

SISTEMAS ISOLADOS

ENERGIA SOLAR PARA SUPRIMENTO DE SISTEMAS ISOLADOS DO AMAZONAS

*Avaliação da atratividade
econômica de solução híbrida em
sistemas do Grupo B do Projeto de
Referência da Eletrobras
Distribuição Amazonas*

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Fernando Coelho Filho

Secretário Executivo

Paulo Pedrosa

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fábio Lopes Alves

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**

Vicente Humberto Lôbo Cruz

SISTEMAS ISOLADOS

ENERGIA SOLAR PARA SUPRIMENTO DE SISTEMAS ISOLADOS DO AMAZONAS

*Avaliação da atratividade
econômica de solução híbrida
em sistemas do Grupo B do
Projeto de Referência da
Eletrobras Distribuição
Amazonas*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nóbrega Barroso
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Equipe Técnica

Cristiano Saboia Ruschel
Gustavo Pires da Ponte
Michele Almeida de Souza
Sergio Luiz Scramin Junior
Thiago Ivanoski Teixeira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C – nº 85 – Sala 1712/1714
70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº. EPE-DEE-NT-091/2016-r0

Data: 31 de outubro de 2016

Apresentação

Esta Nota Técnica apresenta um estudo de avaliação do potencial de ganho de competitividade de uma solução híbrida que utilize energia solar fotovoltaica, com ou sem baterias, em relação à solução baseada exclusivamente em geradores a diesel, que corresponde ao Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Amazonas para atendimento aos Sistemas Isolados do Grupo B. Em nenhum dos casos avaliados o sistema gerador a diesel foi descartado (foi sempre mantido como reserva operativa), de tal forma que a energia solar, e eventualmente as baterias, funcionam basicamente reduzindo o consumo de combustível.

Espera-se que este trabalho incentive e contribua para a elaboração de Projetos Alternativos.

Para este exercício, dentre as 54 localidades contempladas no Projeto de Referência, foram amostradas quatro delas, pertencentes ao Lote II, em função do prazo contratual, da localização e da potência instalada, buscando representar diferentes portes e complexidade logística.

Em que pese o maior investimento inicial, tomando-se por base as premissas e parâmetros descritos nesta Nota Técnica, observou-se uma redução no custo nivelado da energia de até, aproximadamente, 8%. O resultado não deve ser generalizado, pois a amostra é pequena, mas indica que existe potencial competitividade em soluções alternativas com uso de geração solar fotovoltaica.

Não obstante, a opção por solução fotovoltaica, com ou sem baterias, requer mão-de-obra qualificada e devida atenção à confiabilidade de suprimento desses sistemas, levando em conta a complexidade de acesso às localidades.

Sumário

<i>Apresentação</i>	1
<i>1. Introdução</i>	3
<i>2. Objetivo</i>	5
<i>3. Apresentação do Projeto</i>	5
3.1 Projeto de Referência.....	5
<i>4. Avaliação do Suprimento</i>	8
4.1 Recurso Solar	8
4.2 Características Técnicas e Considerações Adotadas	11
4.2.1 Preço de Referência.....	11
4.2.2 Custos fixos	12
4.2.3 Gerador a diesel	13
4.2.4 Óleo diesel.....	13
4.2.5 Combinações de fontes energéticas.....	14
4.2.6 Módulos Fotovoltaicos	14
4.2.7 Inversores	15
4.2.8 Baterias	15
4.3 Simulações e Resultados.....	16
<i>5. Recomendações</i>	25
<i>Anexo A - Curvas de Carga</i>	28
<i>Anexo B - Resultado das Simulações</i>	30

1. Introdução

Conforme preconizado na Portaria MME nº 600/2010 [1], a Eletrobras Distribuição Amazonas enviou à EPE o Projeto de Referência para atendimento a 54 mercados isolados (ou sistemas isolados¹) do denominado Grupo B do estado. Os mercados foram divididos em 5 lotes e 2 sublotos, de acordo com a localização, as suas previsões de interligação ao Sistema Interligado Nacional – SIN e particularidades de cada mercado.

Tendo em vista a grande quantidade de sistemas isolados do Projeto de Referência supracitado, para a avaliação apresentada neste documento consideraram-se quatro localidades do Lote II, selecionadas em função do prazo contratual, da localização e da potência instalada, buscando representar diferentes portes e complexidade logística. O denominado Lote II corresponde às localidades da região do Médio Solimões/Purus, que não possuem previsão de interligação no horizonte de planejamento.

O Projeto de Referência apresentado pela distribuidora, e habilitado tecnicamente pela EPE, contempla o atendimento por geradores a óleo diesel nos 54 Sistemas Isolados. Em conformidade com o art. 8º do Decreto nº 7.246/2010 [2] e tomando como referência o projeto apresentado, a EPE realizou os trâmites necessários para fins de determinação do custo total de geração, estimado em 1.467 R\$/MWh² para o Lote II. Esse valor, considerado muito elevado, se deve às dificuldades de acesso às localidades, ao baixo fator de escala de algumas usinas e ao alto valor do combustível, conforme informações da distribuidora. Adicionalmente, no caso do estado do Amazonas, há ainda a incidência do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS sobre a geração de energia elétrica, que também contribui para o alto custo de atendimento.

Cabe lembrar que o Decreto nº 7.246/2010 estabelece que os Projetos de Referência deverão buscar a redução do custo total da geração nos Sistemas Isolados e da necessidade do reembolso pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e que os agentes dos Sistemas Isolados deverão buscar a eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica. Desta

¹ Neste documento utiliza-se indistintamente as expressões “mercados isolados”, “sistemas isolados” e “localidades”.

² Ref. Junho/2016, podendo ser atualizado quando da publicação do edital pela ANEEL.

forma, este documento analisa possíveis alternativas de suprimento que impliquem em redução do custo de geração.

Destaca-se que a EPE já realizou estudo semelhante [3] avaliando o atendimento a quatro sistemas isolados do Lote III do Acre, objeto do Edital do Leilão nº 10/2015-ANEEL, e concluiu, a partir de determinadas premissas, que para aquelas localidades a adoção de sistemas híbridos formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel, poderia proporcionar (i) redução de aproximadamente 9% no valor da energia, em R\$/MWh; (ii) menor vulnerabilidade e benefício econômico em função da expectativa de aumento do preço futuro do diesel; (iii) economia no consumo de combustíveis fósseis, proporcionando redução de emissões de gases de efeito estufa; e (iv) geração de conhecimento em sistemas renováveis na região amazônica, propiciando desenvolvimento tecnológico, industrial, comercial e de mão de obra nacional. Naquela oportunidade a EPE recomendou o atendimento àquelas quatro localidades do Acre utilizando-se sistemas híbridos, considerando energia solar fotovoltaica com geradores a diesel e armazenamento de energia por meio de baterias.

Após essa publicação, e corroborando com as constatações supracitadas, um agente interessado apresentou à EPE seu Projeto Alternativo, nos termos do §3º do art. 8º do Decreto nº 7.246/2010 e do art. 5º da Portaria MME nº 600/2010, contemplando usinas termelétricas e fotovoltaicas, para atendimento aos quatro Sistemas Isolados do Lote III do Acre. O projeto informava ainda que o uso de baterias seria avaliado, a fim otimizar a geração de energia e um melhor aproveitamento da energia solar disponível local. Apesar do esforço dispendido na elaboração do Projeto Alternativo, o empreendedor não apresentou proposta para participação naquele leilão.

Outro exemplo a ser citado é o Projeto de Referência para atendimento Grupo A (lotes II e III) da Amazonas Energia, objeto do Edital do Leilão nº 02/2016-ANEEL, para o qual foram apresentados dois Projetos Alternativos contemplando usinas híbridas (diesel e fotovoltaico). Da mesma maneira, tais projetos também não receberam oferta no leilão, prevalecendo a solução do Projeto de Referência.

Dadas as condições similares entre esses mercados e a experiência verificada nos leilões anteriores, a EPE elaborou este documento, visando fomentar e subsidiar a apresentação de Projetos Alternativos para o atendimento aos Sistemas Isolados do Grupo B do Amazonas, a ser licitado.

Adicionalmente, destaca-se que para a habilitação técnica de Projetos Alternativos deve ser observado o estabelecido nas "Instruções para Elaboração e Apresentação de

Projetos Alternativos aos Projetos de Referência” (EPE-DEE-RE-121/2014), publicadas no site da EPE.

2. Objetivo

Este documento tem por objetivo avaliar alternativas de suprimento a quatro Sistemas Isolados do Projeto de Referência denominado Grupo B, elaborado pela Eletrobras Distribuição Amazonas. Para isso será considerado o uso de sistemas híbridos com geradores a diesel e energia solar fotovoltaica, com e sem armazenamento de energia por meio de baterias.

3. Apresentação do Projeto

3.1 Projeto de Referência

O Projeto de Referência denominado Grupo B foi apresentado pela Eletrobras Distribuição Amazonas, e propõe o atendimento a cinquenta e quatro Sistemas Isolados por meio de aquisição de energia e potência elétrica de agente vendedor, conforme previsto no art. 8º, parágrafo I do Decreto nº 7.246/2010 [2]. O quadro abaixo apresenta as localidades que fazem parte desse Grupo, agrupadas por lotes e sublotes.

Segundo o projeto de referência apresentado pela Distribuidora, o Produtor Independente de Energia – PIE contratado será responsável pela implantação, operação e manutenção das usinas, incluindo o suprimento e a manutenção do estoque de combustível para todas as usinas, que utilizariam motores de combustão interna a óleo diesel para acionar os geradores elétricos.

Lote 01	Lote 02	Lote 03
Augusto Montenegro	Pauini	Sucundurí
Moura	Tuiué	Vila de Matupí
Carvoeiro	Tapauá	Novo Aripuanã
Caborí	Vila de Belo Monte	Manicoré
Mocambo	Vila de Urucurituba	Auxiliadora
Nhamundá	Sacambú	Axinim
Santana do Uatumã	Parauá	Apuí
Barcelos	Novo Céu	Lote 03-A
Novo Airão	Manaquirí	Humaitá
Santa Isabel do Rio Negro	Lábrea	Nova Olinda do Norte
Cucuí	Itapurú	Borba
Iauaretê	Caviana	Lote 04
Lindóia	Castanho I	São Gabriel da Cachoeira
Novo Remanso	Castanho II	Lote 05
Urucará	Careiro da Várzea	Autazes
São Sebastião Do Uatumã	Campinas	
Lote 01-A	Canutama	
Vila Amazônia + Zé Açú	Beruri	
Pedras	Araras	
Barreirinha	Boca do Acre	
Boa Vista do Ramos + Cametá		
Maués		
Urucurituba + Itapeçu		

Quadro 1 – Mercados Isolados do Grupo B da Eletrobras Distribuição Amazonas

Dada a grande quantidade de Sistemas Isolados contemplados pelo Projeto de Referência, foram selecionadas quatro localidades para avaliação no presente estudo. A escolha das localidades se deu em função da localização e da potência instalada, buscando representar diferentes portes e complexidade logística. Tendo em vista os diferentes prazos contratuais previstos no projeto, optou-se por estudar localidades do Lote II, por ser o único com mais de um sistema e com prazos contratuais de 15 anos para todos eles e por não haver previsão de interligação ao SIN. Entende-se que o maior prazo contratual favorece a viabilização de empreendimentos fotovoltaicos, inclusive com baterias, dado seu maior custo de investimento, se comparado às usinas termelétricas convencionais a óleo diesel. Dessa forma, o quadro abaixo apresenta os dados dos quatro Sistemas Isolados ora avaliados.

Localidade	Demanda em 2022 (kW)	Potência instalada proposta no Projeto de Referência (kW)	Energia em 2022 (MWh)
Araras	187	400	883
Canutama	1.833	3.000	10.065
Tapauá	3.806	5.000	18.621
Boca do Acre	9.505	12.600	50.761

Quadro 2 – Informações do Projeto de Referência para os Sistemas Isolados selecionados

As informações sobre os municípios e o mercado a ser contratado até o quinto ano de suprimento são mostrados nos quadros abaixo.

Localidade	Coordenadas geográficas	População estimada 2016 ³	PIB per capita em 2013 ³
Araras ⁴	03° 24' 58" S; 61° 21' 53" W	12.622	R\$ 9.265,87
Canutama	06° 32' 04" S; 64° 23' 01" W	15.312	R\$ 5.527,16
Tapauá	05° 37' 17" S; 63° 11' 16" W	18.039	R\$ 8.327,06
Boca do Acre	08° 46' 05" S; 67° 19' 08" W	33.840	R\$ 7.241,46

Quadro 3 – Informações dos municípios

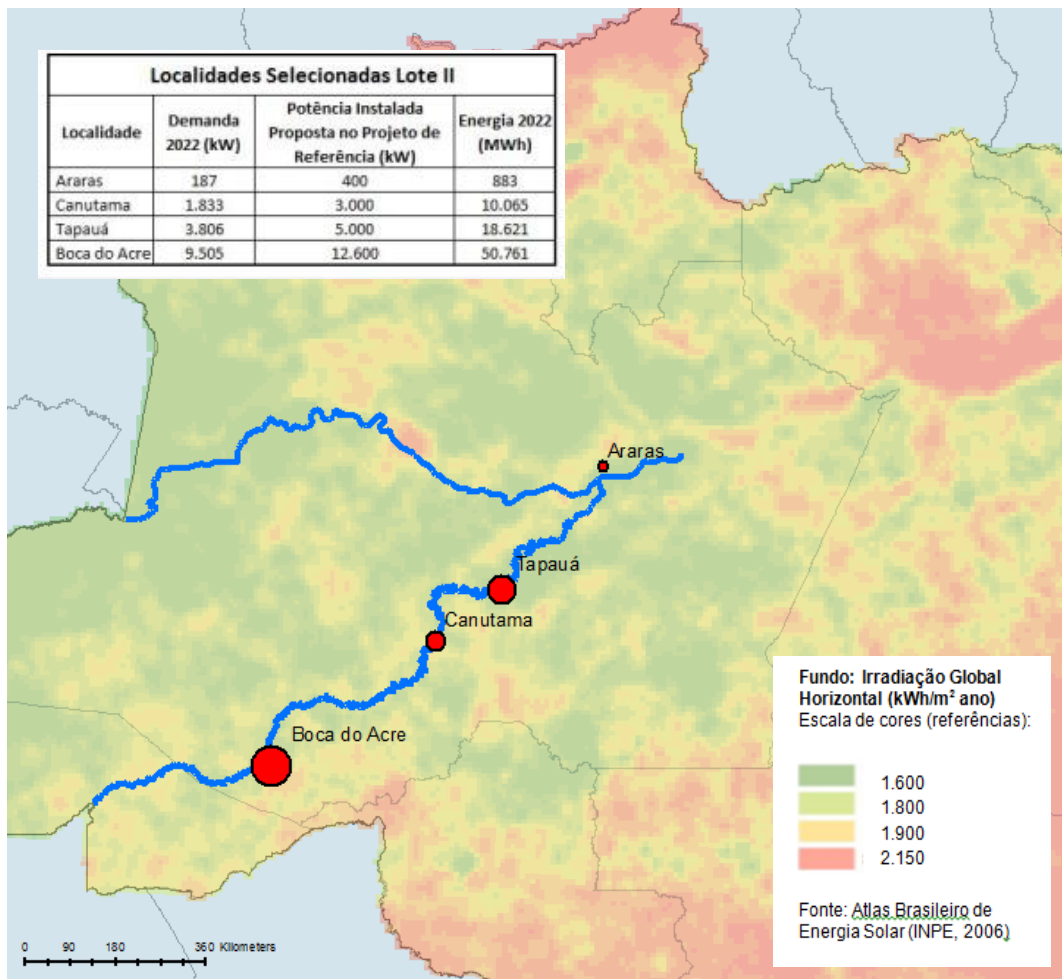


Figura 1 – Mapa de localização dos sistemas isolados

³ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE [13].

⁴ Informações relativas ao município de Caapiranga, do qual Araras faz parte.

Ano	Araras		Canutama		Tapauá		Boca do Acre	
	Mercado (MWh)	Demanda (kW)	Mercado (MWh)	Demanda (kW)	Mercado (MWh)	Demanda (kW)	Mercado (MWh)	Demanda (kW)
2018	745	162	8.508	1.549	16.593	3.113	38.313	7.314
2019	774	167	8.869	1.615	17.107	3.278	41.069	7.875
2020	810	174	9.246	1.679	17.620	3.452	44.083	8.175
2021	845	180	9.649	1.757	18.149	3.625	47.309	8.818
2022	883	187	10.065	1.833	18.621	3.806	50.761	9.505

Quadro 4 – Energia e Demanda a atender em cada Sistema Isolado (Projeto de Referência)

Cabe destacar que, para fins de atendimento ao mercado, o Projeto de Referência tem como premissa a saturação dos valores de energia e demanda a partir do quinto ano do contrato (2022), que também servirá de base para o dimensionamento inicial dos sistemas.

4. Avaliação do Suprimento

A seguir são apresentadas as considerações da EPE quanto ao suprimento de energia elétrica destes quatro Sistemas Isolados, considerando o uso de sistemas híbridos com geradores a diesel e energia solar fotovoltaica, com e sem armazenamento de energia por meio de baterias.

Ressalte-se que para as análises, foi utilizado o *software* Homer (*The micropower optimization mode*). O Homer é um modelo de otimização, desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* – NREL, especializado em sistemas híbridos. Este software foi concebido para auxiliar no projeto de sistemas de geração, tanto isolados quanto conectados à rede, utilizando múltiplas fontes de energia. Ele é capaz de simular fontes estocásticas, como usinas fotovoltaicas, eólicas e hidroelétricas de pequeno porte, junto com geradores termelétricos. Também é possível representar sistemas de armazenamento de energia elétrica, como baterias e tanques de hidrogênio [4].

4.1 Recurso Solar

Diante do elevado custo variável das usinas do Lote II, apresentado anteriormente, surge a necessidade de estimar a redução do consumo de diesel a partir da complementariedade de geração de energia elétrica por meio de outra fonte.

O Brasil possui grande potencial de aproveitamento de energia solar durante todo o ano e sua utilização em regiões mais afastadas dos centros urbanos pode trazer benefícios para o seu desenvolvimento. A radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico, que resulta da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar.

A Figura 2 apresenta o índice médio anual de radiação solar no Brasil, segundo o Atlas de Irradiação Solar no Brasil [5], onde se pode observar que a região Norte não corresponde aos melhores índices de radiação do país. Não obstante, essa região ainda apresenta um grande potencial de aproveitamento energético da irradiação solar, principalmente para o fornecimento de energia elétrica para as regiões remotas ou mais afastadas dos centros urbanos.

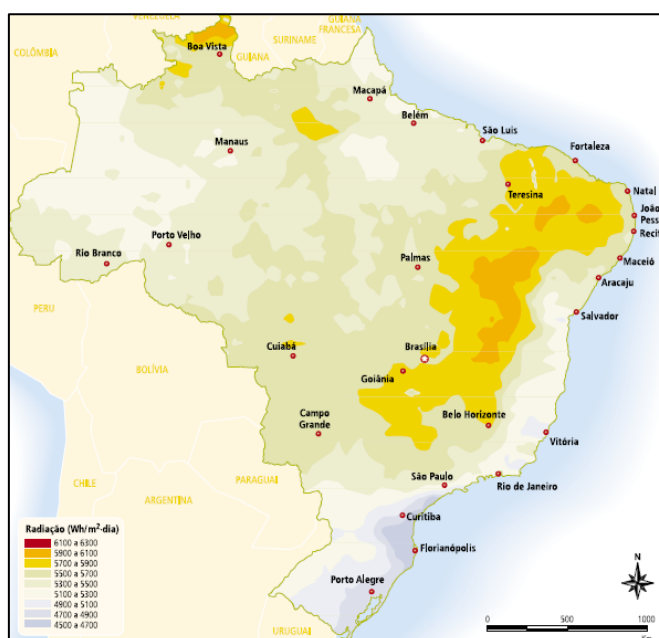


Figura 2 – Radiação solar global diária – média anual típica (Wh/m².dia).

O Quadro 5 e o Quadro 6 apresentam as radiações solares típicas para as localidades avaliadas. No primeiro, as informações do Instituto Nacional de Pesquisa Espacial (INPE) foram obtidas através do *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) [6]. No segundo, os dados foram extraídos do *software* Homer, que realiza a modelagem de energia para sistemas renováveis [4].

No primeiro a radiação média anual é da ordem de 5,04 kWh/m²/dia, enquanto o segundo apresenta média em torno de 4,70 kWh/m²/dia. Para fins deste estudo, adotou-se os valores do INPE, apresentados no Quadro 5.

Araras	
Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)	
Média Anual	5,019
Janeiro	4,870
Fevereiro	4,759
Março	4,788
Abril	4,928
Maio	4,676
Junho	4,341
Julho	5,056
Agosto	5,603
Setembro	5,589
Outubro	5,712
Novembro	5,713
Dezembro	4,859

Canutama	
Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)	
Média Anual	5,099
Janeiro	4,483
Fevereiro	4,710
Março	4,936
Abril	4,917
Maio	4,936
Junho	4,474
Julho	4,700
Agosto	5,680
Setembro	5,801
Outubro	5,634
Novembro	5,485
Dezembro	5,069

Tapauá	
Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)	
Média Anual	4,983
Janeiro	4,759
Fevereiro	4,482
Março	5,023
Abril	4,965
Maio	4,750
Junho	4,396
Julho	3,869
Agosto	5,614
Setembro	5,558
Outubro	5,578
Novembro	5,781
Dezembro	4,837

Boca do Acre	
Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)	
Média Anual	5,07
Janeiro	5,28
Fevereiro	4,688
Março	5,059
Abril	4,714
Maio	4,718
Junho	4,557
Julho	4,053
Agosto	5,307
Setembro	5,639
Outubro	5,424
Novembro	5,469
Dezembro	5,23

Quadro 5 – Radiação Solar típica. Fonte: SWERA - GHI INPE High Resolution

Araras		Canutama	
Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)		Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)	
Média anual	4,616	Média anual	4,712
Janeiro	4,480	Janeiro	4,500
Fevereiro	4,310	Fevereiro	4,590
Março	4,340	Março	4,450
Abril	4,330	Abril	4,460
Maiο	4,130	Maiο	4,250
Junho	4,300	Junho	4,380
Julho	4,760	Julho	4,960
Agosto	5,210	Agosto	5,150
Setembro	5,250	Setembro	5,300
Outubro	5,090	Outubro	5,170
Novembro	4,760	Novembro	4,790
Dezembro	4,410	Dezembro	4,540

Tapauá		Boca do Acre	
Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)		Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² /dia)	
Média anual	4,700	Média anual	4,755
Janeiro	4,490	Janeiro	4,470
Fevereiro	4,550	Fevereiro	4,540
Março	4,540	Março	4,440
Abril	4,470	Abril	4,520
Maiο	4,210	Maiο	4,340
Junho	4,330	Junho	4,650
Julho	4,920	Julho	5,210
Agosto	5,190	Agosto	5,180
Setembro	5,220	Setembro	5,280
Outubro	5,180	Outubro	5,180
Novembro	4,770	Novembro	4,790
Dezembro	4,520	Dezembro	4,450

Quadro 6 – Radiação Solar típica. Fonte: Homer

4.2 Características Técnicas e Considerações Adotadas

4.2.1 Preço de Referência

Em atendimento ao Art. 8º do Decreto nº 7.246/2010 [2], a EPE calculou o Custo Total de Geração a ser considerado no processo de licitação para atendimento aos 54 Sistemas Isolados do Grupo B do Amazonas [7], divididos em lotes. Esse preço de referência é composto por: Receita Anual Fixa – RAF (que visa remunerar os custos de investimento e custos fixos de O&M) e Custo Variável Unitário – CVU (contemplando os custos variáveis de O&M e de combustível).

As informações adotadas pela EPE para o cálculo do preço de referência (ref. Junho/2016) para os 4 Sistemas Isolados em pauta são apresentados no quadro abaixo. Ressalta-se que, para fins de licitação, os lances devem contemplar o atendimento a **todas as localidades de um mesmo lote**.

Mercado isolado	Potência instalada (kW)	Custo total de investimento (R\$)	R\$/kW	Custo Variável Unitário - CVU (R\$/MWh)
Araras	400	2.200.000	5.500	1.263
Canutama	3.000	12.000.000	4.000	1.090
Tapauá	5.000	20.000.000	4.000	1.090
Boca do Acre	12.600	34.650.000	2.750	1.307

Quadro 7 – Custos por usina, com base no dimensionamento proposto no Projeto de Referência

Considerando os dados de mercado a contratar (ano base 2022), o preço de referência calculado pela EPE para a UTE equivalente⁵ do Lote II (que contempla 20 localidades, incluindo as 4 em estudo) resulta em cerca de R\$ 1.467/MWh (ref. Junho/2016) [7]. Ressalta-se, que quando da publicação do edital esse valor poderá ser modificado ou atualizado pela ANEEL.

Considerando o elevado valor do preço de referência e com o intuito de verificar a viabilidade da implantação de sistemas híbridos com energia fotovoltaica nesses Sistemas Isolados do Amazonas, a EPE apresenta sua avaliação, de forma a atender o preconizado no Decreto nº 7.246/2010 [2] e na Portaria MME nº 600/2010 [1].

4.2.2 Custos fixos

Alguns custos de investimento e de operação e manutenção - O&M são comuns a qualquer configuração do sistema gerador. Na parte de custo de investimento, podemos destacar, de forma não exaustiva: grupos geradores e sistemas auxiliares, elaboração de projeto, aquisição de terreno, obras civis, sistema de aterramento, construção da subestação, montagens eletromecânicas. Na parte de O&M, destaca-se: salário dos operadores, reposição de peças, manutenção das estruturas comuns.

Inicialmente, adotou-se os custos de investimento total mostrados no Quadro 7 para sistemas puramente diesel. A partir desses dados, considerou-se que 35 % correspondem, exclusivamente, aos grupos geradores. Os outros 65 % correspondem ao custo de investimento total excluindo-se os custos dos grupos geradores⁶, doravante denominado custo de investimento fixo.

⁵ O projeto apresenta os dados relativos a cada usina, porém, de forma a se determinar um preço final, elaborou-se uma usina equivalente.

⁶ Para fins de simulação no *software* Homer, tornou-se necessário distinguir os valores dos grupos geradores, já que durante o processo de simulação, o modelo busca a melhor configuração, podendo, inclusive, reduzir a potência dos grupos geradores a diesel.

Foi considerado como custo de O&M fixo o equivalente a 5% do custo de investimento fixo. Para fins de simulação, o valor complementar referente aos custos de O&M fixo do gerador a diesel foi considerado no custo de substituição dos grupos geradores.

4.2.3 Gerador a diesel

Conforme descrito acima, o custo de investimento dos geradores a diesel, neste estudo, corresponde a 35 % do custo de investimento total. Considerou-se que a cada 15.000 horas de operação se faz necessária a realização de manutenção geral do equipamento. Essa manutenção foi representada no modelo do *software* Homer pelo custo de reposição, equivalente a 60% do valor do gerador⁷. Além disso, o custo de O&M variável considerado foi de 25 R\$/MWh.

Com relação ao consumo específico das máquinas adotou-se os limites estabelecidos em [8]. No caso da usina de Tapauá, por exemplo, quando a máquina está em sua potência nominal e o gerador, em seu ponto de máxima eficiência, é capaz de entregar 1 MWh consumindo 283 litros de diesel.⁸

Ressalta-se que em todas as simulações foi considerado ao menos um gerador operando constantemente, de modo a estabelecer frequência (60 Hz) e tensão da rede, não sendo utilizados inversores formadores de rede. A quantidades de máquinas e potências unitárias consideradas foram as mesmas do Projeto de Referência, resultando na potência instalada indicada no Quadro 7.

4.2.4 Óleo diesel

O custo do óleo diesel nas localidades analisadas é consideravelmente maior do que o praticado nas capitais estaduais⁹. Isso se deve, especialmente, à localização e às dificuldades de logística, típicos da região. Para as simulações deste estudo, com base no Projeto de Referência e nas informações publicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis - ANP, considerou-se o valor de R\$ 3,4216/L (ref. junho/2016), conforme [7].

A partir desse valor, foi adicionado um *mark-up* que representa outros custos inerentes à geração nestes sistemas tais como custos financeiros, administrativos, impostos,

⁷ A soma do custo de reposição com o custo de O&M fixo resultam em aproximadamente 10% do custo de investimento da usina, em conformidade com o critério adotado em [7].

⁸ Considerando o limite de consumo específico de 283 L/MWh preconizado na Resolução Normativa ANEEL nº 427/2011 [8].

⁹ Para junho de 2016, o preço publicado pela ANP para os distribuidores em Manaus foi de 2,853 R\$/L.

encargos e de estoque de combustível. O valor de *mark-up* considerado foi de 10%, levando o custo do diesel a R\$ 3,764/L.

Adicionalmente, como sensibilidade, serão analisados os resultados com o aumento do custo do diesel em 25 % e em 50 %, além de uma redução de custo de 25%. Essas análises se justificam devido à incerteza do valor do diesel durante o período contratual e pelo fato de ser um gasto que perdura durante todo esse período.

4.2.5 Combinações de fontes energéticas

De modo a utilizar recursos energéticos locais e reduzir o consumo de combustível em períodos diurnos, a tecnologia solar fotovoltaica pode ser vantajosa nos sistemas isolados, majoritariamente atendidos por geração térmica a diesel. Entretanto, pela necessidade de geração de energia elétrica durante o período noturno e devido às limitações de um sistema de acumulação por bancos de baterias, torna-se necessário, para fins de confiabilidade e segurança no suprimento, equipar os sistemas com geradores a diesel, independentemente da adoção de solução com geração fotovoltaica, com ou sem bancos de baterias.

4.2.6 Módulos Fotovoltaicos

Para efeito das simulações, considerou-se o custo dos sistemas fotovoltaicos¹⁰ em 5,50 R\$/Wp. Esse custo contempla os módulos fotovoltaicos em si, além das estruturas de suporte, controladores de carga e frete até as localidades. Como sensibilidade, também foram simulados sistemas com o custo de 4,4 e 6,6 R\$/Wp, que correspondem, respectivamente, a 80 % e 120 % do valor considerado. Destaca-se a expressiva e recente redução de custos de equipamentos fotovoltaicos: como comparação, no documento [3] o valor adotado foi de 7,50 R\$/Wp.

De modo geral, considera-se o custo de operação e manutenção (O&M) do sistema fotovoltaico correspondendo a cerca de 1% do valor do investimento por ano. Todavia, de modo a ser mais conservador e dadas as características da região analisada, para esta análise foi considerado o custo de O&M de 2% do investimento por ano.

¹⁰ Considera-se neste documento "sistema fotovoltaico" o conjunto de elementos composto de arranjo fotovoltaico, dispositivos de controle, condicionamento, supervisão, proteção, fiação, fundação e estrutura de suporte, não incluindo o armazenamento de energia elétrica (baterias) e inversor.

Adicionalmente, ainda para efeito de simulações no Homer, foi considerado como *Derating Factor*¹¹ o valor de 75 %.

4.2.7 Inversores

Por ser uma tecnologia estática, a energia produzida pelas células fotovoltaicas não deve ser utilizada diretamente, já que a corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é contínua, sendo que no Brasil o padrão das redes é em corrente alternada, com frequência de 60 Hz.

Para tal adequação, é necessária a utilização dos equipamentos inversores que modulam a corrente contínua em alternada possibilitando, assim, a utilização de equipamentos comuns. Quando são utilizadas baterias, é necessária ainda a instalação de um segundo conversor, capaz de controlar a carga e a descarga das baterias.

Da mesma forma que no caso dos sistemas fotovoltaicos o custo dos inversores deve contemplar o frete. Dessa forma, considerou-se o valor de 1,0 R\$/W¹² para os casos onde não se considera a instalação de baterias, e 2,0 R\$/W nos demais cenários. O custo associado de O&M considerado foi de 1% do valor do investimento para todos os casos.

4.2.8 Baterias

Conforme descrito, a geração de energia por meio da tecnologia fotovoltaica é restrita a condições da radiação solar, ou seja, durante a noite não é possível gerar energia.

Por sua característica de intermitência, essa tecnologia é geralmente associada a acumuladores de energia ou a combinação com outras fontes de energia para que seja possível o atendimento da demanda durante o período noturno ou quando as condições de radiação são pouco favoráveis.

No entanto, a tecnologia de baterias escolhida possui uma vida útil substancialmente inferior aos módulos fotovoltaicos. Estima-se que a tecnologia chumbo-ácido do tipo OPzS, às condições locais de temperatura e limitada a 50% de profundidade de descarga máxima, deva ser integralmente substituída a cada 7 anos,

¹¹ O *derating factor* é um fator que o Homer aplica para a potência de saída do arranjo fotovoltaico, de forma a contemplar condições reais de operação, tais como perdas na cablagem, sombreamento, degradação, acúmulo de sujeira, dentre outros [4].

¹² Novamente, houve significativa de redução de custos recentemente. Em [3] o valor utilizado foi de 2,5 R\$/kW. Nas simulações da localidade de Araras, o valor considerado para os inversores fotovoltaicos foi de 1,5 R\$/W, tendo em vista a menor potência unitária dos equipamentos para este local.

aproximadamente. Observa-se que o tempo de vida útil de uma bateria pode ser ainda menor, a depender da forma de uso e do dimensionamento do sistema. O processo de descarga das baterias deve ser projetado prevendo um dimensionamento suficiente para que a curva de descarga diária não ultrapasse níveis críticos.

Ressalte-se também que o descarte dessas baterias é uma questão ambiental importante, já que são constituídas por substâncias tóxicas e que podem ser prejudiciais quando em contato direto com o meio ambiente.

Para fins deste estudo, considerou-se a utilização de baterias chumbo-ácido, do tipo OPzS, com profundidade de descarga de 50 % e vida útil de 7 anos. Quanto aos custos, considerou-se o valor de 1.500 R\$/kWh para a compra, o transporte e a instalação, sendo o O&M 1% desse valor por ano. Adotou-se como custo de substituição das baterias após a vida útil, um valor 50 % maior, devido à necessidade de retirar as baterias antigas do local e providenciar um descarte adequado, conforme a legislação vigente. Como sensibilidade, também foram simulados sistemas com o custo de 1.200 e 1.800 R\$/kWh, que correspondem, respectivamente, a 80 % e 120 % do valor considerado.

Adicionalmente, avaliou-se o uso de baterias do tipo íons de lítio. O custo de investimento considerado para esta tecnologia foi 4.000 R\$/kWh, mas devido ao fato de possuírem maior profundidade de descarga e vida útil mais longa, este tipo de bateria vem se mostrando competitiva em diversas aplicações no mundo. Ressalta-se que essa tecnologia não foi, ainda, extensivamente testada em condições climáticas extremas, semelhantes aos locais das instalações¹³. Por esta razão, foi feita uma breve análise comparativa, para apenas um sistema, considerando baterias de íons de lítio e baterias chumbo-ácido.

4.3 Simulações e Resultados

Com base nas considerações e premissas descritas, os sistemas de cada localidade foram simulados no *software* Homer a fim de encontrar a configuração mais econômica utilizando sistemas fotovoltaicos, baterias e geradores a diesel.

As configurações resultantes da simulação são inúmeras e a escolha entre elas dependerá de diferentes fatores. O parâmetro de priorização do *software* Homer é a minimização do valor presente líquido do custo total de suprimento de energia do

¹³ Em 2014 foi inaugurado o projeto solar Cobija, com 1,2 MWh de baterias de íons de lítio, executado pela ENDE Guaracachi (Bolívia) na fronteira com o Acre. [14]

sistema. Entretanto, em outros contextos, outros fatores podem ser mais importantes, como por exemplo, o investimento inicial.

As curvas de carga utilizadas para cada localidade durante as simulações encontram-se no Anexo A - Curvas de Carga.

Abaixo são apresentados diversos resultados das simulações realizadas. O Quadro 8 apresenta os custos nivelados de energia (LCOE) [9] enquanto o Quadro 9 apresenta o valor presente líquido do custo de todo o sistema. Os valores de ambos são resultados da análise durante o ciclo de vida do sistema de 15 anos¹⁴. É importante frisar que em todos os casos o parque gerador a diesel é mantido constante e igual aos informados em [7].

Os valores informados entre parênteses representam a redução percentual em relação ao custo nivelado de energia do sistema puramente diesel.

Localidade	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Araras	1.907 (-5,2%)	1.910 (-5,0%)	2.011
Canutama	1.401 (-6,4%)	1.366 (-8,7%)	1.496
Tapauá	1.254 (-7,8%)	1.258 (-7,5%)	1.360
Boca do Acre	1.063 (-6,3%)	1.073 (-5,5%)	1.135
Média dos 4 Sistemas	1.159 (-6,7%)	1.162 (-6,5%)	1.242

Quadro 8 – Custo nivelado da energia, em R\$/MWh.

Cabe observar o cálculo do LCOE não segue a formulação de preço de referência definida em [10] e se presta unicamente à comparação entre as opções avaliadas neste documento, não devendo ser comparado diretamente com o preço de referência a ser definido em edital específico. Além disso, o edital definirá preços para cada lote, enquanto a presente análise contempla apenas 4 localidades de um dos lotes do Grupo B do estado do Amazonas.

¹⁴ Para fins de simulação, foi considerada uma taxa de desconto de 7% ao ano.

Localidade	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Araras	15.334	15.360	16.175
Canutama	128.468	125.188	137.130
Tapauá	212.683	213.390	230.713
Boca do Acre	491.364	496.198	524.858
Total dos 4 Sistemas	<i>847.850</i>	<i>850.136</i>	<i>908.876</i>

Quadro 9 – Valor presente líquido do custo ao longo do período de 15 anos, em milhões de reais.

As configurações completas e valores econômicos resultantes das simulações realizadas pelo *software* Homer encontram-se no Anexo B - Resultado das Simulações.

O dimensionamento do banco de baterias proposto pelo Homer resulta em uma pequena quantidade de baterias, equivalente a uma autonomia de aproximadamente 18 minutos em Boca do Acre e 2 horas em Araras. Isto ocorre pois o banco de baterias está desempenhando um papel prioritariamente operativo, ao permitir que os geradores operem num ponto de maior eficiência e reduzindo a ocorrência de situações de excesso de energia.

A análise dos Quadro 8 e Quadro 9 mostra que as opções "Fotovoltaico e diesel" e "Fotovoltaico, bateria e diesel" representam ganhos significativos se comparadas aos sistemas puramente a diesel. Porém, entre essas duas primeiras opções quase não se percebe diferença de resultados. Apenas para o sistema de Canutama o uso de baterias se mostrou um pouco mais vantajoso do ponto de vista econômico.

Ao analisar os resultados da simulação, percebe-se que o potencial de redução do consumo de combustível diesel é significativo. O Quadro 10 apresenta o volume médio anual de combustível consumido pelos sistemas com as configurações propostas. Os valores informados entre parênteses representam a redução percentual de combustível que é consumido em relação ao sistema puramente diesel. Nesse caso, observa-se que o uso de baterias pode proporcionar expressiva redução de consumo de diesel.

Localidade	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Araras	284 (-15,4%)	249 (-25,9%)	336
Canutama	2.785 (-14,9%)	2.525 (-22,9%)	3.274
Tapauá	4.397 (-21,1%)	4.172 (-25,1%)	5.572
Boca do Acre	10.881 (-18,5%)	10.476 (-21,5%)	13.346
Total dos 4 Sistemas	<i>18.347 (-18,6%)</i>	<i>17.422 (-22,7%)</i>	<i>22.528</i>

Quadro 10 – Consumo de diesel, mil litros, média por ano.

Conforme mencionado anteriormente, foi avaliada também, apenas para a localidade de Canutama, a utilização de baterias de íons de lítio em conjunto com máquinas a diesel e sistema fotovoltaico. Nesse caso, obteve-se um custo nivelado de energia de R\$ 1.345/MWh, o que representa uma redução de 1,5% em relação ao caso com baterias de chumbo-ácido e 10,1% se comparado com o caso-base diesel. As comparações de Valor Presente Líquido e de consumo de óleo diesel levaram a reduções similares. Portanto, comparando as duas tecnologias de bateria, a partir das premissas adotadas, não é possível distinguir uma clara vantagem competitiva de determinada tecnologia.

Ressalta-se que, tanto para as baterias chumbo-ácido quanto para as de íons de lítio, o ganho proporcionado pelo armazenamento depende fortemente do dimensionamento e da autonomia proporcionada. Logo, caso venha a ser considerado o uso de baterias, sugere-se maior detalhamento das premissas (por exemplo ciclagem, profundidade de descarga e vida útil), de forma a otimizar os benefícios de cada tecnologia.

Além de representar maior consumo de combustível e de maior custo de energia, a configuração que utiliza somente os geradores a diesel é substancialmente mais sensível à variação do preço do combustível. A Figura 3 apresenta a variação do custo nivelado da energia para a localidade de Boca do Acre em função da variação do preço do diesel. Esta análise foi realizada considerando o custo base do diesel de 3,76 R\$/L¹⁵, aumentos de 25 % e 50 %, além de uma redução de 25%, conforme informado no item 4.2.4.

¹⁵ Considerando os valores de consumo específico referenciados anteriormente e um "mark-up" de 10 %.

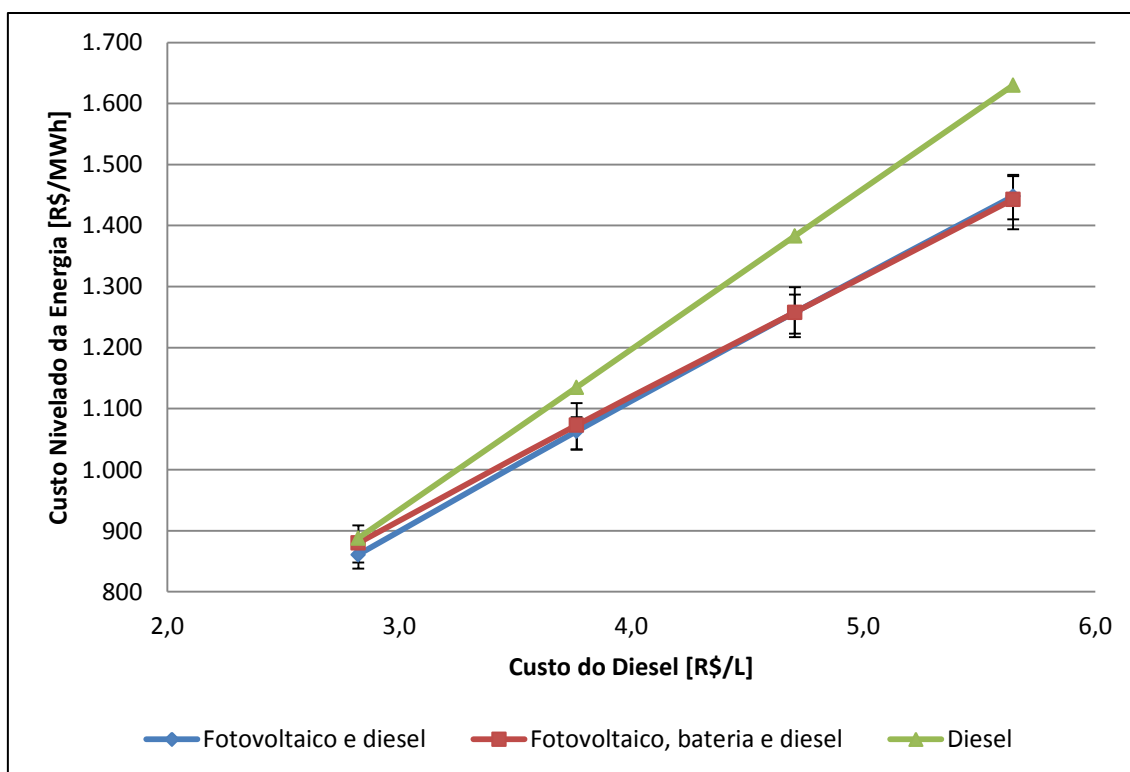


Figura 3 – Variação do custo nivelado da energia em função do preço do diesel para a localidade de Boca do Acre

Do gráfico acima, para cada real de aumento do preço do óleo diesel, o preço da energia equivalente (LCOE) passa a ser 264 R\$/MWh mais caro no caso de sistema puramente diesel, 207 R\$/MWh mais caro no caso de sistema híbrido fotovoltaico e diesel e 197 R\$/MWh mais caro em um sistema híbrido fotovoltaico, bateria e diesel. Dito de outra forma, para o caso com maior preço de óleo diesel, os sistemas híbridos proporcionam redução da ordem de 11% do LCOE, enquanto para o preço corrente de combustível, esse ganho é de aproximadamente 6%, conforme Quadro 8. Ou seja, a hibridização torna o custo da energia elétrica menos vulnerável a elevações de preço do óleo diesel.

Igualmente, foi simulada a sensibilidade ao preço do sistema fotovoltaico e do banco de baterias, conforme informado anteriormente na seção 4.2. As pequenas barras verticais presentes na Figura 3 representam as extremidades das sensibilidades, ou seja, representa o custo nivelado da energia considerando o preço do sistema fotovoltaico e da bateria como 80 % e 120 % do preço base. Nota-se que para os casos "Fotovoltaicos e diesel" e "Fotovoltaico, diesel e bateria" as barra verticais se cruzam, mostrando quão próximos podem ser os valores de LCOE para essas tecnologias, segundo as premissas consideradas.

O Quadro 11 apresenta os valores do custo nivelado da energia para os extremos analisados do preço do sistema fotovoltaico e bateria, do sistema de Boca do Acre. Os valores entre parênteses indicam a variação em relação ao caso base, apresentado no Quadro 8.

Como a variação do preço do sistema fotovoltaico e bateria não influencia a configuração puramente diesel, esta não está representada no Quadro 11.

Custo nivelado da energia (R\$/MWh)		
Preço do Sistema FV e Bateria (%)	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel
80%	1.033 (-2,8%)	1.033 (-3,7%)
100%	1.063	1.073
120%	1.086 (2,2%)	1.109 (3,4%)

Quadro 11 – Variação do custo nivelado da energia com a variação do preço do sistema fotovoltaico e bateria para a localidade de Boca do Acre

É possível observar que a variação do custo nivelado de energia é de uma proporção significativamente menor do que a considerada para os custos de investimento. Esse baixo impacto ocorre pois a variação do preço dos sistemas fotovoltaicos e bateria afeta especialmente o investimento inicial e a substituição destes equipamentos. Entretanto, a maior parcela do valor presente líquido do custo total não pertence à aquisição dos sistemas nem à substituição, e sim ao combustível utilizado. Este fato é evidenciado pela distribuição dos custos totais apresentado na Figura 3, para a localidade de Boca do Acre.

Distribuição dos custos totais

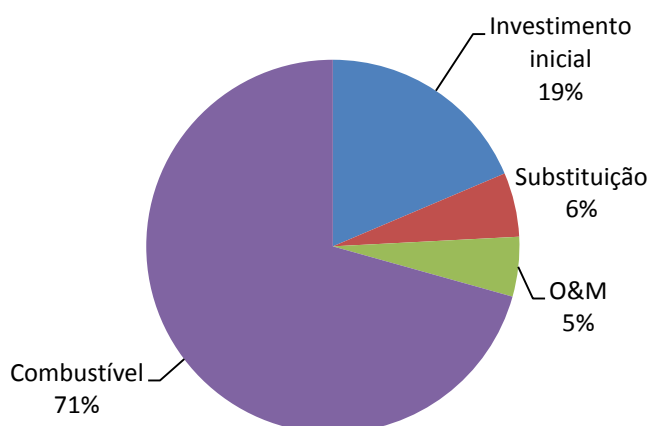


Figura 4 – Distribuição dos custos totais para o sistema híbrido proposto com fotovoltaico, bateria e diesel para a localidade de Boca do Acre

Com base na distribuição dos custos apresentada para a localidade de Boca do Acre, é possível compreender que a variação do preço do combustível é, de fato, mais significativo que a variação do preço do sistema fotovoltaico e bateria. Esta observação corrobora a análise da Figura 3, onde se mostrou que a variação do preço do combustível tem maior impacto no sistema composto apenas de geradores a diesel.

Conforme mencionado anteriormente, o parâmetro de priorização do *software* Homer é minimizar o valor presente líquido do custo total do sistema. Entretanto, a depender do contexto, outros fatores podem ser mais importantes para a decisão, como por exemplo, o investimento inicial.

O Quadro 12 apresenta a comparação entre três sistemas possíveis para a localidade de Canutama, onde:

- o “Sistema Proposto” considera a instalação de uma usina fotovoltaica com baterias de chumbo-ácido do tipo OPzS, resultando em um nível de penetração médio de fontes renováveis¹⁶ de 18%;
- a “Alternativa 1” considera a instalação de uma usina fotovoltaica com baterias de chumbo-ácido do tipo OPzS e nível de penetração de 28%; e
- a “Alternativa 2”, por sua vez, prevê a instalação de uma usina fotovoltaica, sem banco de baterias, e nível de penetração de 18%. Apesar de todos eles atenderem aos requisitos técnicos impostos, observa-se que os parâmetros econômicos variam, e a seleção de um deles poderá depender de diferentes fatores.

¹⁶ Ver definições adiante

Componente	Sistema proposto	Alternativa 1	Alternativa 2
Potência Total do Sistema Fotovoltaico (kWp)	1.350	2.160	1.350
Capacidade do Banco de Bateria (kWh)/Número de Baterias (-)	1.728/288	1.728/288	-
Potência Total dos Geradores a Diesel (kW)	3.000	3.000	3.000
Parâmetro Econômico			
LCOE (R\$/MWh)	1.366	1.370	1.401
Valor Presente Líquido do Custo Total (milhões de R\$)	125,2	125,6	128,5
Investimento Inicial (milhões de R\$)	24,2	28,6	20,5
Consumo anual de óleo diesel (mil litros)	2.525	2.404	2.785

Quadro 12 – Comparação entre sistemas para a localidade de Canutama

De fato, observa-se que as alternativas 1 e 2 apresentam um custo de energia ligeiramente superior (0,3% e 2,6% respectivamente). Entretanto, a Alternativa 1 apresenta menor consumo de combustível (-4,8%), enquanto a Alternativa 2 possui menor custo de investimento inicial (-15,2%), o que pode influenciar a decisão de escolha entre as alternativas, em relação ao sistema proposto.

Outra análise que pode ser feita é com relação à potência total dos geradores a diesel que deve ser instalada. Em todos os casos apresentados e discutidos anteriormente restringiu-se a potência instalada à informada em [10]. Essas restrições têm reflexos nas garantias e fatores de utilização da capacidade instalada.

Entretanto, ao considerar que o banco de baterias pode ser utilizado para suprir os requisitos de reserva operativa, há a possibilidade de se reduzir ainda mais o custo nivelado da energia, o valor presente líquido do custo total e o investimento inicial.

O Quadro 13 apresenta o sistema otimizado e o sistema com capacidade instalada conforme o documento supracitado para a localidade de Canutama.

Componente	Sistema com capacidade instalada fixa ¹⁷	Sistema otimizado ¹⁸
Potência Total do Sistema Fotovoltaico (kWp)	1.350	2.160
Capacidade do Banco de Bateria (kWh)/Número de Baterias (-)	1.728/288	1.008/500
Potência Total dos Geradores a Diesel (kW)	3.000	2.000
Parâmetro Econômico		
LCOE (R\$/MWh)	1.366	1.284
Valor Presente Líquido do Custo Total (milhões de R\$)	125,2	117,7
Investimento Inicial (milhões de R\$)	24,2	31,3
Consumo anual de óleo diesel (mil litros)	2.525	2.117

Quadro 13 – Comparação entre o sistema otimizado e o sistema com capacidade instalada igual ao Informe Técnico para a localidade de Canutama

Observa-se que é possível suprir a demanda com custos ainda mais reduzidos: LCOE e Valor Presente Líquido aproximadamente 6% inferiores em relação ao caso com sistema com capacidade instalada fixa, porém com Investimento inicial 29% superior. Recomenda-se que o uso de banco de baterias para atendimento aos requisitos de reserva operativa seja avaliado criteriosamente tendo em vista que o mesmo deverá ser dimensionado de forma a atender a garantia da reserva, mesmo em condições de elevado consumo e na ausência de irradiação solar.

Característica importante de sistemas geradores de energia elétrica contendo fontes de energias renováveis intermitentes, o nível de penetração de um sistema híbrido mede a parcela da geração total deste tipo de energia no sistema (neste caso, energia solar fotovoltaica). Este nível de penetração pode ser medido de forma instantânea e de forma média. O nível instantâneo de penetração representa a potência de saída do gerador fotovoltaico em relação à demanda máxima da carga. Já o nível médio de penetração representa a razão entre a energia gerada pelo gerador fotovoltaico e a energia total consumida em um determinado período.

¹⁷ Com baterias de chumbo-ácido do tipo OPzS.

¹⁸ A quantidade e potência total de máquinas a diesel foi reduzida de forma que a ponta passa a ser atendida por baterias de íons de lítio (mais adequadas para alta ciclagem e profundidade de descarga. Para tanto, considerou-se o custo de inversores 50% superior, uma vez que esse equipamento deverá ser capaz de formar a rede.

Segundo informações de fontes especializadas em energia fotovoltaica [11] [12], para níveis instantâneos de penetração de até 20%, o sistema híbrido percebe a geração fotovoltaica como uma carga negativa. Entretanto, para níveis de penetração maiores, sistemas de controle devem ser utilizados para garantir a operação estável do sistema elétrico local.

Os sistemas híbridos resultantes das simulações e otimizações realizadas pelo *software* Homer apresentam níveis de penetração relativamente altos. Tomando como exemplo a localidade de Tapauá, os níveis médio e instantâneo (máximo) de penetração do sistema híbrido proposto apresentam valores de 26% e 76%, respectivamente. Tal sistema híbrido requer controladores avançados de modo que o suprimento de energia elétrica transcorra de forma confiável e com qualidade.

Desta forma, as configurações propostas pelo *software* devem ser analisadas cautelosamente, devido ao fato de estarem no limiar da tecnologia existente atualmente, e requerem estudos mais detalhados para atestar sua viabilidade técnica e econômica.

5. Recomendações

O presente estudo buscou avaliar alternativas de suprimento aos Sistemas Isolados do Projeto de Referência denominado Grupo B do Amazonas, contemplando o uso de sistemas híbridos com geradores a diesel e energia solar fotovoltaica, com e sem armazenamento de energia por meio de baterias. Dentre as 54 localidades contempladas no projeto, selecionou-se uma amostra de 4 para avaliação.

É importante observar que, além de existirem poucos exemplos deste tipo de implantação com dados públicos, este estudo foi realizado tomando como referência premissas, inclusive de custos envolvidos, em sua maioria conservadoras, segundo nossa avaliação. Por conseguinte, a depender das premissas e/ou considerações adotadas, o resultado poderá divergir do apresentado.

De acordo com o preconizado no Decreto nº 7.246/2010 e na Portaria MME nº 600/2010, e com as premissas e os resultados apresentados no presente estudo, a adoção de sistemas híbridos, formados por sistemas fotovoltaicos e geradores a diesel (com a opção armazenamento de energia por meio de baterias), tem potencial para proporcionar:

- Benefício econômico no valor da energia, em R\$/MWh, apesar do aumento do investimento inicial. Nos casos analisados, observou-se uma redução no custo nivelado da energia da ordem de 5% a 8%;
- Menor vulnerabilidade em relação a eventuais aumentos do preço do diesel;
- Economia no consumo de combustíveis fósseis (de até 26% nos casos analisados), proporcionando redução de emissões de gases de efeito estufa; e
- Geração de conhecimento em sistemas renováveis na região amazônica, propiciando desenvolvimento tecnológico, comercial e de mão de obra local.

Ressalta-se que a opção pelas alternativas estudadas deve levar em consideração também a disponibilidade de mão-de-obra qualificada e, tendo em vista a complexidade de acesso às localidades, torna-se necessário dispensar maior atenção à confiabilidade de suprimento desses sistemas.

Adicionalmente, destaca-se que as conclusões obtidas na presente análise consideraram uma amostra reduzida do universo de Sistemas Isolados contemplados no Projeto de Referência elaborado pela distribuidora e habilitado tecnicamente pela EPE. Nessa amostra, buscou-se considerar mercados representativos de todo o grupo, seja em termos de potência instalada como também em localização e complexidade logística.

Não obstante os resultados encontrados, é importante frisar que pode haver outras soluções tecnológicas atrativas. A título de exemplo, na localidade de São Gabriel da Cachoeira, que integra o Lote IV do mesmo Projeto de Referência, há potencial identificado para uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH.

Portanto, em virtude da busca pela: (i) modicidade tarifária; (ii) eficiência econômica e redução no uso de recursos da CCC; (iii) eficiência energética; (iv) mitigação de impactos ao meio ambiente; (v) utilização de recursos energéticos locais; (vi) desenvolvimento tecnológico; e (vii) qualidade, segurança e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, **a EPE propõe a potenciais interessados que realizem estudos de viabilidade e apresentem Projetos Alternativos para atendimento aos Sistemas Isolados formadores do Grupo B do estado do Amazonas utilizando-se sistemas híbridos, considerando energia solar fotovoltaica e geradores a diesel, com possibilidade de armazenamento de energia por meio de baterias.**

Bibliografia

- [1] MME - Ministério de Minas e Energia, *Portaria n° 600*, 2010.
- [2] Casa Civil - Subchefia para assuntos jurídicos, *Decreto n° 7.246*, 2010.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, “Avaliação de sistemas híbridos com energia fotovoltaica para o Lote III do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Acre (EPE-DEE-NT-027 /2014-r0),” Rio de Janeiro, 2014.
- [4] NREL, *Manual do HOMER*.
- [5] INMET - Instituto Nacional de Meteorologia, “Atlas Irradiação Solar do Brasil,” Brasília, 1998.
- [6] NREL, “Solar and Wind Energy Resource Assessment,” [Online]. Available: <http://maps.nrel.gov/SWERA>. [Acesso em 30 janeiro 2014].
- [7] Empresa de Pesquisa Energética, “Proposta do valor máximo do custo total de geração para a licitação do atendimento ao mercado previsto,” EPE-DEE-IT-036/2016-r1, 2016.
- [8] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, *Resolução Normativa n° 427*, 2011.
- [9] NREL, “SAM help - Levelized Cost of Energy (LCOE),” [Online]. Available: https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/index.html?mtf_lcoe.htm. [Acesso em 05 02 2014].
- [10] Empresa de Pesquisa Energética, “Proposta do valor máximo do custo total de geração para a licitação do atendimento ao mercado previsto,” EPE-DEE-IT-006/2014-r0, 2014.
- [11] A. Gallego, “Offgrid 2.0,” *pv magazine*, n. Edição 12/2013, pp. 66-71.
- [12] P. F. Antúnez, “Potencial de integração de energia fotovoltaica em redes isoladas com geradores a diesel,” Rio de Janeiro, 2013.
- [13] IBGE, “IBGE Cidades,” [Online]. Available: <http://www.cidades.ibge.gov.br/xtras/home.php>. [Acesso em 23 01 2014].
- [14] Empresa Eléctrica Guaracachi S.A., “Planta solar fotovoltaica Cobija,” [Online]. Available: <http://www.guaracachi.com.bo/index.php/2-uncategorised/72-planta-solar-cobija2>. [Acesso em 28 09 2016].

Anexo A - Curvas de Carga

Para que a simulação através do software Homer seja realizada, é necessário informar a curva de carga. As curvas de carga utilizadas são apresentadas abaixo.

Visto que a curva de carga de cada localidade não foi informada no Projeto de Referência, estas tiveram que ser estimadas com base em outras curvas de locais próximos e que apresentam características semelhantes, conforme sugestão da distribuidora.

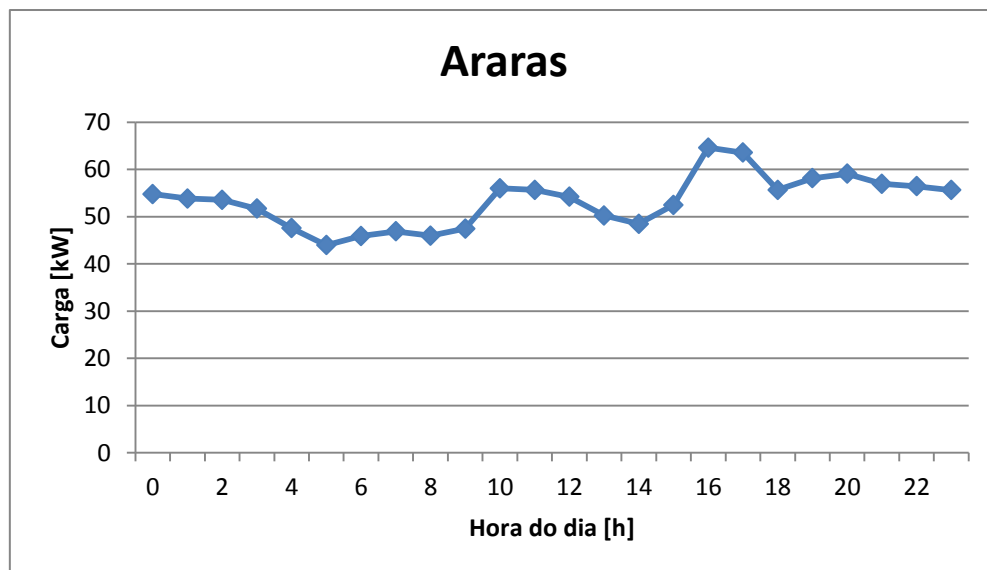


Figura 5 – Curva de carga considerada para Araras

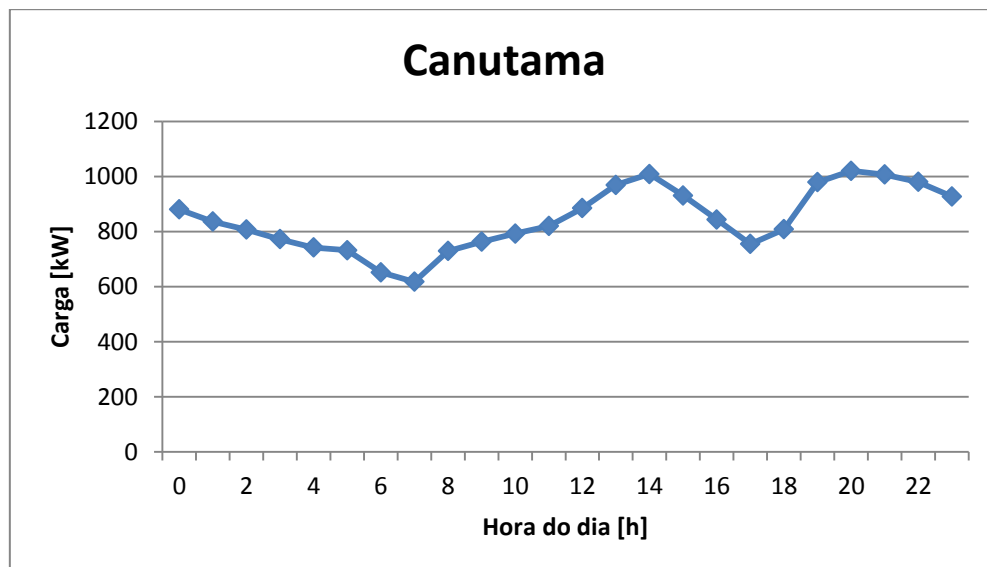


Figura 6 – Curva de carga considerada para Canutama

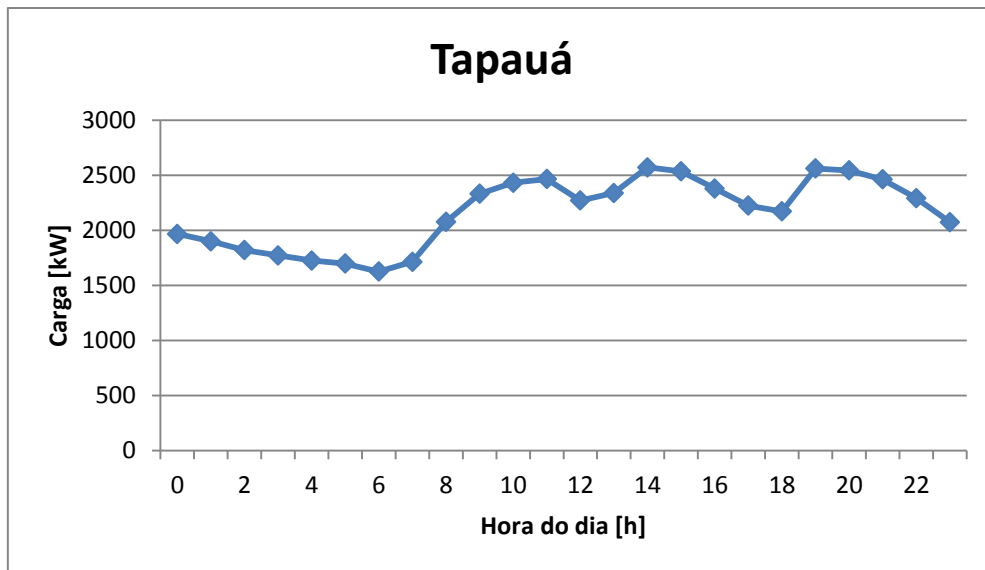


Figura 7 – Curva de carga considerada para Tapauá

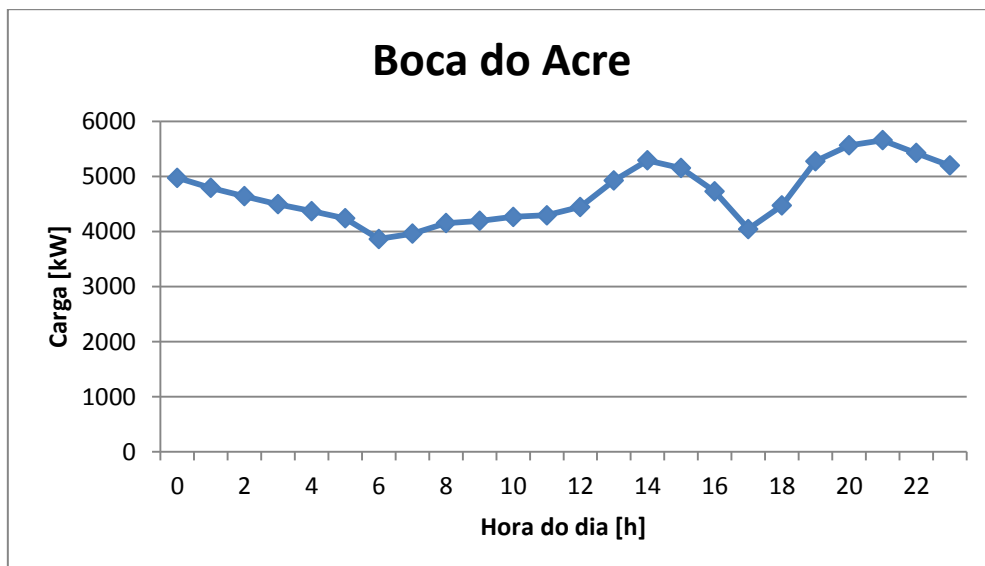


Figura 8 – Curva de carga considerada para Boca do Acre

Para tornar as simulações mais realistas, foi adicionado um fator de variabilidade nas curvas de carga consideradas, fazendo com que a curva de cada dia seja ligeiramente diferente.

Anexo B - Resultado das Simulações

Os quadros abaixo apresentam as configurações dos sistemas híbridos propostos pelo software Homer para cada localidade, bem como os parâmetros econômicos resultantes, como custo nivelado da energia, valor presente líquido do custo total, investimento inicial necessário e consumo anual de combustível.

Araras

Componente	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Potência Total do Sistema Fotovoltaico (kWp)	150	150	-
Capacidade do Banco de Bateria (kWh)	-	432	-
Número de Baterias (-)	-	72	-
Potência Total dos Geradores a Diesel (kW)	400	400	400
Parâmetro Econômico			
LCOE (R\$/MWh)	1.907	1.910	2.011
Valor Presente Líquido do Custo Total (R\$ x 10 ⁶)	15,3	15,4	16,2
Investimento Inicial (R\$ x 10 ⁶)	3,2	4,0	2,2
Consumo anual de óleo diesel (m ³)	284,3	249,2	336,2

Quadro 14 – Configuração dos sistemas resultantes da simulação para Araras

Canutama

Componente	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Potência Total do Sistema Fotovoltaico (kWp)	1.350	1.350	-
Capacidade do Banco de Bateria (kWh)	-	1.728	-
Número de Baterias (-)	-	288	-
Potência Total dos Geradores a Diesel (kW)	3.000	3.000	3.000
Parâmetro Econômico			
LCOE (R\$/MWh)	1.401	1.366	1.496
Valor Presente Líquido do Custo Total (R\$ x 10 ⁶)	128,5	125,2	137,1
Investimento Inicial (R\$ x 10 ⁶)	20,5	24,2	12,0
Consumo anual de óleo diesel (m ³)	2.784,7	2.524,9	3.274,2

Quadro 15 – Configuração dos sistemas resultantes da simulação para Canutama

Tapauá

Componente	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Potência Total do Sistema Fotovoltaico (kWp)	3.600	3.600	-
Capacidade do Banco de Bateria (kWh)	-	1.728	-
Número de Baterias (-)	-	288	-
Potência Total dos Geradores a Diesel (kW)	4.000	4.000	4.000
Parâmetro Econômico			
LCOE (R\$/MWh)	1.254	1.258	1.360
Valor Presente Líquido do Custo Total (R\$ x 10 ⁶)	212,7	213,4	230,7
Investimento Inicial (R\$ x 10 ⁶)	42,7	48,2	20,0
Consumo anual de óleo diesel (m ³)	4.396,9	4.172,5	5.572,5

Quadro 16 – Configuração dos sistemas resultantes da simulação para Tapauá

Boca do Acre

Componente	Fotovoltaico e diesel	Fotovoltaico, bateria e diesel	Diesel
Potência Total do Sistema Fotovoltaico (kWp)	8.000	8.000	-
Capacidade do Banco de Bateria (kWh)	-	3.456	-
Número de Baterias (-)	-	576	-
Potência Total dos Geradores a Diesel (kW)	8.400	8.400	8.400
Parâmetro Econômico			
LCOE (R\$/MWh)	1.063	1.073	1.135
Valor Presente Líquido do Custo Total (R\$ x 10 ⁶)	491,4	496,2	524,9
Investimento Inicial (R\$ x 10 ⁶)	83,0	94,6	32,6
Consumo anual de óleo diesel (m ³)	10.880,7	10.475,5	13.345,6

Quadro 17 – Configuração dos sistemas resultantes da simulação para Boca do Acre