontes despacháveis que podem ser integradas a alguns tipos microrredes garantindo a continuidade do atendimento a carga, particularmente os geradores a gás e a diesel.

A organização deste artigo é a seguinte: a seção II apresenta as principais características do *software* utilizado para as simulações, o HOMER; a seção III aborda as principais características de microrredes; as principais características das microrredes em estudo são apresentadas na seção IV; A seção V apresenta os aspectos relativos às modelagens das

microrredes em estudo no *software* HOMER; a seção VI apresenta os resultados de uma análise comparativa entre o uso de geradores a diesel e gás no mix de geração das microrredes em estudo. Por fim na seção VII são apresentadas as conclusões.

2. O SOFTWARE HOMER

O *software* HOMER Pro® constitui-se como ferramental computacional de otimização que serve para atender diferentes redes elétricas com objetivos, desde redes elétricas isoladas a redes elétricas com objetivos muito específicos, como instituições de ensino ou militares. Através do HOMER é possível estabelecer o perfil de uma microrrede específica e avaliar de forma otimizada, aspectos técnicos e financeiros, além de permitir que sejam definidos os tipos de fontes de geração, conversores, cargas, formas de controle, a forma de conexão da microrrede com a rede elétrica da concessionária, dentre outras particularidades (HOMER Energy, 2021).

Para a construção de casos no HOMER, podem ser considerados componentes genéricos, criar modelos customizados, ou ainda, utilizar modelos da biblioteca do HOMER. Para a realização de análises econômicas relativas a geradores, é possível definir o tipo de gerador ou geradores, a capacidade nominal e os preços dos combustíveis utilizados. Ademais, para alguns componentes, o *software* fornece a opção “HOMER Optimizer”, que encontra automaticamente os valores ótimos de capacidade e a quantidade dos mesmos. Há ainda, a opção “Search space”, na qual o usuário define os valores de capacidade ou número de componentes (HOMER Energy, 2021).

2.1 Otimização do projeto de microrredes no HOMER

O HOMER combina engenharia e economia para realizar cálculos complexos rapidamente, permitindo a comparação entre diferentes resultados de projeto considerando as opções para minimizar o risco do projeto e redução dos gastos com energia. Para isso, são reputadas informações de projeto como, o perfil de carga, os componentes do sistema, o custo de combustíveis e etc. A associação do conjunto de informações de entrada do projeto passa por processos de otimização e simulação para mostrar resultados quanto ao tamanho do sistema (capacidade total), detalhes de performance, assim como diversos relatórios financeiros, ou ainda de desempenho. Durante a simulação, o HOMER calcula o fluxo de potência de e para cada componente do sistema em cada intervalo de tempo do ano.

3. CARACTERÍSTICAS GERAIS DE MICRORREDES

De acordo com a lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022 (Brasil, 2022), uma microrrede pode ser definida como sendo uma rede elétrica que integra vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário e capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento. Na Fig. 1 é

mostrada uma representação básica de uma microrrede, com mix de geração composto por fontes renováveis, SAE e fonte despachável (neste caso, um gerador a diesel). Nesta configuração, as fontes e cargas compartilham de um barramento ca comum. Porém, existem outras configurações de microrredes, definidas de acordo com o tipo de barramento (Matos, 2014). A conexão das fontes renováveis ao barramento cc ocorre através de conversores baseados em eletrônica de potência devido às características apresentadas por essas fontes, que pode ser intermitência e/ou natureza da energia gerada (cc ou ca). Se houver conexão da microrrede com a rede da concessionária local, a mesma ocorre através de uma chave de conexão/desconexão associada em série com o Ponto de Conexão Comum (PCC).

Uma microrrede com conexão à rede elétrica da distribuidora pode operar nos seguintes modos (Guarnieri et al, 2018):

- Modo *On-grid* ou conectado à rede, em que há conexão física através do PCC. Neste modo de operação, as cargas podem ser supridas pela rede da concessionária local. Nos horários de pico de demanda, o excedente da geração renovável pode ser injetado na rede elétrica da distribuidora de energia, considerando o carregamento do SAE e o sistema de compensação de energia.
- Modo *Off-grid* ou ilhado, em que a microrrede encontra-se desconectada da rede da concessionária local, seja por motivos de manutenção, falta elétrica, má qualidade energética, horário tarifário, dentre outros. Neste modo de operação, a microrrede deve ser capaz de suprir a demanda requisitada através do conjunto de fontes e sistemas de armazenamento que a compõe. Neste modo de operação, a microrrede deve apresentar autonomia adequada para o atendimento das cargas no máximo tempo possível ou até que a conexão com a rede de distribuição seja restabelecida. Em algumas situações, para manter o atendimento a cargas críticas, é realizado o gerenciamento da microrrede pelo lado da demanda, através do desligamento de cargas não essenciais.

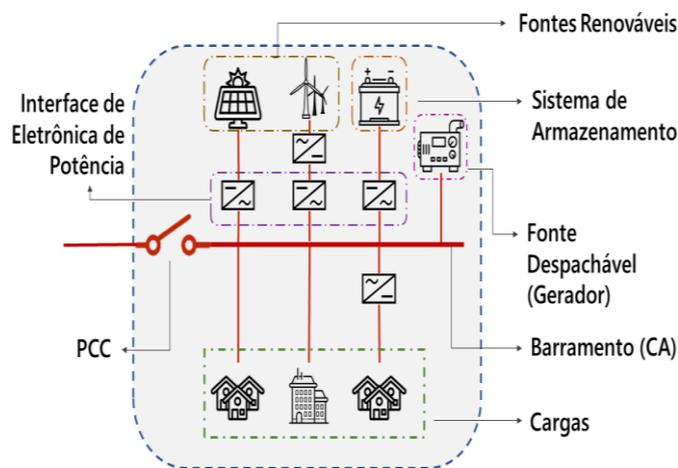


Fig. 1 Representação básica de uma microrrede.

As microrredes podem ser classificadas de acordo com diversos aspectos. Borges (2016) elenca uma classificação quanto a área a que atendem: i. Institucional; ii. Comercial/industrial; iii. Militares; iv. Comunitária/da distribuidora; v. Sistemas isolados/microrredes remotas. Tal classificação está relacionada, por exemplo, ao operador, as exigências operacionais e ao segmento de aplicação.

4. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS MICRORREDES EM ESTUDO

Neste estudo são considerados dois tipos de microrredes para a realização das análises comparativas entre mixes de geração com geradores a diesel e com geradores a gás: o Caso #1, que considera uma microrrede isolada baseada nos parâmetros da microrrede apresentada em Barcelos et al. (2019) e o Caso #2, é baseado nas características da microrrede proposta em Quadros (2021), que considera uma microrrede do tipo institucional com conexão à rede da concessionária de energia e que pode assumir os modos de operação *On-grid* e *Off-grid*.

4.1 Caso #1 – Microrrede Isolada

Neste caso, baseado na configuração de microrrede considerada por Barcelos (2019), é considerada uma microrrede do tipo isolada, que deve ser implementada em uma localidade de difícil acesso, sem conexão com a rede elétrica da distribuidora de energia. O conjunto de cargas da microrrede, que representam uma demanda de aproximadamente 17 kW, é atendido através de uma pequena rede de distribuição ca trifásica, com tensão de linha de 380 V e 220 V de tensão de fase, 60 Hz. Na Fig. 3 mostra-se uma simplificada representação desta microrrede.

Quanto à composição do mix de geração, são considerados os seguintes componentes (Barcelos et al., 2019):

- 21 kWp de geração solar fotovoltaica;
- 30 kWp de geração eólica;
- Um SAE composto por um banco de baterias (BESS – *Battery Energy Storage System*) de chumbo-ácido de 2 V, que resultam em 1200 Ah e 240 V;
- Fontes despacháveis (2 geradores – 48 kVA e 73 kVA);

Nesta microrrede, por não haver atendimento às cargas por parte da concessionária de energia local, a demanda deve ser suprida integralmente através do mix de geração adotado para a microrrede, composto por fontes renováveis, SAE e grupo gerador (GMG).

Quando há disponibilidade de vento e radiação solar, as fontes renováveis eólica e fotovoltaica suprem as cargas. No caso em que a geração de energia é maior que o consumo, o excedente gerado é armazenado no banco de baterias para uso no período noturno ou durante períodos de baixa incidência de ventos ou radiação. Em casos de déficit de geração a partir

das fontes renováveis, o banco de bateria fornece a potência complementar requerida para atender as cargas da microrrede. Em períodos longos de baixa incidência de sol e vento, o banco de baterias pode descarregar-se. Nessa situação, a fonte despachável precisa ser acionada para suprir os consumidores e ainda, recarregar o banco de baterias através de um retificador. Assim, o ciclo de vida das baterias é prolongado e a descontinuidade do fornecimento de energia às cargas é evitado.

4.2 Caso #2 – Microrrede com conexão à rede da Concessionária

No caso 2, idealizado a partir de Quadros (2021), considera-se uma microrrede genérica com conexão à rede elétrica da concessionária, que atenda uma instituição de ensino superior, portanto, do tipo institucional. O conjunto de cargas/prédios atendidos pelo mix de geração dessa microrrede, correspondem a uma demanda de aproximadamente 500 kW. Neste caso, a conexão da microrrede com a rede da concessionária se dá através de uma chave estática, que recebe comandos do EMS para permitir a conexão e desconexão da microrrede, dependendo da necessidade operacional.

As cargas dessa microrrede são atendidas através de uma rede de distribuição ca trifásica, com tensão de linha de 220 V e 127 V de tensão de fase, 60 Hz. Na Fig. 4 mostra-se uma representação deste segundo caso. Assim, quanto à composição do mix de geração, são consideradas os seguintes componentes:

- 736,96 kWp de geração solar fotovoltaica;
- Um SAE composto por um banco de baterias de íons de lítio com autonomia aproximada de 1,5h, potência de 525 kW e 820 kWh de energia;
- Aproximadamente 160 kW a partir fontes despacháveis (geradores);

O sistema de armazenamento desejado para este caso deve ser capaz de garantir o suprimento das cargas no modo *off-grid*. Também é desejado que auxilie a venda de energia para a rede da distribuidora nos horários de tarifa mais alta, e de compra nos períodos de tarifa mais barata, visando uso em outro momento.

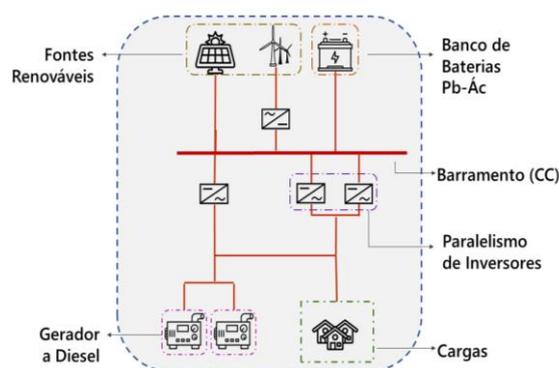


Fig. 3 Representação da microrrede isolada do caso #1

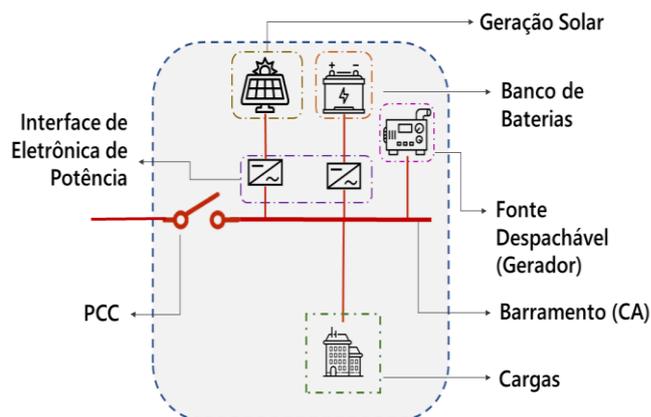


Fig. 4 Representação da microrrede institucional genérica considerada no caso #2.

5. OTIMIZAÇÃO DO MIX DE GERAÇÃO NO HOMER

Com auxílio do software HOMER®, um modelo com intervalo horário é utilizado para simular a operação do sistema e determinar a configuração e a capacidade ótima das fontes que compõem o mix de geração de modo a minimizar o custo total de operação do projeto da microrrede. Neste estudo, serão considerados alguns cenários, que consideram geradores a diesel ou a gás associados ao mix de geração da microrrede, com a finalidade de definir qual composição de fontes resulta em menores custos.

Para a simulação de um caso no HOMER, utiliza-se a interface mostrada na Fig. 5. A partir desta tela é possível definir a localidade da instalação, determinar o perfil de carga adotado e também selecionar os componentes do projeto.

A seguir serão descritas as condições de avaliação dos cenários implementados no HOMER.

5.1 Caso #1 – Microrrede Isolada

Tendo em vista que a microrrede deste caso encontra-se em uma localidade remota, sem acesso a uma rede de gasodutos e considerando também que o transporte e armazenamento de gás natural por outras formas seria inviável, o gerador a gás é desconsiderado. Portanto, não há então comparativo através do HOMER para que seja apontada a melhor alternativa entre os dois tipos de geradores, visto que o gerador a diesel é a opção que melhor se adequa a situação. Entretanto, pode-se comparar a utilização de somente um ou de ambos os geradores aplicados para este caso #1. A Fig. 6 mostra-se a microrrede deste primeiro caso no HOMER.

Dos resultados otimizados apresentados pelo HOMER, a configuração ideal é a que utiliza ambos os geradores de 48 kVA e 73 kVA simultaneamente. No entanto, para atendimento da demanda desta microrrede com adequados níveis de continuidade e confiabilidade, um cenário de operação em que os GMGs suprem a carga de maneira complementar já atende.

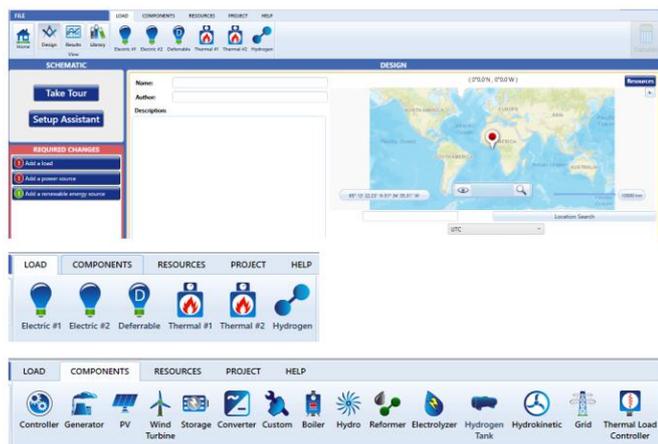


Fig. 5 Tela inicial de novo projeto, com destaque às cargas e componentes

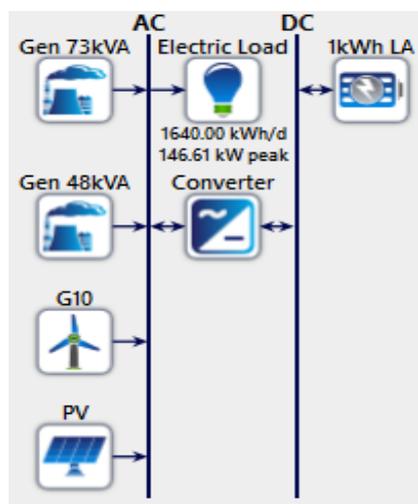


Fig. 6 Representação da microrrede do caso 1 no HOMER.

Tabela 1. Dados da simulação, caso #1

	GMG 73 kVA	GMG (48 + 73) KVA
Custo de combustível (R\$/ano)	353.022	337.877
Tempo de operação (h)	4.409	2.910 + 1.947
Produção (kWh)	214.610	109.815 + 98.192
Combustível (l)	63.402	31.849 + 28.833
Produção fotovoltaica (kWh/ano)	68.743	

5.2 Caso #2 – Microrrede com conexão à rede da Concessionária

Neste caso, por tratar-se de uma microrrede que atenderá um campus universitário, é classificada como uma microrrede institucional, e desta forma, o perfil de carga adotado para o HOMER foi do tipo comercial. A demanda máxima foi

limitada a 499,11 kW e o consumo médio diário de 2200 kWh/dia.

Para fins de representação do sistema fotovoltaico, foi considerado um arranjo genérico disponível na biblioteca de modelos do HOMER, com capacidade nominal de 736,96 kWp. Quanto aos dados de radiação global horizontal mensal média foram utilizados os dados fornecidos pelo software ao ser definida uma localidade. Neste caso, foi escolhido o município de Campinas, nas coordenadas 22°54.3'S, 47°3.7'W. Na Fig. 7 mostra-se a representação esquemática do Caso #2, no HOMER, utilizada para calcular o mix ótimo de geração da microrrede em estudo.

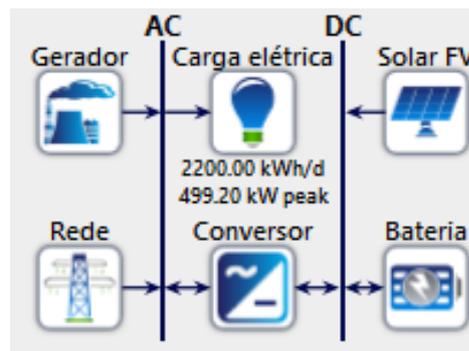


Fig. 7 Representação da microrrede do caso 2 no HOMER.

O perfil de rede elétrica considerada nas simulações dos diferentes cenários considera os preços das tarifas de energia nos horários de ponta (das 18h as 21h) e de fora-ponta (restante das horas), visando o impedimento de compra de energia da rede nos horários de ponta. Além disso, foi definida a existência de um sistema de *net metering*, e também o preço de compra e venda do kWh como sendo R\$ 0,64207, visto que se considerou o enquadramento da microrrede em estudo na tarifa azul com atendimento em média tensão.

Tendo em vista a limitação dos modelos de geradores disponibilizados e suas potências nominais na biblioteca do HOMER, foram adotados dois modelos: um a gás (Cummins 100 kW RS100 C100N6) e um a diesel (Cummins 100 kW SGAA), de mesma capacidade nominal e mesmo fabricante. Porém, considerando a necessidade de geradores de 160 kW, foi realizada uma cópia de ambos, para que fosse possível criar um novo modelo a partir destes. Com isso, os novos modelos tiveram a potência ajustada para 160 kW. A utilização dos modelos da biblioteca do HOMER implica em algumas limitações, por exemplo em relação a dados de custos de investimento, de O&M, emissões atmosféricas, vida útil e tempo de manutenção. Utilizar modelos reais com considerando esses dados proporcionaria resultados com maior proximidade a situações reais. O que pode ser feito associando-se a metodologia de análise aqui proposta.

Os preços dos combustíveis foram definidos considerando os valores aplicados na localidade. Logo, R\$ 5,332/litro para o diesel, sendo R\$ 4,637 do combustível com um acréscimo logístico de 15%. Para o gás natural, foi definido o valor de R\$ 5,236/m³ por meio da média ponderada entre os valores praticadas para as classes 1 a 6 da distribuidora, vista a

prática de valores variados por parte da distribuidora e a limitação da definição de um preço fixo para o combustível por parte do software.

Para esta microrrede, os geradores a gás e a diesel foram comparados e analisados em quatro cenários:

Cenário 1: O banco de baterias foi definido pelo próprio HOMER;

Cenário 2: Considera-se um banco de baterias com capacidade próxima a desejada;

Cenário 3: A conexão com a rede da distribuidora foi retirada;

Cenário 4: Considera-se a utilização de cogeração.

6. RESULTADOS

Visando analisar a microrrede tendo em vista as aplicações de um grupo gerador a gás ou a diesel, foram realizadas simulações no HOMER baseados dos seguintes cenários considerados para a microrrede do caso 2:

6.1 Cenário 1

Neste cenário, foram utilizados os valores já mostrados de 736,96 kW para energia solar; 160 kW para o grupo gerador; e carga elétrica com consumo de 2200 kWh/dia. O conversor e o banco de baterias foram dimensionados pelo “HOMER Optimizer”. Desta forma, a participação de cada fonte na geração de energia ficou como mostram as tabelas 2, para o gerador a diesel e 3, para o gerador a gás. Os valores de energia gerada contemplam a energia consumida, a energia vendida à rede elétrica e a energia armazenada no banco de baterias.

Tabela 2. Participação por fonte na geração, cenário 1

Geração	kWh/ano	%
Solar	1.102.270	76,5
Grupo gerador - diesel	90.536	6,28
Rede da distribuidora	247.727	17,2
TOTAL	1.440.532	100,00

Tabela 3. Participação por fonte na geração, cenário 1

Geração	kWh/ano	%
Solar	1.102.270	76,5
Grupo gerador - gás	90.488	6,28
Rede da distribuidora	247.727	17,2
TOTAL	1.440.484	100,00

Na Tabela 4 exibe-se os valores obtidos nas simulações aplicando cada tipo de gerador. O tempo de operação e a produção foram de valores próximos em ambos os casos. Em relação a compra de energia, o valor foi o mesmo, mas havendo venda de kWh maior para a aplicação do gerador a diesel. Entretanto, o custo de combustível no período de um ano é maior quando é utilizado o gás natural. Em relação ao

banco de baterias, o HOMER dimensionou um banco com autonomia de 7,5 horas e capacidade nominal de 1000 kWh em ambas as aplicações de geradores.

Tabela 4. Dados da simulação, cenário 1

	Diesel	Gás
Custo de combustível (R\$/ano)	158.400	170.831
Tempo de operação (h)	783	782
Produção (kWh)	90.536	90.488
Combustível	29.707 litros	32.626 m ³
Produção fotovoltaica (kWh/ano)	1.102.270	
Autonomia bateria (h)	7,53	
Capacidade nominal da bateria (kWh)	1000	
Energia comprada da rede (kWh)	247.727	
Energia vendida à rede (kWh)	578.551	578.502

6.2 Cenário 2

Neste cenário, os valores de geração solar, da potência do gerador, da potência fornecida pela rede e da carga permanecem os mesmos, entretanto, o banco de baterias foi definido. O conversor continua a ser determinado pela opção “HOMER Optimizer”.

Para o banco de baterias, buscou-se valores mais compatíveis com um cenário estabelecido em que um banco de baterias de íons de lítio do tipo fosfato ferro-lítio – LFP caracterizadas em Lawder et. al. (2014), com autonomia aproximada de 1,5 h, 525 kW de potência, 820 kWh de energia, e 85% de eficiência. Entretanto, para se utilizar um modelo desejado no HOMER é preciso criá-lo a partir de uma cópia de um dos modelos já existentes na biblioteca, e então realizar as alterações desejadas. Com isso, a bateria “sonnenEco10” foi utilizada e seus valores padrões alterados para atender ao desejado. Porém, o software só permite definir os valores de tensão nominal (V), eficiência (%), estado de carga (SOC) mínimo (%), capacidade nominal (Ah) e taxa de carga máxima (A/Ah).

Na Tabela 5, são apresentados os valores obtidos quanto utilizado o valor de SOC mínimo em 20%. Entretanto, a autonomia do banco de baterias estava distante do desejado. Sendo assim, para que a autonomia do BESS ficasse próxima do esperado, foi preciso aumentar o valor de SOC mínimo para 80%. Os valores obtidos com tal alteração também estão apresentados na tabela. Com este ajuste, foi possível fornecer a potência e energia desejadas. A participação de cada fonte na geração da microrrede neste cenário está apresentada na Tabela 6. Para ambos os casos de aplicação de geradores, os valores de participação na geração de cada fonte são os mesmos. Tendo em vista que a autonomia do BESS neste cenário é menor do que no cenário anterior, a participação da compra e kWh da rede elétrica aumentou.

Tabela 5. Definição do BESS em valores de SOC diferentes, cenário 2

	SOC = 20%	SOC = 80%
Tensão nominal (V)	240	240
Eficiência (%)	85	85
Estado de carga (%)	20	80
Capacidade nominal (Ah)	1.687	1.687
Taxa de carga máxima (A/Ah)	0,65	0,65
Autonomia (h)	7,07	1,77
Capacidade nominal (kWh)	810	810
Capacidade nominal utilizável (kWh)	648	162

Tabela 6. Participação por fonte na geração, cenário 2

Geração	kWh/ano	%
Solar	1.102.270	68,7
Grupo gerador	79.313	4,94
Rede da distribuidora	422.747	26,4
TOTAL	1.604.330	100,00

Os dados da simulação do cenário 2 estão apresentados na Tabela 7. Houve uma diminuição no tempo de operação dos geradores, resultando em menor consumo de combustível e menor produção de energia. Porém, ocorreu aumento na quantidade de energia comprada da rede elétrica.

Tabela 7. Dados da simulação, cenário 2

	Diesel	Gás
Custo de combustível (R\$/ano)	141.464	153.607
Tempo de operação (h)	774	
Produção (kWh)	79.313	
Combustível	26.531 litros	29.337 m ³
Produção fotovoltaica (kWh/ano)	1.102.270	
Autonomia bateria (h)	1,77	
Capacidade nominal da bateria (kWh)	810	
Energia comprada da rede (kWh)	422.747	
Energia vendida à rede (kWh)	7.430	

6.3 Cenário 3

Neste terceiro cenário, as condições de carga, grupo gerador, energia fotovoltaica e conversor foram mantidos, assim como foi utilizado o mesmo banco de baterias do cenário 2. Entretanto, a rede foi desconectada do sistema a fim de analisar a operação da microrrede na configuração *off-grid*. Porém, o software não gerou resultados neste cenário, sendo detectado que o problema estava na capacidade do banco de

baterias. Desta forma, o banco teve o SOC ajustado para 75%. Na Tabela 8 mostra-se a participação anual na geração de cada fonte de energia. O grupo gerador teve aumento na participação em virtude da ausência da Rede.

Tabela 8. Participação por fonte na geração, cenário 3

Geração	kWh/ano	%
Solar	1.102.270	77,7
Grupo gerador	316.586	22,3
TOTAL	1.418.856	100,00

Na Tabela 9 apresentam-se os dados obtidos através da simulação do cenário 3. Os geradores apresentaram tempo de operação e produção iguais, estando a diferença no custo anual do combustível.

Tabela 9. Dados da simulação, cenário 3

	Diesel	Gás
Custo de combustível (R\$/ano)	613.862	683.289
Tempo de operação (h)	4694	
Produção (kWh)	316.586	
Combustível	115.128 litros	130.498 m ³
Produção fotovoltaica (kWh/ano)	1.102.270	
Autonomia bateria (h)	2,65	
Capacidade nominal da bateria (kWh)	810	
Capacidade nominal utilizável da bateria (kWh)	243	

6.4 Cenário 4

Visto que a microrrede analisada é do tipo institucional e que apresenta diversos pontos que utilizam energia térmica, a cogeração deve ser considerada. Sendo assim, o quarto cenário considera a aplicação de cogeração a partir da configuração do cenário 2. Porém, dependendo da dimensão da carga térmica, um gerador de maior potência pode ser requerido, visto que nem sempre a demanda de carga elétrica coincidirá com a de carga térmica.

Para que o HOMER simule aplicações com cogeração, deve-se inserir uma carga térmica, definindo seu consumo médio diário, como também o acréscimo de um *boiler*, especificando sua eficiência e o combustível que utiliza.

Para a análise, foi estabelecida uma carga térmica de 344,25 kWh/dia, a eficiência padrão do *boiler*, 85%, e a taxa de recuperação de calor do gerador de 50%. Na Fig. 8 expõe-se como a microrrede ficou configurada no HOMER.

A seguir são realizadas algumas considerações no intuito de comparar os cenários de otimização adotados neste cenário.

Na Tabela 10 apresenta-se os novos dados por conta da cogeração. O gerador a gás, por gerar mais calor e fornecer mais excedente térmico, faz com que o *boiler* exija menos combustível do que quando o gerador a diesel é aplicado. Ainda que os dados mostrem que o custo do combustível

ainda é maior quando é aplicado gerador a gás, foi possível perceber que a diferença entre o custo anual dos combustíveis apresentou uma redução. Ou seja, à medida que a carga térmica aumenta, o consumo do diesel cresce de maneira superior ao consumo do gás natural.

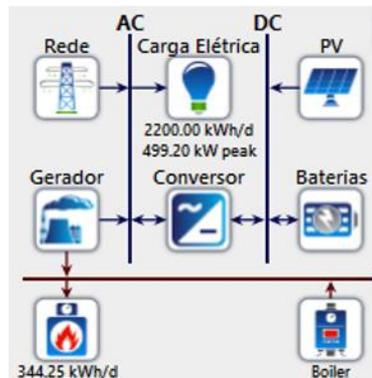


Fig. 8 Representação do cenário 4 no HOMER.

Tabela 10. Dados da simulação, cenário 4

	Diesel	Gás
Custo de combustível (R\$/ano)	214.459	225.031
Excedente térmico (kWh/ano)	79.728	94.044
Consumo do boiler	13.690 l	13.641 m ³

7. CONCLUSÕES

Neste artigo foram apresentados os resultados da comparação entre a aplicação de geradores a gás e geradores a diesel em dois casos de microrredes. No caso da microrrede isolada, percebeu-se a inviabilidade da aplicação de geradores a gás por conta da logística de abastecimento do combustível. Com isso, considerando a aplicação de um ou dois geradores, a configuração mais vantajosa é a que utiliza ambos os geradores, operando com complementariedade. No segundo caso, da microrrede institucional, os dois tipos de geradores poderiam ser aplicados, então quatro cenários operacionais foram considerados e analisados no HOMER. Por meio deles, foi possível notar um certo grau de equivalência de escolha para os dois tipos de geradores, entretanto com o gerador a gás apresentando maior vantagem conforme ocorra maior utilização de cogeração. Mostrando que a viabilidade de utilização de geradores a diesel ou a gás depende da finalidade da microrrede, área alvo e da infraestrutura existente. Além disso, devem ser considerados fatores como a necessidade ou não de cogeração, o custo associado a implementação da microrrede, restrições ambientais. Portanto, são as peculiaridades de cada sistema que indicarão a melhor alternativa dentre os geradores a serem associados ao mix de geração de uma microrrede.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem apoio e colaboração oferecidos pela Universidade Federal do Maranhão (UFMA), pelo Instituto de Energia Elétrica (IEE/UFMA) e pelas Universidades UFPI e UFES.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2012). Resolução Normativa nº 587, 17 Abr 2012.
- Barcelos, S.L., Matos, J.G., Souza Ribeiro, L.A. (2019). Modelling and analysis of the isolated microgrid installed at Lençóis Island using PSCAD/EMTDC, 5th Southern Power Electronics Conference/15th Brazilian Power Electronics Conference – SPEC-COBEP, Santos, SP, Brasil.
- Bellido, M.M.H. (2018). Microrrede elétricas: uma proposta de implementação no Brasil. Tese, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Borges, P.V.S. (2016). Análise regulatória e econômica de microrredes elétricas no Brasil. Dissertação, UFRJ, Rio de Janeiro.
- Brasil (2022). Lei n. 14.300, de 6 de jan. de 2022. Marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Brasília, DF, Brasil.
- Carter, D., Zoellick, J., Marshall, M. (2019). Demonstrating a secure, reliable, low-carbon community microgrid at the Blue Lake Rancheria, 216p.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020). *Balanco Energético Nacional 2020*. EPE, Rio de Janeiro.
- Farrell, J. (2011). Democratizing the Electricity System: A vision for the 21st century grid. New Rules Project, 52p., Minneapolis.
- Guarnieri, M., Bovo, A., Giovannelli, A., Mattavelli, P. (2018). A real multitechnology microgrid in Venice: a design review.
- Hirsh, A., Parag, Y., Guerrero, J. (2018). Microgrids: a review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and sustainable energy reviews*, vol 90, pp 402-411. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- HOMER Energy (2021). Welcome to HOMER, available at: www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html (accessed 15 June 2021).
- IEEE (2019). IEEE Recommended practice for the planning and design of the microgrid. *IEEE Std 2030.9-2019*. doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8746836.
- IEMA (2016). Prioridades para integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico. IEMA, São Paulo.
- Maloney, P. (2018). The affordable microgrid: securing electric reliability through outsourcing. *Microgrid knowledge*.
- Lawder, M. T. et al., Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications, in *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 6, pp.1014-1030, June 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2317451.
- Matos, J.G.D. (2014). Controle de potência em microrredes CA isoladas com aerogeradores. Tese, UFMA, São Luís.
- Papaefthymiou, G., Grave, K., Dragoon, K. (2014). Flexibility options in electricity systems. *Ecofys*, Berlim.
- Quadros, R., Jucá, J.L., Cypriano, J.G.I., Silva, R.P.B.D., Silva, L.C.P.D., Bento, R.G. (2021). Implementation of Microgrid on the University Campus of UNICAMP Brazil: Case Study. *J Electron Adv Electr Eng*.
- Tolmasquim, M.T. (2017). Integração das fontes renováveis intermitentes na América Latina. *Caf*. Caracas.