

SISTEMAS ISOLADOS

**GT RORAIMA
ESTUDO PARA CONTRATAÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA
ASSOCIADA NO SISTEMA DE
BOA VISTA**



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

(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

GT RORAIMA

ESTUDO PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA ASSOCIADA NO SISTEMA DE BOA VISTA



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

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia -
Sala 744 - 7º andar
70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

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

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nóbrega Barroso
Amilcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Equipe Técnica

Aline Couto de Amorim
Bernardo Folly de Aguiar
Cristiano Saboia Ruschel
Gustavo Pires da Ponte
José Filho da Costa Castro
Josina Saraiva Ximenes
Michele Almeida de Souza
Thiago Ivanoski Teixeira
Vinicius Ferreira Martins

Nº. EPE-DEE-NT-064/2017-r0

Data: 14 de dezembro de 2017

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

APRESENTAÇÃO

Em fevereiro de 2017, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou a criação de um Grupo de Trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com a participação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o objetivo de avaliar as condições de atendimento a Roraima e estudar alternativas de soluções que garantam a segurança eletroenergética do estado, especialmente para Boa Vista.

Atendendo à demanda desse grupo, em maio de 2017, a EPE laborou Nota Técnica 'GT Roraima Subgrupo IV – Identificação de Alternativas de atendimento – médio e longo prazo', nº EPE-DEE-NT-032/2017, onde identifica as possíveis soluções de geração de energia elétrica para Roraima. Posteriormente, em reunião realizada em junho de 2017, o CMSE solicitou que o Grupo de Trabalho continuasse com os estudos de médio e longo prazo, inclusive com a avaliação de realização de leilão de energia para atendimento ao crescimento do mercado e substituição de parte dos contratos de aluguel.

Tendo sido acordado em reunião realizada em julho de 2017, entre MME e EPE, que a EPE elaboraria estudo para a contratação de geração de energia elétrica no sistema de Boa Vista, levando em consideração diversos fatores, tais como: expectativa de crescimento de mercado, utilização de recursos energéticos locais, confiabilidade do suprimento energético, sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica e restrições elétricas do sistema. Ainda, seriam avaliados cenários com e sem a renovação do contrato de fornecimento de energia pela Venezuela e com diferentes datas para a interligação de Boa Vista ao SIN – Sistema Interligado Nacional.

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

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	5
1. INTRODUÇÃO	9
2. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	10
3. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES ATUAIS DE SUPRIMENTO AO SISTEMA BOA VISTA	11
4. ELEMENTOS CONSIDERADOS NA ANÁLISE TÉCNICA	12
4.1. <i>Curva de carga.....</i>	<i>12</i>
4.2. <i>Mercado e horizonte de planejamento.....</i>	<i>15</i>
4.3. <i>Suprimento pela Venezuela.....</i>	<i>17</i>
4.4. <i>Previsão de interligação ao SIN</i>	<i>17</i>
4.5. <i>Manutenção da geração local após a interligação ao SIN</i>	<i>18</i>
4.6. <i>Fontes energéticas avaliadas</i>	<i>18</i>
4.7. <i>Outras considerações e resumo</i>	<i>19</i>
5. PREMISSAS CONSIDERADAS PARA CADA FONTE.....	20
5.1. <i>Diesel</i>	<i>20</i>
5.2. <i>Óleo Combustível.....</i>	<i>22</i>
5.3. <i>Biodiesel</i>	<i>22</i>
5.4. <i>Biomassa.....</i>	<i>23</i>
5.5. <i>Solar Fotovoltaica.....</i>	<i>23</i>
5.6. <i>Armazenamento em Baterias</i>	<i>24</i>
6. SIMULAÇÕES PARA O ANO DE REFERÊNCIA (2021).....	24
6.1. <i>Sensibilidade ao contrato da Venezuela</i>	<i>26</i>
6.2. <i>Sensibilidade ao preço do óleo diesel</i>	<i>28</i>
6.3. <i>Sensibilidade à taxa de desconto</i>	<i>31</i>
6.4. <i>Sensibilidade ao prazo contratual das novas usinas.....</i>	<i>32</i>
6.5. <i>Conclusões sobre a avaliação para o ano de referência</i>	<i>34</i>
7. AVALIAÇÃO PLURIANUAL – CUSTO TOTAL PARA ATENDIMENTO AO SISTEMA E CUSTO DE ARREPENDIMENTO	37
7.1. <i>Dados de entrada e considerações.....</i>	<i>38</i>
7.2. <i>Cenários de avaliação plurianual</i>	<i>40</i>
7.3. <i>Comparação do VPL para cada cenário e custo de arrependimento.....</i>	<i>42</i>
7.4. <i>Conclusões sobre a avaliação plurianual</i>	<i>46</i>

8. CONCLUSÕES.....	49
9. REFERÊNCIAS.....	51
APÊNDICE – AVALIAÇÃO ANUAL - BASE ANO 2021.....	52

1. INTRODUÇÃO

O suprimento de energia elétrica do estado de Roraima é realizado atualmente por meio de geração termoelétrica a diesel e pela importação de energia da Venezuela, cujo contrato de fornecimento se encerra em 2021.

Em Nota Técnica da EPE de 2010 (relatório nº EPE-DEE-RE-047/2010-r0), foi recomendada a interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (SIN), através da implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, licitada em setembro de 2011, tendo a Transnorte como proponente vencedor. Contudo, vis-à-vis as dificuldades associadas à travessia da Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há uma definição quanto a data de entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus.

Com o objetivo de buscar soluções de suprimento para Roraima, o CMSE criou um Grupo de Trabalho, sob coordenação do MME, a fim de estudar diversas alternativas que garantam a segurança energética da região, incluindo análise de médio e longo prazo. Nesse contexto a EPE elaborou Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017 (GT Roraima Subgrupo IV – Identificação de Alternativas de atendimento – médio e longo prazo) com a identificação das possíveis soluções de geração de energia para Roraima. Posteriormente, foi solicitada pelo CMSE a avaliação das condições para a realização de leilão de energia para o sistema de Boa Vista.

Desta forma, coube à EPE estudar diferentes opções de suprimento a Roraima, avaliando o prazo contratual de cada solução, considerando em sua análise, além da possibilidade ou não de renovação de contrato com a Venezuela, diferentes datas para a interligação de Roraima ao SIN, com o objetivo de identificar soluções de mínimo arrependimento, isto é, que representem o menor custo em cenários de incerteza.

Este documento visa apresentar: (i) as premissas adotadas pela EPE para a elaboração do estudo, (ii) os cenários considerados para a análise e (iii) os resultados alcançados. Destaca-se, que além dos recursos energéticos, também foram considerados a expectativa de crescimento do mercado, o custo de implantação de cada solução e o prazo contratual. Não estão sendo consideradas, neste momento, as restrições elétricas do sistema de distribuição local, o que será abordado em outro documento.

Importante ressaltar que o resultado apresentado é de caráter orientativo e sensível às premissas adotadas, por ser baseado em cenários de grande incerteza, tendo sido elaborado com o objetivo de subsidiar as decisões do MME para a realização de leilão de energia para Roraima, conforme solicitado pelo CMSE.

2. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para a elaboração do estudo de contratação de geração de energia elétrica e potência associada no sistema de Boa Vista foi necessário, em primeiro lugar, verificar as condições de suprimento de energia elétrica ao sistema Boa Vista, com base na Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017, a fim de avaliar as fontes candidatas ao atendimento à região de Boa Vista.

Definidas as fontes a considerar, torna-se necessário determinar o montante de potência que deve ser instalado no sistema respeitando o crescimento de mercado, a estimativa de custo de cada solução¹ e as restrições elétricas da rede de distribuição, incluindo a margem de escoamento, conforme Nota Técnica EPE-DEE-NT-073/2017, elaborada em conjunto com o ONS. Para a previsão de demanda (MW) até 2033 foi considerada a curva de carga horária verificada para o ano de 2016, fornecida pela Eletrobras Distribuição Roraima, e a carga prevista para 2021, 276 MW, de acordo com informações da distribuidora local.

Ainda nesse contexto, salienta-se a consideração adotada de que pelo menos 50% da carga deve ser atendida através da geração local, de forma a satisfazer os requisitos de confiabilidade, estabelecidos pelos procedimentos de Rede do ONS para as capitais, a exemplo do que foi realizado em Manaus (ver item 4.5).

Outras questões que merecem atenção para a determinação do custo total de atendimento ao sistema, a fim de comparar economicamente os resultados, são:

- Estimativa do custo de disponibilidade das usinas a óleo diesel e combustível (curto, médio e longo prazo) e do seu custo variável – CVU;
- Curvas de geração estimadas para as fontes não controláveis;
- Restrições de potencial de geração das fontes energéticas; e
- Disponibilidade de cada fonte.

A partir dos elementos acima descritos, serão considerados diferentes cenários para a contratação de geração de energia elétrica levando em consideração o preço do diesel, a taxa de desconto, a renovação do contrato de fornecimento de energia com a

¹ Os custos estimados de cada fonte levarão em conta, entre outros: custos de investimento e O&M referenciais, prazos contratuais, custo de capital próprio (TIR) e de terceiros (financiamento), encargos e tributos aplicáveis.

Venezuela (a partir de 2021) e a data de interligação do sistema de Boa Vista com o SIN (5², 10 e 15 anos), tendo por intuito avaliar o impacto desses fatores no resultado.

Destaca-se que serão estimados os custos totais de atendimento do sistema para cada cenário, para tanto, foi utilizado o software *Homer*³ e um modelo⁴ elaborado pela EPE.

Com base em todas as informações descritas e diante do grande número de incertezas e variáveis, foram elaboradas diferentes alternativas para a contratação de geração de energia elétrica, que subsidiarão as decisões do MME, de forma a encontrar a solução de mínimo arrependimento.

3. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES ATUAIS DE SUPRIMENTO AO SISTEMA BOA VISTA

O sistema de Boa Vista conta atualmente com 5 (cinco) usinas termelétricas com potência instalada de 189,1 MW, cujos prazos de término de contrato, já contando com a possibilidade de prorrogação, variam de outubro/2019 a dezembro/2020 (Quadro 1).

² Prazo mínimo considerado para a efetiva interligação do sistema Boa Vista ao SIN.

³ O Homer é um modelo de otimização, desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory – NREL dos Estados Unidos da América, 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. O software pode ser encontrado no endereço <http://www.homerenergy.com/>

⁴ O modelo elaborado pela EPE visa apresentar, de forma objetiva, o custo estimado para atendimento do sistema, associado aos múltiplos elementos e premissas. Adicionalmente, pretende-se apresentar resultados referentes às contratações propostas.

Usina	Ponto de Conexão (SE)	Potência contratada (MW)	Início do contrato	Duração (meses)	Término do contrato	Possibilidade de prorrogação?	Término da Prorrogação
Floresta	Floresta 13,8kV	40	out/16	18	abr/18	Sim	out/19
Distrito Soenergy	Distrito Industrial 13,8kV	20	jun/17	21	mar/19	Sim	dez/20
Distrito Oliveira	Distrito Industrial 13,8kV	20	out/16	18	abr/18	Sim	out/19
Monte Cristo	Boa Vista 69kV	97,1	mai/17	21	fev/19	Sim	nov/20
Novo Paraíso	Novo Paraíso 13,8kV	12	jun/17	21	mar/19	Sim	dez/20
TOTAL		189,1					

Quadro 1 - Montante contratado e data de término dos contratos das usinas termelétricas
 (Adaptado de informações recebidas por e-mail do MME de 20 de julho de 2017)

A Portaria MME nº 276, de junho de 2016, reconheceu a necessidade de manutenção dos 189,1 MW instalados em Boa Vista, até a efetiva interligação desse sistema isolado ao SIN, além de autorizar a contratação de mais 27,5 MW de geração térmica para atendimento ao crescimento da demanda previsto até 2017.

Na 181ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi determinada a suspensão de contratação térmica adicional para os anos subsequentes até a conclusão dos estudos do Grupo de Trabalho de Atendimento a Roraima. Foi deliberada, ainda, a realização de avaliações de médio e longo prazo para contratação de empreendimentos que tenham entrada em operação escalonada entre 12 e 36 meses para atendimento ao crescimento do mercado e substituição de parte dos contratos de aluguel, através da realização de certame.

A Portaria MME nº 501, de 28/12/17, revogou a Portaria MME nº 276/2016 e reconheceu a necessidade de manutenção dos 216,5MW instalados em Boa Vista, estado de Roraima, até a efetiva interligação do sistema Boa Vista ao SIN ou até a entrada em operação de outras soluções de suprimentos definidas pelo MME.

4. ELEMENTOS CONSIDERADOS NA ANÁLISE TÉCNICA

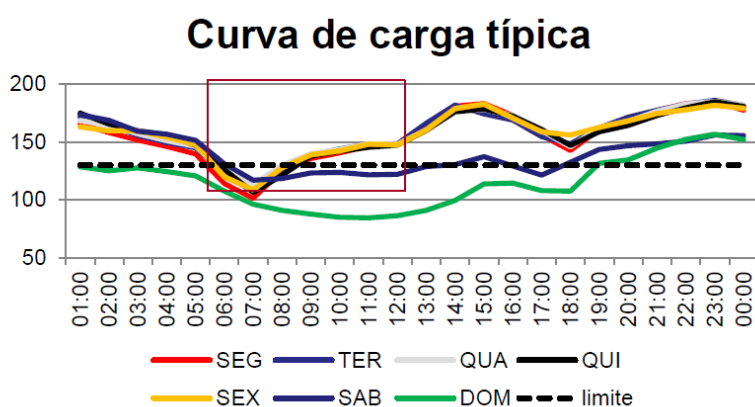
4.1. Curva de carga

Para as simulações no *Homer*, é necessário inserir os dados horários da curva de carga do sistema. O software permite a distinção de curvas características para cada mês e dia (semana e final de semana), ou ainda a inserção de 8.760 valores para o ano de referência, representando a demanda elétrica média, em kW, para cada hora do ano.

Destaca-se que a definição da curva de carga é de suma importância para a simulação da produção fotovoltaica e do despacho das termelétricas, tendo impacto direto nos resultados, tanto para definição de fontes quanto para a estimativa de custo total de geração.

Assim como ocorreu na definição dos montantes de energia e demanda, houve divergência de informações para a curva de carga do sistema elétrico de Boa Vista.

A Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017-r0 apresenta uma curva de carga típica do estado, referente ao mês de outubro de 2016, informada pela distribuidora. Nesta, observam-se dois picos de magnitude similar, ocorrendo às 15h e às 23h, conforme mostra a figura a seguir.



17 a 23 de outubro de 2016.

Figura 1 - Curva de carga típica de Roraima (demanda em MW). Fonte: EDRR

Em seguida, foram disponibilizados pela distribuidora os valores médios mensais, por hora, previstos para 2017, representados no gráfico a seguir.

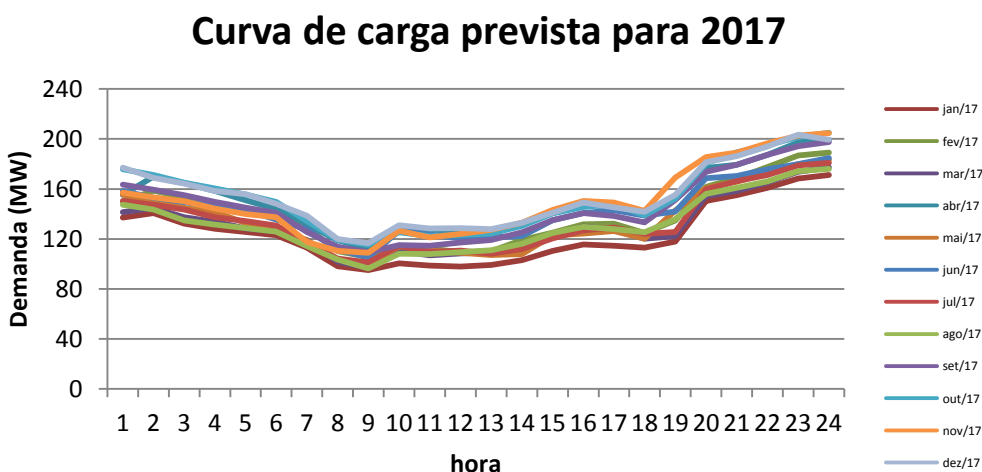


Figura 2 - Curva de carga de Roraima, prevista para 2017. Fonte: EDRR

Ao comparar os gráficos acima, percebem-se perfis distintos, sobretudo com relação à hora da ponta. Por essa razão, solicitou-se à distribuidora os dados demanda verificada

em 2016, hora a hora, consolidados do sistema de Boa Vista, cujos valores médios mensais estão representados no gráfico abaixo.

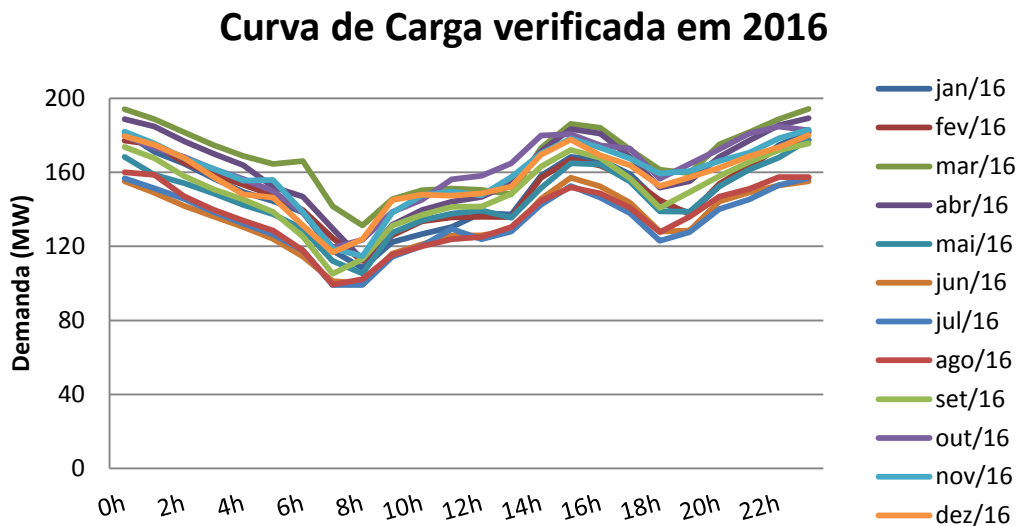


Figura 3 - Curva de carga verificada em 2016. Fonte: EDRR

Observa-se que a demanda máxima verificada em 2016 foi de 194,33 MW, valor este coerente com o planejamento apresentado pela distribuidora, razão pela qual esses dados foram considerados para a análise no Homer.

Uma vez que as simulações realizadas consideram o ano de 2021 como referência, foi utilizado um fator de ajuste anual para, a partir da curva de carga de 2016, atingir a demanda máxima prevista para 2021, conforme mostrado na Figura 4.

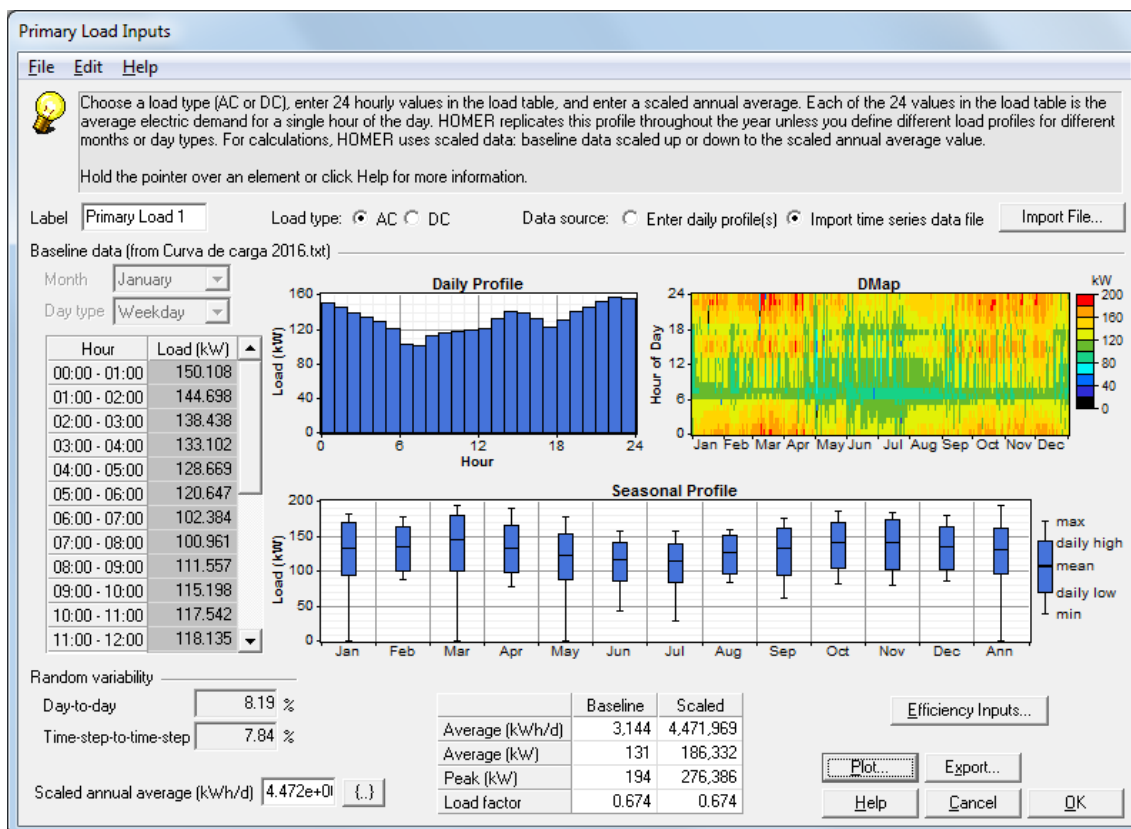


Figura 4 – Curva de carga considerada para 2021

4.2. Mercado e horizonte de planejamento

Para as simulações e comparações entre soluções, é necessário estabelecer um horizonte de planejamento, seja para fins de mercado a ser atendido, seja na definição dos prazos contratuais.

O software utilizado (Homer) permite a simulação de diferentes fontes somente para um determinado ano de referência, devendo ser inseridos os valores de energia e demanda máxima anual, além da curva de carga horária do sistema. Já para uma avaliação plurianual, feita a partir de modelo da EPE, é necessário utilizar os valores de demanda (kW) e carga (MWh) para cada ano.

Destaca-se que a projeção de demanda dos sistemas isolados é de difícil previsão, introduzindo incertezas no planejamento para um horizonte de médio e longo prazo. Tal incerteza tem impacto direto nos resultados do presente estudos e está refletida nos diferentes números apresentados pela distribuidora a cada ciclo de coleta - em atendimento ao art. 5º do Decreto nº 7.246/2010, Tabela 1 e Tabela 2.

Tabela 1 – Dados de carga⁵ (MWh) anual prevista pela distribuidora

Ciclo de coleta	Ano						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2014	1.060.651	1.127.778	1.201.175	1.278.349	1.358.759	1.443.574	1.533.548
2015	1.071.113	1.162.333	1.261.341	INTERLIGAÇÃO			
2016	1.092.737	1.175.563	1.243.299	1.329.726	1.421.096	1.519.841	1.626.148
2017 ⁶		1.155.832	1.159.702	1.266.797	1.316.879	1.369.873	1.420.571

Tabela 2 - Dados de demanda máxima anual (kW) prevista pela distribuidora

Ciclo de coleta	Ano						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2014	178.257	189.749	201.845	214.813	228.325	242.444	257.537
2015	182.514	194.227	210.771	INTERLIGAÇÃO			
2016	182.959	194.331	204.871	219.113	234.169	250.440	267.957
2017 ¹¹		194.331	216.194	232.973	242.183	251.929	261.253

Percebe-se que a cada ciclo, para um mesmo ano de referência, os valores variam consideravelmente, evidenciando a incerteza do planejamento para um horizonte de médio e longo prazo. A previsão de interligação ao SIN também foi sendo modificada, não havendo prazo definido no momento.

Diante essas indefinições, a distribuidora foi novamente consultada, ratificando a demanda máxima anual de 276 MW em 2021⁷, valor considerado no presente estudo, conforme definido em reuniões com o Grupo de Trabalho.

Para a análise plurianual foram estimadas a demanda máxima e a carga, para cada ano, até 2033, com base na taxa de crescimento anual observada nos dados coletados em 2017. Os valores de energia e demanda projetados para esse horizonte são apresentados na tabela a seguir. Destaca-se que tais valores representam mera estimativa, calculada a partir do demanda prevista para 2021, não tendo sido validados pela distribuidora, representando mais uma fonte de incerteza ao estudo.

⁵ Carga (MWh) = Consumo + Suprimento + Perdas

⁶ Dados não consistidos, informados pela distribuidora.

⁷ Informação contida na carta da Eletrobrás Distribuidora Roraima, nº CTA-PR-123A/2017, de 25 de maio de 2017, encaminhada ao MME.

Tabela 3 – Valores de demanda máxima energia considerados na avaliação plurianual

Ano	Carga (MWh)	Demanda (kW)
2019	1.391.214	255.854
2020	1.447.199	266.150
2021	1.500.759	276.000
2022	1.555.713	286.107
2023	1.612.161	296.488
2024	1.670.156	307.153
2025	1.729.750	318.113
2026	1.791.000	329.377
2027	1.853.964	340.957
2028	1.919.142	352.944
2029	1.986.610	365.352
2030	2.056.451	378.196
2031	2.128.747	391.491
2032	2.203.585	405.255
2033	2.281.053	419.502

4.3. Suprimento pela Venezuela

O sistema de Boa Vista está interligado à Venezuela pela LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista, com 195 km de extensão, capacidade de fornecimento de 130 MW e custo da energia de US\$ 42,62/MWh, mais incidência de PIS/PASEP e COFINS. Esse contrato se encerra em junho de 2021, sendo incerta sua renovação, inclusive quanto ao preço.

Considerando as frequentes interrupções no suprimento pelo país vizinho e a incerteza sobre a possibilidade e as condições de renovação desse contrato, a questão da Venezuela foi abordada nas simulações de três maneiras:

- Renovação do contrato pelo valor atual – R\$ 157/MWh (considerando 1 US\$ = R\$3,30);
- Renovação por um preço acima do atual – R\$ 300/MWh e R\$ 900/MWh⁸; e
- Extinção do fornecimento pela Venezuela.

Quando admitido, o suprimento pela Venezuela ficou limitado à capacidade 130 MW.

4.4. Previsão de interligação ao SIN

Outro fator de incerteza na análise é a previsão de interligação de Boa Vista ao SIN, vis-à-vis as dificuldades para a travessia da terra Indígena Waimiri Atroari. Dessa

⁸ O valor superior foi considerado apenas na avaliação plurianual, após solicitação do GT.

forma, foram considerados na análise quatro possíveis prazos para a conexão: 5, 10 ou 15 anos.

4.5. Manutenção da geração local após a interligação ao SIN

Em analogia ao critério especial de confiabilidade adotado atualmente para Manaus, ou seja, manutenção de geração interna da ordem de 50% da carga, tendo como objetivo evitar o blecaute durante a perda do sistema de transmissão responsável pela sua conexão ao Sistema Interligado Nacional, foi adotado nesse trabalho um requisito semelhante para o estado de Roraima, ou seja, mesmo após sua interligação ao SIN, é necessário manter parte do seu parque térmico em operação. Ressalta-se, no entanto, que essa premissa só é necessária nos cenários em que não é considerada outra fonte de suprimento, como por exemplo, a Venezuela ou a UHE Bem Querer.

Destaca-se que, no caso de Manaus, tal requisito foi estabelecido em função de uma série de estudos conduzidos pelo ONS, específicos para o sistema de distribuição daquela área. Entende-se que, no caso de Roraima, estudos específicos deverão ser realizados no futuro para confirmar esse valor. De toda forma, visando a segurança do suprimento a Roraima, adotou-se na avaliação plurianual o mesmo valor referencial (50% da carga sendo atendida por geração local ou pela Venezuela), sendo verificado o impacto do custo dessa medida.

4.6. Fontes energéticas avaliadas

A Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017 apresentou as diferentes alternativas de suprimento disponíveis para o estado de Roraima, contemplando as fontes eólica, solar fotovoltaica, biomassa, biocombustíveis e hidrelétricas.

Tendo em vista o crescimento do mercado e as previsões de encerramento dos contratos das atuais termelétricas (vide Quadro 1), inicialmente não estão sendo consideradas neste estudo as fontes cujo cronograma de construção resulte em entrada em operação posterior aos termos desses contratos. Por essa razão, as hidrelétricas não foram contempladas nas simulações realizadas. Destaca-se, no entanto, elevado potencial dessa fonte no estado, sobretudo se considerada a UHE Bem Querer, com capacidade de 650 MW, prevista para entrada em operação comercial somente a partir de 2026.

Em relação o aproveitamento do potencial eólico, de acordo com o Atlas publicado pelo CRESEB/CEPEL em 2001, a região com maiores velocidades médias anuais de vento localiza-se ao longo da fronteira Brasil-Venezuela, e na região nordeste do estado, dentro da terra indígena Raposa Serra do Sol. Com isso, o aproveitamento do potencial

eólico requereria a construção de extensa linha de transmissão, passando por terras indígenas, possivelmente com dificuldades similares às enfrentadas na interligação Manaus-Boa Vista, não concretizada.

Adicionalmente, conforme apontado pela supracitada Nota Técnica da EPE, observa-se também a existência de locais com velocidades de vento aparentemente propícias à geração eólica fora de terras indígenas, em especial na região próxima ao município de Bonfim. Contudo, a ausência de medições anemométricas, com critérios adequados, principalmente em relação à altura de medição e à qualidade dos dados medidos, inviabiliza a elaboração de projetos, já que seria necessário um período mínimo de 12 meses consecutivos de medições. Assim, considerando os prazos para implantação do sistema de medição e elaboração de projetos, o eventual aproveitamento eólico na região seria posterior ao ano de referência do estudo, razão pela qual essa fonte não está sendo considerada.

Destaca-se a recente iniciativa⁹ de instalação de torres anemométricas, em Bonfim e Normandia, com instrumentos e alturas de medição compatíveis com o requerido para projetos eólicos de grande porte. Esses dados, quando disponíveis, possibilitarão a avaliação do recurso eólico na região com maior confiabilidade e o desenvolvimento de projetos.

Tendo em vista o atendimento a Boa Vista nesse horizonte, destaca-se na região o potencial fotovoltaico, a disponibilidade de biomassa, biocombustível, além do diesel já utilizado para a geração local. O potencial de cada uma dessas fontes, bem como as dificuldades em seu aproveitamento foram abordados na Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017-r0. Adicionalmente, no presente estudo considerou-se também o uso de óleo combustível, disponível na região. Para cada uma dessas soluções, são apresentadas adiante as considerações adotadas neste estudo.

4.7. Outras considerações e resumo

Como cada tecnologia de geração apresenta diferentes custos de investimento, a taxa de desconto adotada na simulação pode impactar mais significativamente algumas fontes. Por essa razão, foram inseridos na simulação três valores distintos para a taxa de desconto: 8%, 10% e 12%.

A Figura 5 apresenta um resumo dos elementos considerados para a avaliação das condições do suprimento.

⁹ <http://folhabv.com.br/noticia/Estudos-de-medicao-potencial-comecam-nesta-semana-em-Normandia-e-Bonfim-/27300>

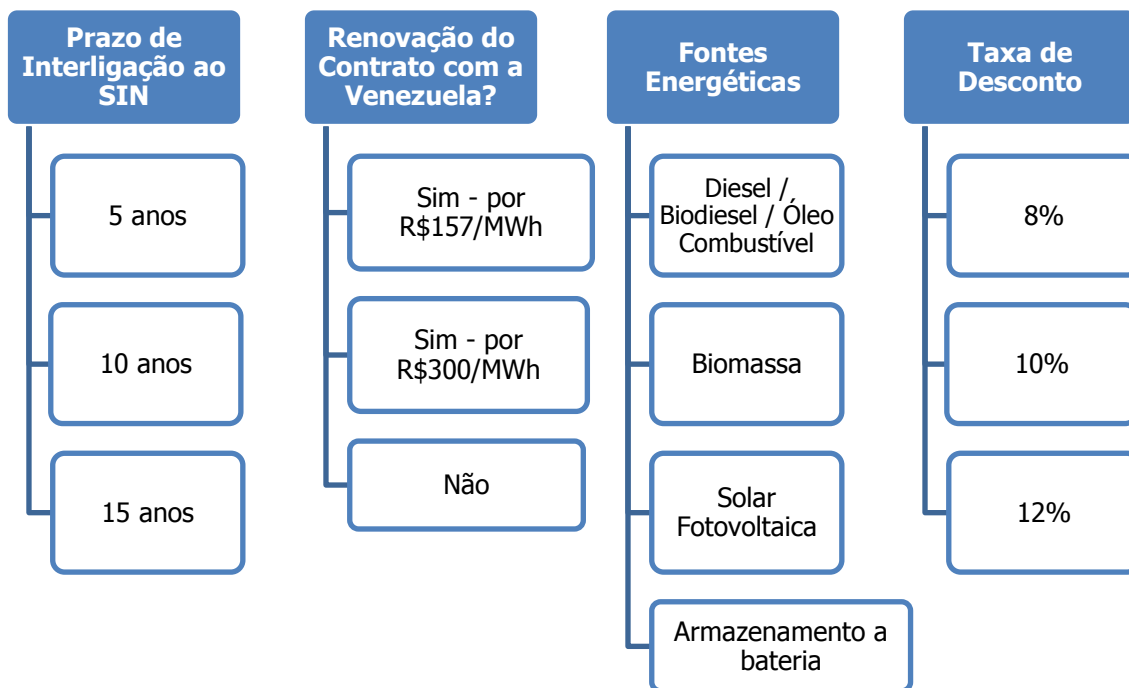


Figura 5 - Principais elementos considerados no estudo

Adicionalmente, na avaliação plurianual, considerou-se também, o fornecimento pela Venezuela a custo ainda maior, equivalente ao custo variável das térmicas atuais de Boa Vista.

5. PREMISSAS CONSIDERADAS PARA CADA FONTE

Após a definição dos elementos que devem ser considerados no estudo, é necessário definir as premissas, inclusive custos, que serão consideradas em cada caso. A seguir são discutidos os fatores considerados para cada fonte energética / tecnologia.

5.1. Diesel

Além do fornecimento pela Venezuela, atualmente o atendimento energético de Boa Vista é realizado por meio de usinas termelétricas a diesel, conforme Quadro 1, apresentando como vantagem o fato da logística de suprimento desse combustível ser consolidada na região.

No Homer foram realizadas simulações variando o parque diesel de 180MW, próximo ao parque existente, até 280 MW, opção em que toda a geração de Boa Vista seria atendida por usinas a diesel, em 2021. Além disso, foi considerada uma reserva operativa de 10% do pico máximo da carga anual, que deve ser atendida por quaisquer das fontes termelétricas .

Embora o software permita a simulação de cada unidade geradora de maneira independente, há uma restrição de no máximo dez máquinas. Portanto, na simulação uma máquina foi configurada para óleo combustível e outra para biomassa, restando apenas oito máquinas a diesel, o que seria insuficiente para representar o parque diesel na região. Por essa razão, considerou-se na simulação um único gerador a diesel, representando todas as usinas. Apesar dessa simplificação, a curva de eficiência foi estipulada de forma a representar as características dos geradores das usinas existentes, que contam com máquinas com potência unitária entre 1,5 MW e 3,25 MW (UTE Monte Cristo), seguindo os valores de consumo específico estipulados no Anexo da Resolução Normativa nº 427/2011.

Para avaliação econômica de médio e longo prazo, outro fator que acrescenta grande incerteza à análise é o preço do combustível. No presente estudo foram consideradas duas possibilidades: preço médio do diesel praticado pelas distribuidoras de Roraima em junho de 2017, publicado pela ANP - R\$ 2,51/litro; e para complementar, R\$ 3,01/litro – preço 20% superior ao anterior.

Destaca-se que em julho/2017 foi anunciado o aumento da alíquota de PIS e Cofins sobre combustíveis, o que reforça a importância de se avaliar também um preço superior. Apesar desse aumento, o preço verificado nas primeiras semana de agosto foi de R\$ 2,57/litro, mostrando uma pequena variação.

Com relação ao custo de investimento das usinas a diesel, inicialmente foi considerado no estudo que as máquinas utilizadas para a geração seriam objeto de locação ao valor equivalente de R\$ 1.000/kW/ano. Destaca-se que essa modalidade (locação) e valor são representativos para prazos contratuais curtos, e foram adotadas visando otimizar a competição entre as fontes e um menor custo de arrependimento, caso a interligação de Boa Vista ao SIN venha a ocorrer em até 5 anos. Já na avaliação plurianual, em que é considerado um contrato de no mínimo 5 anos, o custo de implantação correspondeu a R\$ 2.500/kW, o que equivale à aquisição das máquinas e implantação da usina.

Na operação do parque termelétrico, considerou-se que os geradores a diesel serão responsáveis pela modulação de carga.

5.2. Óleo Combustível

A cadeia de suprimento de óleo combustível para a região de Boa Vista é menor do que a do diesel, dado que não há registro da utilização desse combustível para a geração de energia elétrica. A produção desse combustível pela REMAN (Manaus), em 2016, foi de 163.000 m³, sendo que nesse mesmo ano não houve venda de óleo diesel dos distribuidores para Roraima. Destaca-se que em 2016 o Brasil exportou 3.270.000 m³, evidenciando uma capacidade produtiva excedente, que poderia atender o mercado de Boa Vista. Quanto à infraestrutura de logística, necessária para atendimento da demanda de óleo combustível, seria utilizado o modo de transporte rodoviário (BR-174, de Manaus a Boa Vista), conforme praticado atualmente com os demais derivados.

Desta forma, foi dada ao Homer a possibilidade de considerar usinas com potência de 20, 40 ou 60 MW, ou mesmo não considerar esse tipo de usina. Assim como foi feito para o diesel, ajustou-se a curva de eficiência da usina de forma a representar a geração por grupo de geradores menores, adotando a mesma referência para o consumo de combustível, porém com valores menores, como é característico de máquinas que operam com óleo combustível.

O preço médio do óleo combustível para a região norte, considerando o valor publicado pela ANP e uma estimativa de custo de transporte, é de R\$2,23/kg, referente a junho de 2017.

Com relação ao custo de investimento das máquinas, para as usinas a óleo combustível foi considerado na simulação a aquisição dos equipamentos a R\$ 2.500/kW, com custo de reposição de 60% (R\$ 1.500/kW), uma vez que não é usual a locação desse tipo de máquina.

Na operação do parque termelétrico, considerou-se que os geradores a óleo combustível devem operar na base, sempre à sua potência nominal.

5.3. Biodiesel

Como informado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-032/2017-r0, há um potencial de geração termelétrica a partir de biodiesel de óleo de palma na região. De forma a considerar a participação desse combustível no estudo, foram adotadas as mesmas premissas descritas anteriormente para o diesel, sendo a única diferença o preço do

combustível - R\$2,355/litro, valor obtido do resultado do leilão da ANP¹⁰ para aquisição de biodiesel (média da região Norte) com entrega prevista para 2017.

5.4. Biomassa

Ainda de acordo com a supracitada Nota Técnica, considerando uma usina termelétrica, cujo combustível seria o cavaco dessa madeira proveniente da plantação de Acácia na região, é estimada uma capacidade entre 35 e 55 MW, a depender do manejo florestal, considerando o aproveitamento de toda a área plantada no estado (cerca de 26.500 ha).

Sabendo-se que esta é uma avaliação preliminar e dado que não se conhece ainda um projeto de usina para esse aproveitamento na região, foi considerado neste estudo, uma usina a biomassa com capacidade instalada de 40 MW, operando a 100% da carga, na base. Portanto, na simulação não foi admitida a modulação de carga por essa usina, dado que essa tecnologia de geração (queima da biomassa em caldeira e aproveitamento do vapor em uma turbina – ciclo Rankine) é menos adequada para operação em carga parcial ou variável.

Ressalte-se, que de acordo com as poucas referências encontradas (vide Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017-r0), a produção dessa biomassa ocorre de forma espalhada pelo estado, em diversas áreas, o que pode dificultar a viabilização de uma usina daquele porte.

Destaca-se ainda a escassez de informações a respeito do preço desse combustível, tendo sido considerado o valor que consta do Projeto de Referência de Bonfim¹¹, elaborado pela EDRR, de R\$ 190/tonelada, já incluindo corte, transporte e armazenamento da madeira.

O custo de investimento considerado para essa usina foi de R\$ 5.000/kW.

5.5. Solar Fotovoltaica

O recurso solar, segundo estimativas de irradiação global horizontal (GHI) obtidas do modelo de transferência do Brasil-SR (vide Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-032/2017) na região de Boa Vista é da ordem de 5,1 kWh/m²/dia, valor este considerado nas análises. Dados disponíveis na 2ª edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, lançado em Agosto de 2017, indicam que localidades a Norte da Capital podem apresentar

¹⁰ Leilão Público n.º 003/2017-ANP

¹¹ Projeto de Referência para atendimento do Sistema de Bonfim do Estado de Roraima, revisão de julho/2017. Elaborado por: Eletrobrás Distribuidora Roraima - EDRR.

índices de irradiação superiores, devendo ser consideradas preferenciais para instalação de empreendimentos fotovoltaicos, consideradas as restrições socioambientais da região.

Foram utilizados como referência os valores apresentados pela EDRR para o projeto de geração distribuída da prefeitura de Boa Vista¹², com a diferença de que na análise em questão foi considerado usina com rastreamento em 1 (um) eixo, o que representa um acréscimo de 20-25% na energia gerada, com isso, o custo considerado foi de R\$5,3/Wp.

No estudo procurou-se avaliar a possibilidade de geração com usinas de diferentes tamanhos, tendo sido considerada a possibilidade de inclusão de usina de 30 MWp, 60 MWp ou 90 MWp.

Foi considerada vida útil de 15 anos para os módulos fotovoltaicos e de 10 anos para os inversores, com possibilidade de recuperação do custo não depreciado ao final do contrato, de forma a coincidir com o período de vigência do contrato.

O custo de investimento considerado para essa tecnologia foi de R\$ 5.300/kWp.

5.6. Armazenamento em Baterias

Outra possibilidade analisada foi o ganho que um sistema de armazenamento de energia elétrica através do uso de baterias traria ao sistema. Na avaliação não foi considerada a possibilidade de o carregamento das baterias com a utilização de combustível das térmicas, restringindo o carregamento a partir das demais fontes ou mesmo pela energia da Venezuela.

No estudo foram utilizadas baterias do tipo íon-lítio com capacidade unitária de 500 W e 2 kWh, sendo simuladas diferentes quantidades que resultavam em capacidades totais de 1 MW/4MWh, 2 MW/8MWh ou 4 MW/16MWh. O custo de investimento considerado foi de R\$6.000/bateria, valor obtido de referências internacionais, já considerando câmbio, importação, frete e impostos.

6. SIMULAÇÕES PARA O ANO DE REFERÊNCIA (2021)

Diante do grande número de variáveis, foram realizadas 81 simulações no Homer, de forma a representar:

¹² Projeto de Referência de Geração Distribuída com Sistema Fotovoltaico para Prefeitura Municipal de Boa Vista – RR, abril /2017. Elaborado por: Eletrobrás Distribuidora Roraima - EDRR.

- (i) Três possibilidades de situação contratual com a Venezuela: renovação do contrato mantendo o valor R\$157/MWh; renovação do contrato a R\$300/MWh e sem renovação do contrato;
- (ii) Três prazos contratuais para novas usinas: 5 anos, 10 anos e 15 anos, considerando que interligação de Boa Vista ao SIN ocorreria nesses mesmos prazos;
- (iii) Três preços diferentes para o litro do diesel: R\$ 2,35 (caso biodiesel); R\$2,51 (preço atual do diesel) e R\$3,01 (preço atual + 20%); e
- (iv) Três valores de taxa de desconto: 8%, 10% e 12%;

Para cada simulação foi obtido um resultado como o exemplificado na Figura 6.

Sensitivity Results		Optimization Results											
Sensitivity variables													
Diesel Price (\$/L)		2.51	Interest Rate (%)		8	Project Lifetime (yr)		15					
Double click on a system below for simulation results.													
		PV (kW)	Dies (kW)	OL1 (kW)	BIO (kW)	24M	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	
		30000	220000	20000	40000		24000	130000	\$ 405,160,000	750,202,752	\$ 6,826,504,704	0.489	
			220000	20000	40000			130000	\$ 250,000,000	769,390,464	\$ 6,835,580,928	0.489	
		30000	220000	20000	40000	2000	24000	130000	\$ 417,160,000	750,284,480	\$ 6,839,204,352	0.490	
		30000	240000		40000		24000	130000	\$ 355,160,000	758,114,048	\$ 6,844,220,928	0.490	
			240000		40000			130000	\$ 200,000,000	777,683,520	\$ 6,856,565,248	0.491	
		30000	240000		40000	2000	24000	130000	\$ 367,160,000	758,195,072	\$ 6,856,914,432	0.491	
			220000	20000	40000	2000	24000	130000	\$ 282,160,000	770,455,680	\$ 6,876,858,880	0.492	
			240000		40000	2000	24000	130000	\$ 232,160,000	778,747,968	\$ 6,897,836,544	0.494	
		90000	240000	40000			72000	130000	\$ 565,480,000	818,255,232	\$ 7,569,318,400	0.542	
		90000	240000	40000		2000	72000	130000	\$ 577,480,000	818,321,280	\$ 7,581,883,904	0.543	
		90000	280000				72000	130000	\$ 465,480,000	835,373,440	\$ 7,615,841,280	0.545	
		90000	280000			2000	72000	130000	\$ 477,480,000	835,437,504	\$ 7,628,389,376	0.546	
			240000	40000				130000	\$ 100,000,000	882,108,544	\$ 7,650,388,992	0.548	
			240000	40000		2000	24000	130000	\$ 132,160,000	883,178,368	\$ 7,691,706,368	0.551	
			280000					130000	\$ 0	900,941,696	\$ 7,711,591,424	0.552	
			280000			2000	24000	130000	\$ 32,160,000	902,012,224	\$ 7,752,914,432	0.555	

Figura 6 – Exemplo de resultado de simulação obtido pelo HOMER – Venezuela a R\$300/MWh, interligação ao SIN em 15 anos, diesel a R\$2,51/litro e taxa de desconto de 8%.

Destaca-se que o software apresenta, para cada um dos 81 casos simulados, diferentes composições de matriz energética capaz de atender à carga informada, sendo possível classificar essas combinações em função, por exemplo, do custo da energia (COE), do valor de investimento requerido, do custo total (Total NPC) ao longo do horizonte contratual (em valor presente), ou mesmo do percentual de geração renovável de cada opção.

A partir desses resultados, para cada um dos 81 casos simulados foi elaborado um gráfico, como o da Figura 7, com a matriz energética, tipo de fonte e potência instalada, e custo de energia (COE). Cada barra do gráfico representa uma configuração (linha) da Figura 6, na mesma sequência, ou seja, ordenado do menor valor de COE para o maior.

Caso 1 - Com Venezuela (preço mais alto) e contrato 15 anos

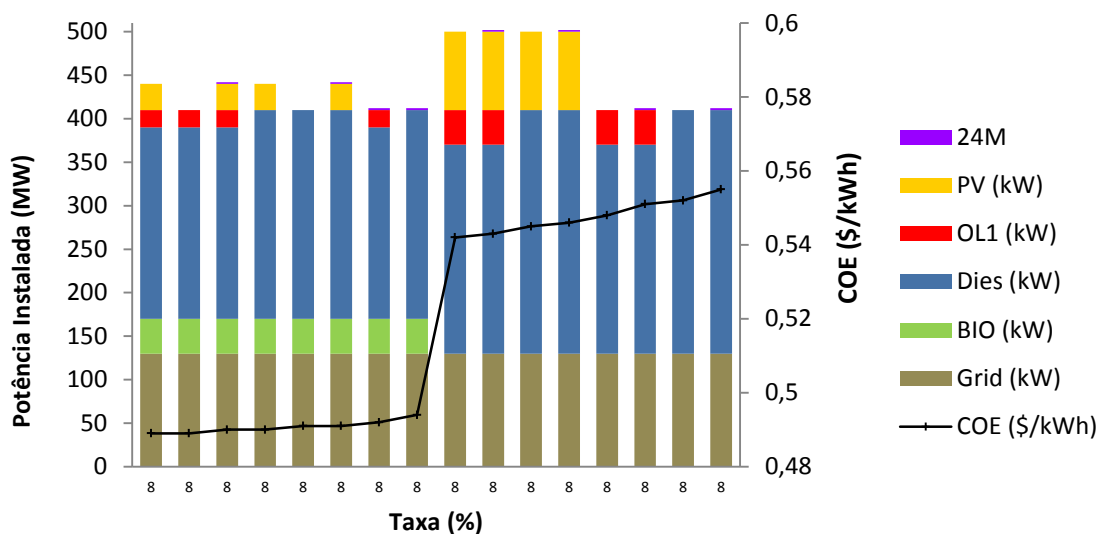


Figura 7 - Exemplo de resultado obtido do HOMER, na forma de gráfico

Posteriormente, de forma a avaliar o impacto de cada uma das variáveis consideradas (contrato com Venezuela, prazo contratual das novas usinas, preço do óleo diesel e taxa de desconto), os gráficos foram agrupados por tipo de sensibilidade, de forma a possibilitar a avaliação do impacto individual de cada uma. Ressalta-se que essa análise trata-se de uma simplificação, a fim de facilitar o entendimento sobre o impacto de cada uma delas, pois trata-se de um problema multivariável, no qual todas influenciam de maneira conjunta o resultado. Os 81 gráficos elaborados a partir das simulações realizadas no Homer são apresentadas no Apêndice deste documento.

6.1. Sensibilidade ao contrato da Venezuela

De forma a possibilitar a análise do impacto da incerteza que a renovação do contrato com a Venezuela agrega ao estudo, inicialmente, manteve-se inalterado o prazo contratual das novas usinas (15 anos), a taxa de desconto (8%) e o preço do diesel (R\$ 2,51/l), avaliando as três possibilidades de situação contratual com a Venezuela: (i) renovação do contrato mantendo o valor R\$157/MWh; (ii) renovação do contrato a R\$300/MWh e (iii) sem renovação do contrato. Os resultados são mostrados nos gráficos a seguir.

A partir da comparação dos gráficos, percebe-se que o suprimento de energia pela Venezuela no preço atual (Figura 8), resulta no menor custo de energia, qualquer que seja a matriz considerada.

Ao considerar esse fornecimento a um custo maior (Figura 9), percebe-se um pequeno aumento do custo total da energia, porém ainda assim, o suprimento pela Venezuela se mostra vantajoso, sendo considerado em todas as opções. Nota-se também nesse caso, a maior competitividade da geração solar fotovoltaica, que passa a representar uma parcela da energia nas combinações de menor custo.

Ao não considerar o suprimento pela Venezuela (Figura 10), verifica-se um aumento do custo total de energia da ordem de 70%, se comparadas às primeiras barras das Figura 8 e Figura 10, mostrando o qual impactante é a variável "Venezuela". Conseqüentemente, a geração fotovoltaica e a óleo combustível tornam-se mais competitivas e até mesmo o armazenamento em bateria começa a aparecer como uma solução possível, ainda que com a configuração mínima proposta.

Destaca-se ainda que, sem fornecimento de energia da Venezuela, os resultados de menor COE consideram o dimensionamento da solar fotovoltaica com potência instalada máxima (90 MWp), mostrando a atratividade dessa fonte em caso de ausência de suprimento pelo país vizinho

Em quaisquer dos casos acima, percebe-se uma similaridade entre as opções de menor custo: a participação da geração a partir de biomassa. Nas configurações onde essa fonte está presente, a variação no custo da energia é muito pequena para qualquer *mix* de outras fontes que compõem cada caso. Nas opções em que essa fonte não é considerada, verifica-se um degrau significativo no valor de COE, mostrando que a biomassa pode induzir à redução do custo total de geração, algo que se percebe também nas demais sensibilidades, avaliadas a seguir.

6.2. Sensibilidade ao preço do óleo diesel

Os gráficos adiante mostram os resultados para os diferentes preços de combustível considerados, mantidas fixas as demais variáveis: prazo contratual das novas usinas (15 anos), taxa de desconto (8%) e fornecimento pela Venezuela ao preço atual.

Como explicado anteriormente, foram avaliados três preços para o óleo diesel:

- R\$2,355/litro: do resultado do leilão da ANP para aquisição de biodiesel (média da região Norte) com entrega prevista para 2017;

- R\$ 2,51/litro: preço médio do diesel praticado pelas distribuidoras de Roraima em junho de 2017, publicado pela ANP;
- R\$ 3,01/litro: preço 20% superior ao anterior.

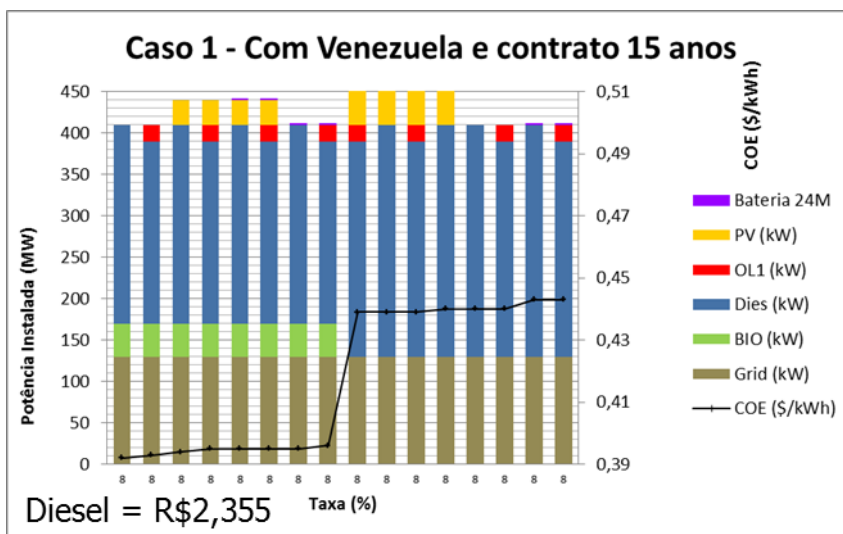


Figura 11 - Sensibilidade no preço do diesel (biodiesel)

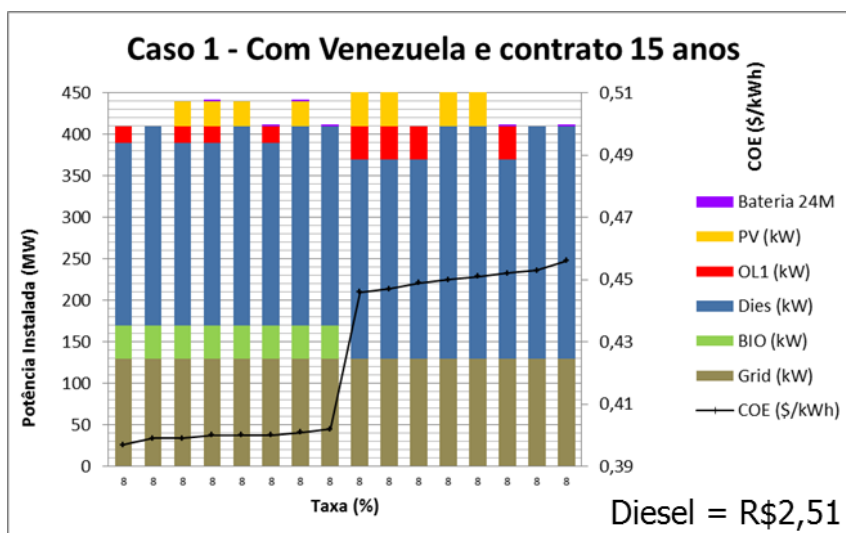


Figura 12 - Sensibilidade no preço do diesel (valor atual)

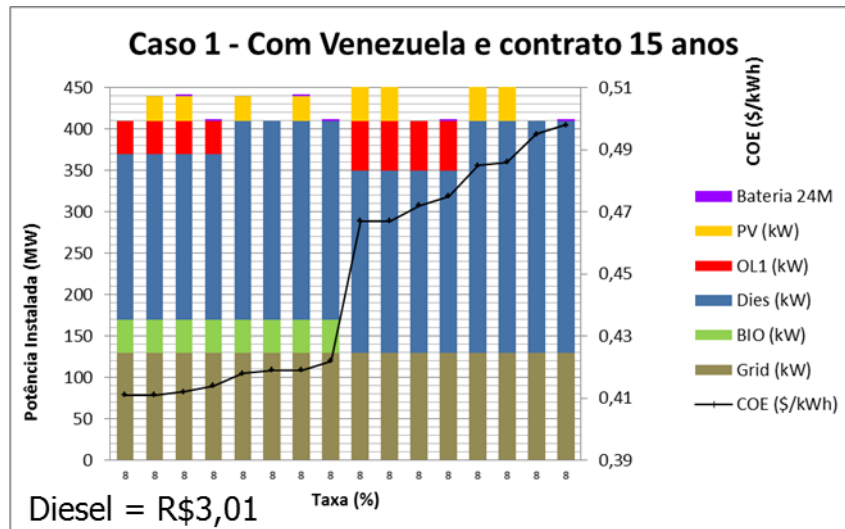


Figura 13 - Sensibilidade no preço do diesel (valor atual + 20%)

Ao se comparar as primeiras barras de cada gráfico, percebe-se que o impacto da variação do preço do diesel resulta em uma pequena variação (da ordem de 5%) no custo total da energia, mostrando que essa variável tem pouco peso sobre COE, apesar de impactar nas combinações de fontes possíveis.

Ao aumentar o preço do diesel, outras fontes (solar fotovoltaica, óleo combustível e armazenamento em bateria) tornam-se mais atrativas, aumentando sua participação. De toda forma, o somatório da potência instalada de termelétricas a diesel e óleo combustível sempre se mantém inalterado, pois uma das premissas adotadas foi que o sistema deveria sempre contar com capacidade instalada dessas fontes capaz de atender à totalidade da carga.

Assim, os demais suprimentos (Venezuela, solar e bateria) atuam na redução do consumo de combustível fóssil, sendo mais relevantes à medida que o preço do combustível sobe. Portanto, a inserção de fontes não convencionais torna o custo da energia elétrica menos vulnerável a elevações de preço do óleo diesel.

Em quaisquer dos casos, percebe-se que o fornecimento de energia pela Venezuela e a geração a biomassa continuam se mostrando como as opções que levam ao menor COE, confirmando a análise anterior. Da mesma forma, o “degrau” observado anteriormente se repete ao não se considerar a biomassa, tornando a energia mais cara.

6.3. Sensibilidade à taxa de desconto

Desta vez, manteve-se inalterado o prazo contratual das novas usinas (15 anos), o preço do diesel (R\$ 2,51/l) e o fornecimento pela Venezuela ao preço atual, avaliando o impacto da variação da taxa de desconto nos resultados.

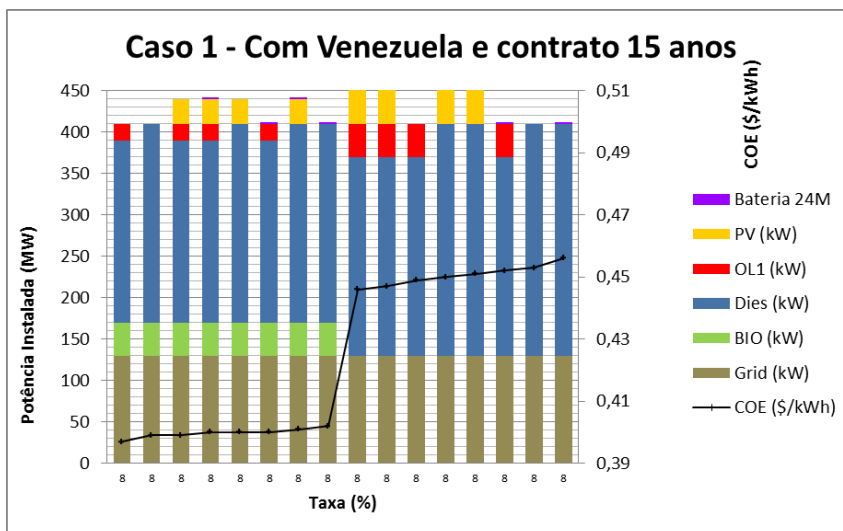


Figura 14 - Sensibilidade taxa de desconto 8%

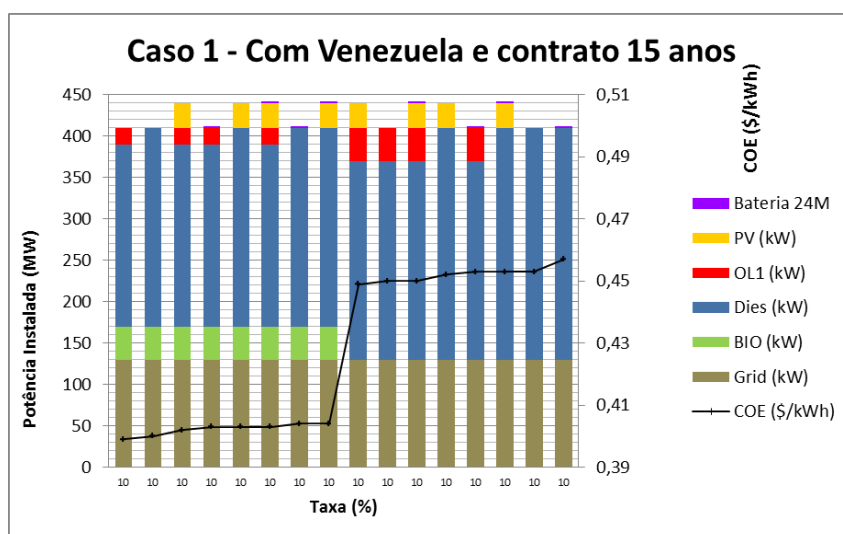


Figura 15 - Sensibilidade taxa de desconto 10%

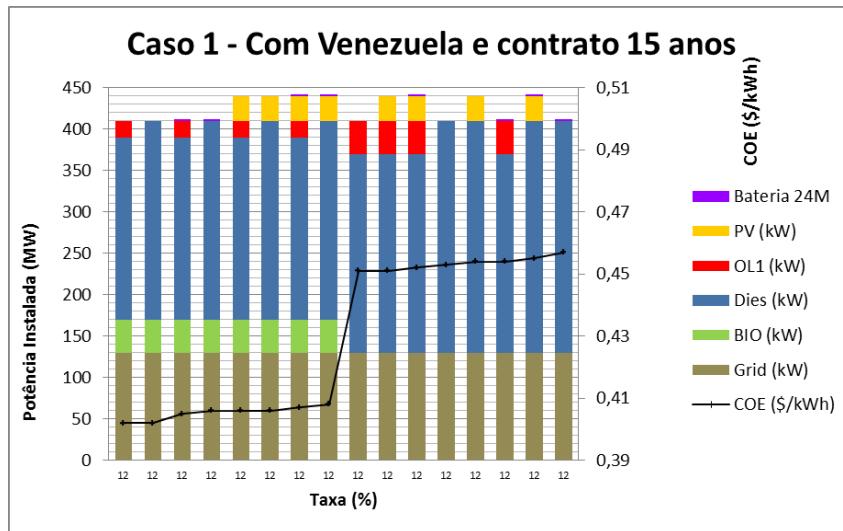


Figura 16 - Sensibilidade taxa de desconto 12%

Verifica-se que a menor taxa de desconto tende a favorecer, menor escala, as fontes com maior custo de investimento, sobretudo a solar fotovoltaica, porém seu impacto no custo de energia mostra-se pouco significativo, se mostrando a variável de menor relevância.

6.4. Sensibilidade ao prazo contratual das novas usinas

Mantendo inalterados o preço do diesel (R\$ 2,51/l), a taxa de desconto (8%) e o fornecimento pela Venezuela (ao preço atual), avalia-se a seguir o impacto estudado dos diferentes prazos contratuais das novas usinas.

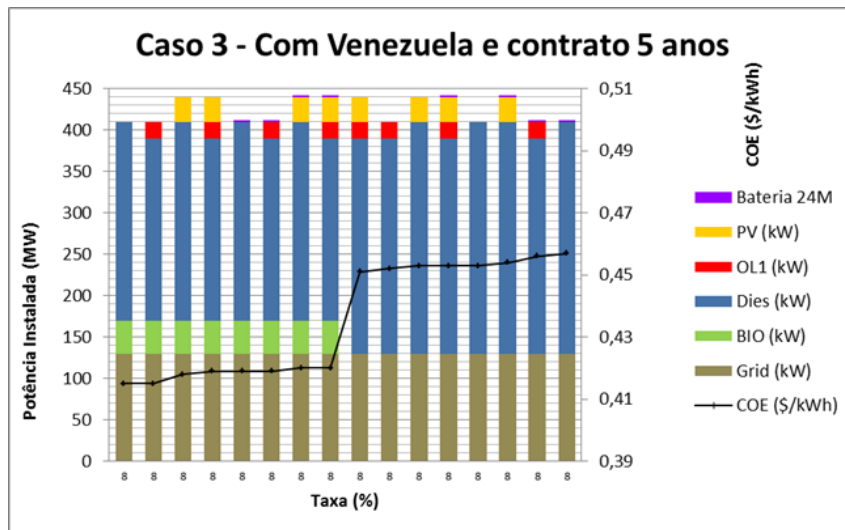


Figura 17 - Sensibilidade ao prazo contratual (5 anos)

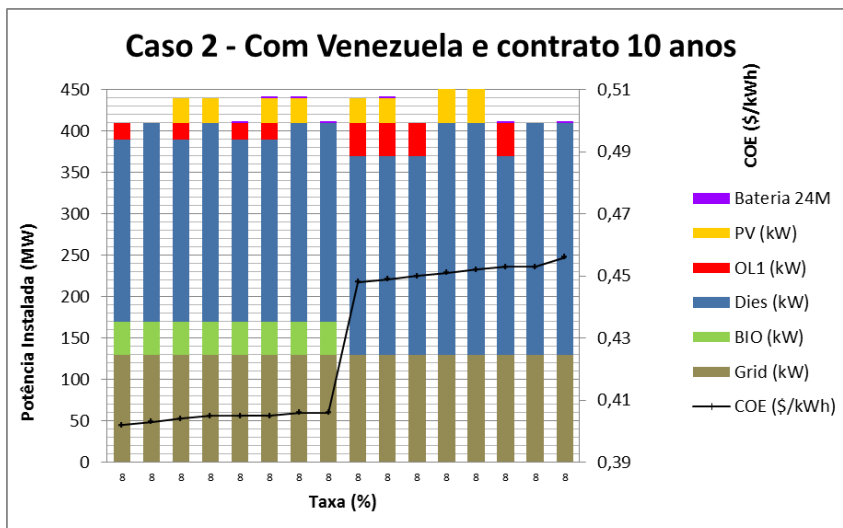


Figura 18 - Sensibilidade ao prazo contratual (10 anos)

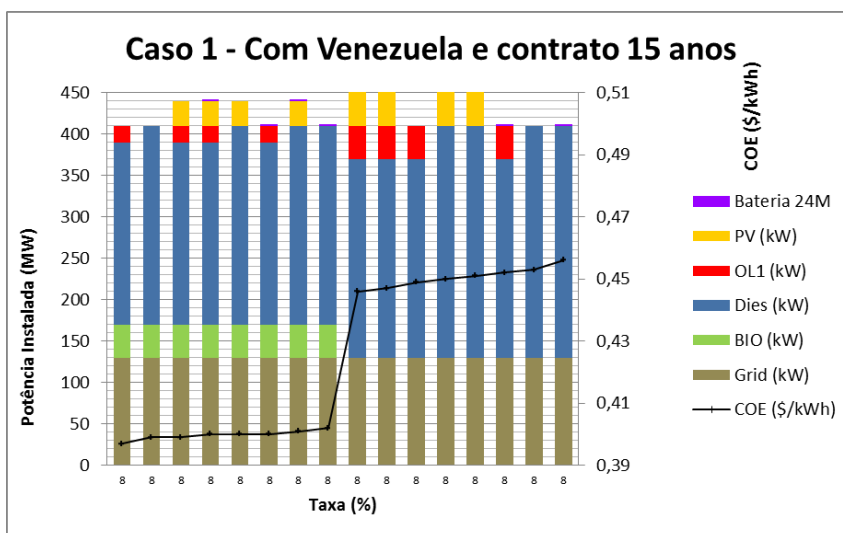


Figura 19 - Sensibilidade ao prazo contratual (15 anos)

Nota-se que as barras de cada gráfico são bastante parecidas, o que leva ao entendimento de que o prazo contratual pouco influencia na escolha das fontes. Entende-se, porém, que esse resultado se dá em função da consideração do “salvage value” na simulação, ou seja, que após o prazo contratual os componentes do sistema ainda apresentam um valor residual não depreciado em função da vida útil remanescente, o que incide positivamente no fluxo de caixa do gerador. Do contrário, tecnologias com maior custo de investimento como, por exemplo, a solar fotovoltaica, seriam prejudicadas em prazos contratuais menores, dado o menor prazo para amortização dos investimentos e que a taxa de desconto é fixa.

Com relação ao custo da energia, como era de se esperar, o maior prazo contratual leva a um menor COE, embora a diferença seja pequena. Exemplificando, para um contrato de 15 anos, ao invés de 5 anos, a redução no custo total de geração é da ordem de apenas 5%, e independe da matriz de geração. Destaca-se que essa

diferença é devida também à consideração da possibilidade, considerada na simulação, de recuperação de capital não depreciado. Se considerada a amortização integral dos investimentos, para cada prazo avaliado, entende-se que essas diferenças seriam maiores.

6.5. Conclusões sobre a avaliação para o ano de referência

Com base nos gráficos e análises apresentados nas seções anteriores, algumas conclusões sobre a avaliação para o ano de referência (2021) foram extraídas, servindo de base para a continuidade dos estudos, sobretudo na análise plurianual.

A primeira conclusão é relacionada à biomassa. Interessante observar que em todos os resultados as configurações com o menor COE incluem em sua composição a usina a biomassa, sendo visível a variação do custo da energia quando da ausência desta fonte no sistema. Destaca-se que foi considerada uma usina com capacidade de 40 MW, conforme explicado no item 5.4. Todavia, é importante ressaltar a incerteza existente sobre o custo da madeira e a viabilidade dessa solução.

A segunda conclusão é com relação à taxa de desconto. A variação desta causa pouca diferença nos resultados de COE, como tratado em 6.3. Além disso, taxas de desconto mais baixas – no estudo foram assumidas taxas de 8, 10 e 12% - tendem a favorecer fontes de energia com maior custo de investimento, tal como a solar fotovoltaica. Assim, para a continuação do estudo, será assumido taxa de desconto de 8%, mesmo valor considerado pela EPE no Plano Decenal de Energia – PDE 2026, recém publicado.

Outra conclusão é que o contrato com a Venezuela impacta de maneira significativa o *mix* de geração, ou seja, no percentual de cada fonte na matriz. No caso de solar fotovoltaica, quanto mais caro for o contrato com a Venezuela (considerando que haverá prorrogação a um custo maior do que o praticado), esta fonte se mostra mais competitiva e ajuda a reduzir o custo total de atendimento ao sistema (ver item 6.1). Isso fica mais evidente quando avaliamos o cenário sem Venezuela. Nesse cenário, o programa Homer indica uma matriz de geração com 90 MWp de solar (premissa adotada em 5.5), e sinaliza que tal capacidade poderia ser ainda maior, pois implicaria em menor custo de energia. Devem ser consideradas, no entanto, as restrições de capacidade de escoamento na região, detalhadas na Nota Técnica nº. EPE-DEE-NT-073/2017.

Ainda sobre a fonte solar fotovoltaica, sua participação também é maior quando a usina a biomassa não é considerada, além do caso quando não se tem Venezuela, como já mencionado. Embora não se possa contar com essa tecnologia para garantia de suprimento, dada a variabilidade de sua geração, entende-se que a fonte solar

fotovoltaica pode atuar como importante redutor de consumo de combustíveis fósseis e reduzir a exposição do custo da energia às variações futuras de preços desses combustíveis.

Na análise do preço do diesel, como já tratado em 6.2, verifica-se que esta variável afeta principalmente as combinações de fontes adotadas na matriz. Preços mais elevados do diesel tornam outras fontes mais competitivas e, portanto, é possível uma maior participação dessas na matriz, como no caso do óleo combustível que se mostrou um substituto natural do diesel. Assim sendo, como se notam diferenças pouco significativas no custo da energia (COE) ao se variar o preço do diesel, para a continuação do estudo será considerado o valor de R\$ 2,51/litro.

A participação do óleo combustível na matriz depende do preço do diesel considerado, e da manutenção do contrato com a Venezuela, sendo mais evidente a sua participação quando da ausência de fornecimento de energia pela Venezuela.

Por outro lado, a bateria, pouca importância teve nos resultados, não se fazendo presente em nenhuma configuração com o menor custo de energia (primeiras barras de cada gráfico). Mesmo quando considerada, a simulação indicava sempre a mesma configuração, 1 MW (equivalente a uma autonomia poucos minutos) – a menor opção adotada no estudo, indicando pouca atratividade econômica nas condições avaliadas, razão pela qual essa tecnologia não será considerada na avaliação plurianual, adiante.

Ressalta-se que a atual tecnologia das baterias permite inúmeras configurações possíveis, para atender a diferentes necessidades (autonomia, potência, energia, etc.) e, com isso, configurações diferentes das avaliadas podem eventualmente se mostrar mais competitivas, o que deve ser avaliado caso a caso. Por essa razão, e considerando as incertezas envolvidas no estudo, entende-se que o armazenamento em baterias deve ser permitido, a critério dos proponentes no futuro leilão, desde que associadas a uma fonte geradora que a carregue.

Destaca-se que um dos subgrupos do Grupo de Trabalho de atendimento a Roraima ficou encarregado de avaliar a contratação de uma solução de armazenamento para o sistema elétrico de Boa Vista, visando garantir a segurança do suprimento em caso de falha no fornecimento pela Venezuela. Nesse caso, o dimensionamento considerado foi bastante diferente do avaliado no presente estudo, justamente em função da diferença de serviço requerido da bateria.

Mais uma conclusão diz respeito ao prazo contratual das novas usinas, tratado em 6.4. Para tecnologias com maior custo de investimento, contratos com prazos menores

implicam em menor tempo para amortização desses investimentos, e portanto, podem inviabilizar, por exemplo, fontes como solar fotovoltaica.

Com base nas considerações expostas anteriormente, foram fixados (i) taxa de desconto de 8%, e (ii) o preço do diesel no valor de R\$ 2,51/litro. A Tabela 4 apresenta a comparação das configurações de menor custo de energia (COE) obtidas pela simulação, para as variáveis que se mostraram mais relevantes - fornecimento *ou não* de energia pela Venezuela (a diferentes preços), e prazo para contratação das novas usinas. São indicadas, além do COE, as potências instaladas de cada fonte.

Diesel R\$2,51, Taxa de juros 8%							
Sem Venezuela							
	UFV (MW)	UTE Diesel (MW)	UTE OC (MW)	UTE Biomassa (MW)	Bateria	Importação Venezuela (MW)	COE (R\$/MWh)
15 anos	90	180	60	40	-	-	676
10 anos	90	180	60	40	-	-	684
5 anos	90	180	60	40	-	-	703
Com Venezuela a R\$157/MWh							
15 anos	-	220	20	40	-	130	397
10 anos	-	220	20	40	-	130	402
5 anos	-	240	-	40	-	130	415
Com Venezuela a R\$300/MWh							
15 anos	30	220	20	40	-	130	489
10 anos	-	220	20	40	-	130	494
5 anos	-	240	-	40	-	130	507

Tabela 4 – Resumo dos resultados extraídos do Homer para os casos com menor COE, para cada cenário considerado

Observa-se que quanto maior o prazo contratual, menor o COE, uma vez que os empreendimentos terão maior tempo para a amortização dos seus investimentos. Nota-se também que a contratação por um período de 10 anos leva a um COE cerca de R\$ 10 a R\$ 20 por MWh inferior ao COE para um contrato de 5 anos,. Comparando um contrato de 15 anos a um de 5 anos, essa redução pode chegar a quase R\$ 30/MWh, no caso em que não se considera a renovação do contrato com a Venezuela. Já ao se comparar um contrato de 15 anos com um de 10 anos a diferença entre os COEs é de apenas R\$ 8/MWh. Destaca-se, novamente, a razão para essa diferença tão pequena: a consideração de recuperação de capital não depreciado, o que não deve ser adotado na avaliação plurianual, de forma a refletir a completa amortização dos investimentos nos diferentes prazo contratuais.

Assim, como era de se esperar, os resultados indicam que contratos mais longos levam a menores preços de energia. Porém, caso sejam feitos contratos de geração por 15

anos, por exemplo, e nesse horizonte ocorra a interligação de Boa Vista ao SIN, poderá haver desperdício de recursos, razão pela qual deve ser feita uma avaliação plurianual, com diferentes cenários de interligação ao SIN.

Impende destacar o cuidado a ser tomado ao se buscar conclusões a partir do resultado das simulações, uma vez que:

- (i) Os resultados obtidos com o Homer dizem respeito às condições previstas para o ano de 2021, sendo necessário utilizar outra ferramenta para representar os custos para diferentes datas de entrada em operação das usinas, seja por conta da substituição dos contratos existentes, seja por conta dos diferentes prazos de implantação;
- (ii) O custo da energia (COE) informado pelo Homer não segue a formulação de preço de referência prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados (CCESI) e, por isso, 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;
- (iii) Os resultados do estudo dependem fortemente das premissas adotadas e dados de entrada da simulação. Reforça-se a incerteza envolvida em diversos parâmetros, tais como curva de carga, previsão de mercado, custos de investimento de cada fonte e preços dos combustíveis, etc.;
- (iv) A viabilidade efetiva das fontes e tecnologias avaliadas depende de diversos fatores que não apenas os econômico-financeiros, tais como a disponibilidade de área, prazo para implantação, licenciamento ambiental, etc.

7. AVALIAÇÃO PLURIANUAL – CUSTO TOTAL PARA ATENDIMENTO AO SISTEMA E CUSTO DE ARREPENDIMENTO

Para estimar o custo de geração nos diferentes cenários é necessário avaliar o despacho anual de geração ao longo do prazo contratual. Todavia, devido a limitações do Homer, onde todas as usinas sugeridas pelo modelo entram em operação no mesmo momento - 2021, fez-se necessário utilização de ferramenta de análise plurianual considerando todo o horizonte de planejamento (até 2033, conforme item 4.2), de forma a auxiliar na obtenção da solução de mínimo arrependimento. Diante

dessa questão, foi desenvolvido pela EPE um modelo de estimativa de custo total de geração para diferentes cenários e fontes.

Busca-se, a partir dessa avaliação plurianual, identificar os prazos contratuais mais adequados a serem considerados na futura contratação diante do cenário de incertezas de diversas ordens (prazo de interligação, suprimento pelas Venezuela, viabilidade de cada fonte, etc.), visando minimizar os custos decorridos de previsões que não venham a se confirmar, em função justamente dessas incertezas. Por exemplo, caso seja contratada a geração para atendimento à totalidade da carga por um horizonte de 10 anos ou mais e nesse período ocorra a interligação de Boa Vista ao SIN, provavelmente haverá um custo adicional, que poderia ser evitado, para remunerar esses contratos. Portanto, haverá um “custo de arrependimento”, que deve ser minimizado.

7.1. Dados de entrada e considerações

Nas considerações finais da avaliação para o ano de referência (ver item 6.5), foram fixados a taxa de desconto de 8% e o preço do diesel no valor de R\$ 2,51/litro, dados estes que serão adotados na avaliação plurianual.

Dentre as variáveis de maior sensibilidade na presente avaliação, destacam-se as projeções anuais de mercado (energia e demanda) extrapoladas até 2035, abordadas no item 4.2. Como já tratado, há uma elevada incerteza em torno dos valores considerados, o que pode impactar de maneira significativa os resultados na avaliação plurianual.

Com relação às fontes energéticas e tecnologias, foram consideradas nesta etapa do estudo, aquelas que resultaram na combinação mais frequente (que apareciam mais vezes dentre as de menor custo, em diferentes cenários, ou seja, as barras que mais se repetem nas primeiras posições, nos diferentes gráficos/sensibilidades) nos resultados das simulações do Homer para o ano de referência, mantendo as premissas apresentadas no item 4. A Tabela 5 apresenta a matriz elétrica considerada.

Tabela 5 -Matriz elétrica avaliada no modelo plurianual

Fonte	Potência (MW)
Solar	30
Biomassa	40
Óleo Combustível	20
Diesel	220

Além da geração local a partir das fontes relacionadas na Tabela 5, também foi considerado o suprimento pela Venezuela, limitado a 130 MW de capacidade.

Destaca-se ainda algumas informações e considerações acerca do modelo, a saber:

- (i) O *mix* de fontes considerado nem sempre correspondia à primeira opção de cada cenário, ou seja, à primeira barra de cada gráfico. Porém, frequentemente essa combinação figurava entre as cinco primeiras opções de menor COE, sendo pequena a diferença de custo entre essas opções.
- (ii) Os cenários avaliados foram montados a partir das conclusões apresentadas no item 6.5, incluindo agora a questão da interligação de Boa Vista ao SIN;
- (iii) Para cenários onde foi considerada a interligação com a Venezuela essa participou com fornecimento máximo de 130 MW, como ocorre atualmente, considerando adicionalmente uma disponibilidade equivalente a 95%;
- (iv) Por razões técnicas e operacionais, as usinas termelétricas a óleo combustível e biomassa foram consideradas como operando na base, ou seja, somente a 100% de carga (geração inflexível);
- (v) As usinas a diesel, por sua vez, são complementares às demais fontes, ou seja, modulam a carga e, portanto, podem gerar abaixo de sua capacidade máxima, a fim de garantir o atendimento da demanda. Com isso, são observadas situações nas quais a energia da Venezuela, junto com as demais fontes, dispensam a geração a diesel, ou seja, são suficientes para atender toda a carga local. Nesses casos, as usinas a diesel funcionariam como *backup*.
- (vi) Conforme abordado no item 4.5, nos casos em que foi considerada a interligação de Boa Vista ao SIN, partiu-se da premissa de que pelo menos 50% da carga seria atendida por geração local (ou mesmo pela Venezuela). Dito de outra forma, o suprimento pelo SIN não deve assumir mais do 50% da carga.

Essa última consideração possibilita a contratação de parte da geração local por prazos maiores, uma vez que essa geração será necessária mesmo em caso de interligação ao SIN, o que vai de encontro à necessidade, de algumas fontes, de prazos contratuais mais extensos para sua viabilização. Por essa razão, fixou-se um horizonte contratual de 15 anos para as fontes renováveis ou de maior custo de investimento, avaliando o efeito de diferentes prazos de contratação da geração a diesel.

Assim sendo, para cada ano do horizonte avaliado, calculou-se a geração de cada fonte com base nas premissas e capacidades definidas, e o custo total de geração resultante, para os diferentes cenários.

7.2. Cenários de avaliação plurianual

Tendo sido definida a cesta de tecnologias considerada para o atendimento energético de Boa Vista, Tabela 5, e o prazo contratual para as fontes renováveis ou de maior custo de investimento (15 anos), é necessário verificar qual prazo contratual - 5, 10 ou 15 anos para as usinas a diesel, que conduz ao menor custo de arrependimento, no cenário de incertezas apresentado, caso a solução escolhida não venha a se concretizar na prática.

Para avaliação das estimativas de custos de geração foram inseridas no modelo algumas variáveis, sendo elas:

- (i) Prazo de Interligação com o SIN (5, 10 ou 15 anos), que no estudo correspondem aos anos de 2023, 2028 e 2033, uma vez que o início de suprimento foi considerado como sendo em 2019.

Quando considerada interligação, assumiu-se a energia fornecida pelo SIN ao custo médio comercializado pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada – ACRmed, valorado em R\$ 204,84/MWh para 2017¹³. Esse número é importante não só para valorar o custo de despacho do sistema, como também para decidir a ordem de despacho entre o SIN e Venezuela, quando se considera a renovação do contrato desta.

- (ii) Renovação do contrato com a Venezuela - foram avaliadas quatro possibilidades:
 - Renovação em 2021 pelo valor atual: R\$157/MWh;
 - Renovação em 2021 pelo valor de R\$300/MWh;
 - Renovação em 2021 a R\$900/MWh (equivalente ao atual custo variável da geração à diesel); e
 - Não renovação do contrato após 2021.

¹³ Despacho ANEEL nº 2.796/2016

Definidos os valores de potência instalada para cada fonte, e tendo em vista as considerações apresentadas em 7.1, foi simulado o despacho anual de cada fonte, para cada cenário, variando as opções de período de contratação do diesel (5, 10 ou 15 anos).

Para cada combinação de variáveis elencadas anteriormente, obteve-se um gráfico como o da Figura 20 onde a carga estimada para os diversos anos é atendida conforme os critérios explicitados em 7.1.

No caso do gráfico da Figura 20, considerou-se a renovação do contrato com a Venezuela a preço atual (R\$157/MWh), interligação ao SIN em 5 anos (2023) e contrato de novas usinas a diesel por 5 anos.

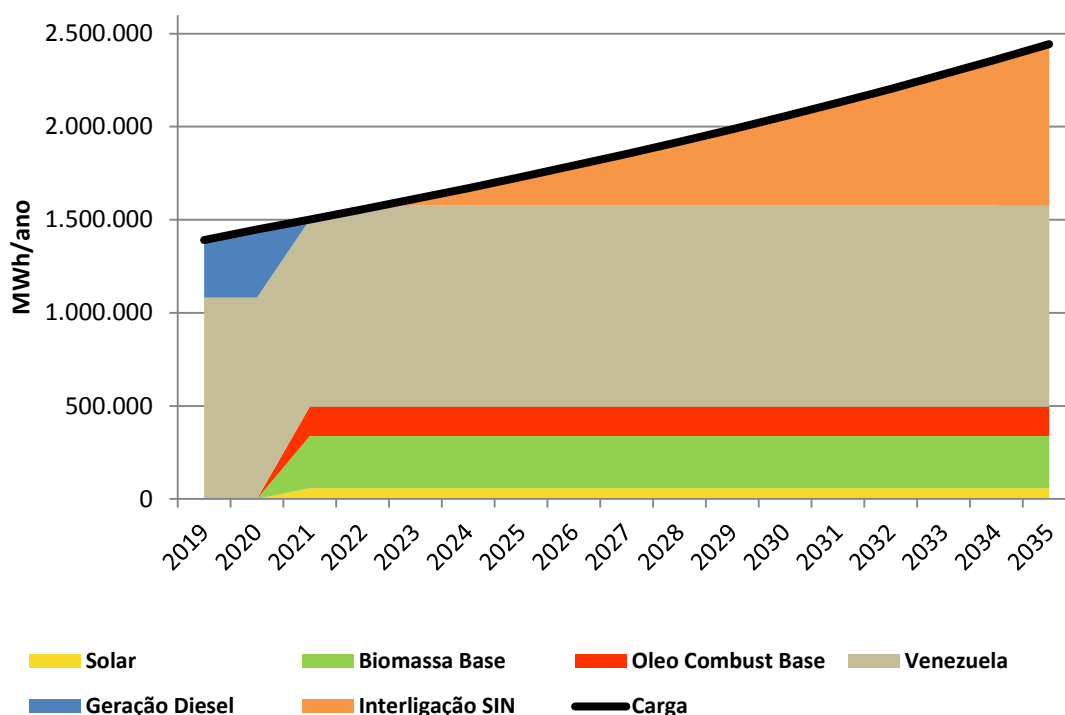


Figura 20 – Contribuição de cada fonte para atendimento à Boa Vista por ano. Interligação com SIN em 5 anos, contratação de usinas a diesel por 5 anos e renovação com a Venezuela (R\$157/MWh).

Em outro cenário (Figura 21) onde não há a renovação do contrato de fornecimento de energia pela Venezuela, com a interligação de Boa Vista ao SIN ocorrendo em 2028 e com usinas a diesel contratadas por 10 anos, o mix de fontes para atendimento à carga sofre grande alteração. Boa parte da energia antes fornecida pela Venezuela passa a ser atendida por usinas a diesel e pela interligação.

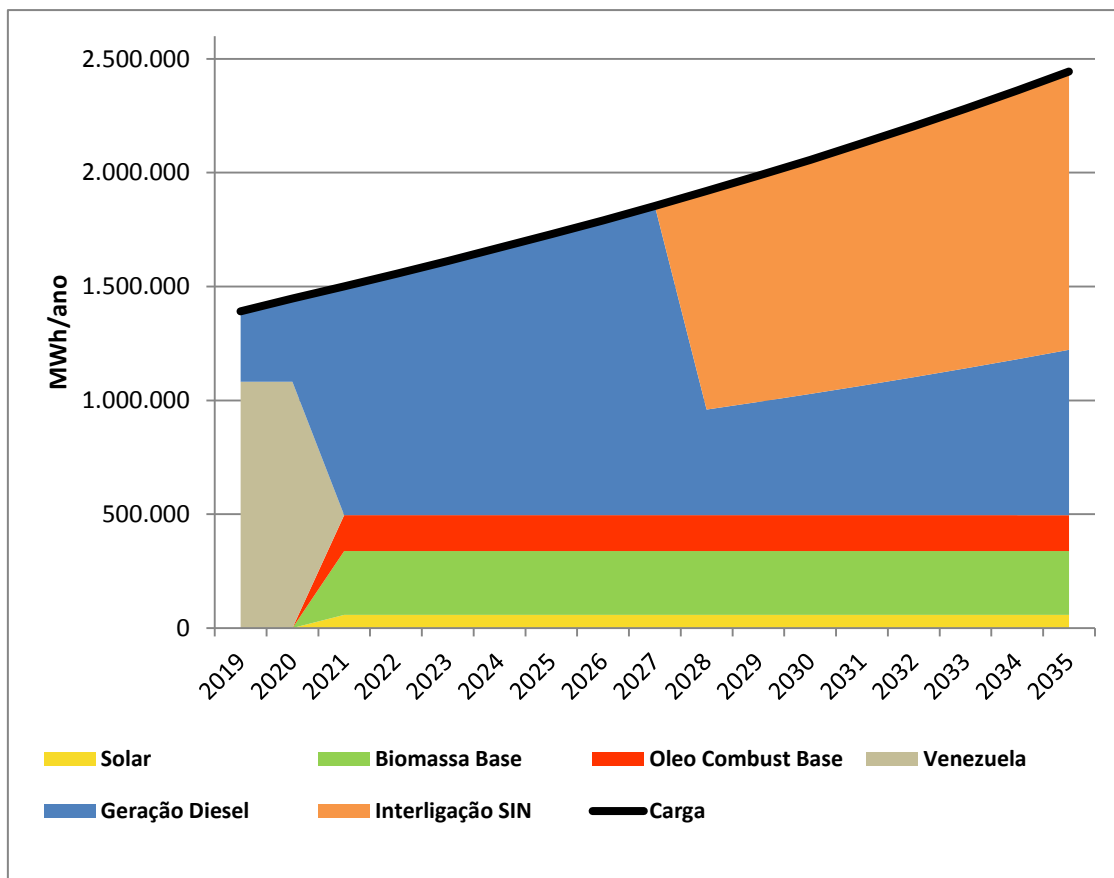


Figura 21 - Contribuição de cada fonte para atendimento à Boa Vista por ano. Interligação com SIN em 2028, contratação de usinas a diesel por 10 anos e sem fornecimento energia da Venezuela

Como resultado, para cada cenário foi obtido o valor presente líquido (VPL) do custo total de geração para atendimento ao sistema ao longo dos horizontes avaliados.

7.3. Comparação do VPL para cada cenário e custo de arrendimento

Com o objetivo de comparar o Valor Presente Líquido das diversas alternativas dentro de um mesmo cenário, foram construídas tabelas, como apresentado abaixo, de forma a comparar o VPL de cada solução, para diferentes cenários (prazos de interligação e contrato de diesel).

- **Cenário 1: Fornecimento pela Venezuela com renovação do contrato, em 2021, pelo valor atual (R\$157/MWh);**

Cenário 1: Com Venezuela renovando a 157 R\$/MWh			
VPL do sistema (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	2,9	4,4	5,5
10	5,2	4,7	5,8
15	7,3	6,6	6,3

Tabela 6 – VPL para o cenário 1

- **Cenário 2: Fornecimento pela Venezuela com renovação do contrato, em 2021, pelo valor de R\$300/MWh;**

Cenário 2: Com Venezuela renovando a 300 R\$/MWh			
VPL do sistema (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	3,2	5,0	6,3
10	6,0	5,4	6,8
15	8,4	7,7	7,4

Tabela 7 - VPL para o cenário 2

- **Cenário 3: Fornecimento pela Venezuela com renovação do contrato, em 2021, pelo preço do diesel brasileiro (R\$900/MWh);**

Cenário 3: Com Venezuela renovando a 900 R\$/MWh			
VPL do sistema (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	4,3	6,8	8,8
10	9,2	8,7	10,7
15	13,0	12,3	12,0

Tabela 8 - VPL para o cenário 3

- **Cenário 4: Sem renovação do contrato com a Venezuela;**

Cenário 4: Sem Venezuela			
VPL do sistema (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	4,0	6,3	8,1
10	8,3	7,7	9,5
15	11,7	11,0	10,7

Tabela 9 - VPL para o cenário 4

Em quaisquer dos cenários avaliados, tem-se que a decisão ótima seria contratar a geração a diesel por um período equivalente ao prazo de interligação ao SIN. Tais situações estão destacadas em vermelho na tabela. Por exemplo, ao se contratar a geração a diesel por 10 anos e caso a interligação ocorresse nesse prazo (decisão acertada, arrependimento zero), tem-se um custo total da ordem de R\$ 4,7 bilhões para o cenário 1.

Porém, considerando a incerteza quanto à interligação, é possível que a decisão quanto ao prazo do diesel não se mostre correta. Por exemplo, caso se contrate geração por 10 anos, e a interligação aconteça em 5 anos, será necessário honrar a contrato da geração até o fim (ainda que pagando apenas a receita fixa, por não haver despacho), resultando em um despesa total de até R\$ 4,4 bilhões, para o cenário 1. Nesse caso, tem-se que a decisão mais acertada teria sido contratar a geração a diesel por apenas 5 anos, o que resultaria em R\$ 2,9 bilhões. Assim, a diferença entre esses dois valores (R\$ 1,6 bilhão), provocada pelo descasamento de prazos, é chamada de "custo de arrependimento". As próximas tabelas apresentam os custos de arrependimento para os diferentes cenários.

Cenário 1: Com Venezuela renovando a 157 R\$/MWh			
Custo de Arrependimento (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	0,0	1,6	2,7
10	0,5	0,0	1,1
15	1,0	0,3	0,0

Tabela 10 – Custo de Arrependimento para o Cenário 1

Cenário 2: Com Venezuela renovando a 300 R\$/MWh			
Custo de Arrependimento (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	0,0	1,8	3,1
10	0,5	0,0	1,3
15	1,0	0,3	0,0

Tabela 11 - Custo de Arrependimento para o Cenário 2

Cenário 3: Com Venezuela renovando a 900 R\$/MWh			
Custo de Arrependimento (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	0,0	2,5	4,5
10	0,5	0,0	2,0
15	1,0	0,3	0,0

Tabela 12 - Custo de Arrependimento para o Cenário 3

Cenário 4: Sem Venezuela			
Custo de Arrependimento (bilhões R\$)	Contrato diesel (anos)		
Prazo de interligação (anos)	5	10	15
5	0,0	2,3	4,1
10	0,5	0,0	1,8
15	1,0	0,3	0,0

Tabela 13 - Custo de Arrependimento para o Cenário 4

A Figura 22 apresenta em forma de gráfico os resultados obtidos nas tabelas acima para o cenário 1.

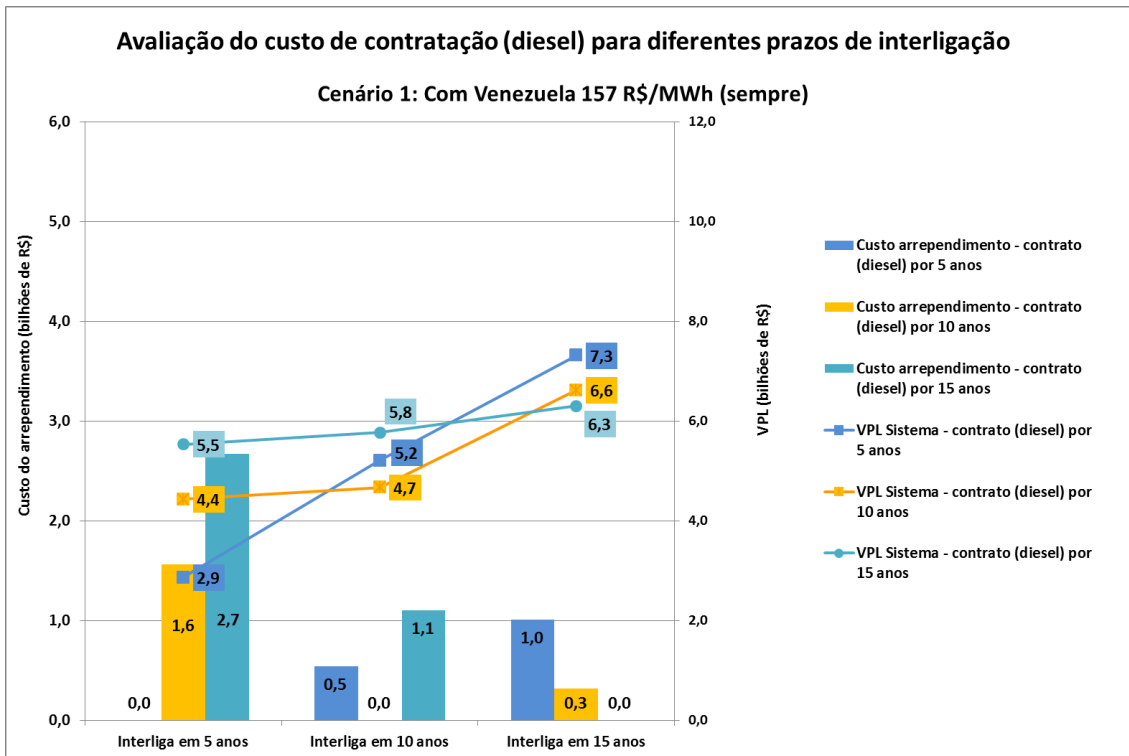


Figura 22 – Avaliação dos custos para o cenário 1

Também é possível avaliar uma situação inversa à detalhada anteriormente, ou seja, com atraso da interligação, com esta ocorrendo em horizonte posterior ao do contrato da geração a diesel. Nesse caso, se supõe que seria necessário o aditamento desse contrato, resultando em custos maiores do que caso essa situação fosse prevista desde o início. Tomando como exemplo o cenário 1, um contrato de 10 anos teria um custo menor (R\$4,7 bilhões) do que um de 5 anos aditado¹⁴ por igual período (R\$5,2 bilhões), na mesma condição de preço, em função dos prazos de amortização dos investimentos. Assim, essa condição resulta em um custo de arrependimento de R\$ 500 milhões.

7.4. Conclusões sobre a avaliação plurianual

É possível extrair algumas conclusões das tabelas e gráficos de cada cenário, apresentados anteriormente. A primeira é que os VPL mais altos ocorrem nos cenários em que a renovação do contrato com a Venezuela ocorre a um valor elevado (cenário 3), indicando que a renovação nessas condições pode não ser vantajosa para o sistema.

¹⁴ Supõe-se que o contrato de geração a diesel seria renovado por 5 anos adicionais, nas mesmas condições de preço de energia, de forma a atender à carga requerida até a interligação ao SIN.

Por outro lado, havendo o fornecimento pela Venezuela ao preço vigente, são observadas situações nas quais esse suprimento, junto com as demais fontes, dispensa a geração a diesel, ou seja, sendo suficiente para atender toda a carga local. Nesses casos, as usinas a diesel funcionariam como *backup*.

Outra observação importante é que sem a renovação do contrato com a Venezuela (cenário 4) e tendo de atender 50% da carga com geração local, há necessidade de despacho das usinas a diesel em todo o horizonte, indicando a possibilidade de contratos de mais longo prazo, independente da interligação de Boa Vista ao SIN.

Os gráficos revelam que o maior arrependimento ocorre quando a interligação com o SIN acontece antes da data esperada, acarretando em custos desnecessários com as usinas a diesel, sugerindo ser mais adequado considerar menores prazos de contratação da geração a diesel. Dito de outra forma, os resultados indicam que contratos mais curtos podem levar a menores custos de arrependimento, ainda que seja necessário o aditamento dos mesmos para atendimento da carga até a interligação ao SIN. Por outro lado, contratos muito curtos oferecem menor prazo para amortização de investimentos, elevando a receita fixa requerida para viabilização das usinas.

Se fosse possível atribuir probabilidades a cada cenário, seria possível ponderar os custos de arrependimento. Porém, tendo em vista a indefinição quanto ao prazo de interligação ao SIN, a decisão sobre o prazo contratual mais adequado se dará em uma condição de elevada incerteza, o que reforça a necessidade de estimativa do custo de arrependimento. Assim, não há como definir com segurança o horizonte contratual mais adequado para a geração a diesel, o que deverá ser avaliado no âmbito do Grupo de Trabalho para atendimento a Roraima, para que sejam avaliados os valores apresentados no item 7.2.

De toda forma, para as fontes renováveis ou de elevado custo de investimento, entende-se que possa ser considerada uma contratação por um prazo maior, por exemplo, 15 anos, dada a premissa de atendimento de 50% da demanda por geração local em caso de interligação com o SIN. Adicionalmente, destaca-se o potencial de redução do consumo de combustível fóssil (cujo preço fica sujeito a oscilações ao longo do horizonte) proporcionado pelas renováveis.

Ressalta-se que os resultados obtidos consideram uma série de premissas e considerações, sobre as quais há incerteza, e dependem da matriz de referência adotada. Alterações desses dados de entrada afetam os resultados e podem levar a conclusões diferentes.

Assim, entende-se que possam ser considerados, minimamente, dois produtos para contratação do atendimento à carga do sistema elétrico de Boa Vista e região:

- **Potência (ou disponibilidade)**, proveniente de óleo diesel/biodiesel ou combustível, com o objetivo de promover segurança e confiabilidade ao suprimento, com capacidade de atendimento à demanda total prevista. Sugere-se que essa contratação seja feita de forma a substituir gradualmente os atuais contratos de locação de curto prazo, compatibilizando a entrada em operação dessas novas usinas com os termos dos contratos vigentes, conforme Quadro 1.

As usinas contratadas nesse produto devem ter capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, quando necessárias, à exemplo das usinas atuais de Boa Vista. Também poderá ser necessário estabelecer outros serviços requeridos para essas, como controle de tensão, frequência, etc., o que deve ser avaliado em estudo à parte.

Importante destacar que, a depender da interligação ao SIN e da condição de fornecimento pela Venezuela, é possível que essas usinas sejam pouco acionadas, permanecendo como *backup*. Com isso, é importante buscar soluções de baixo custo fixo.

Embora a geração a diesel se apresente como uma solução adequada a esse serviço, entende-se não ser necessário restringir a contratação a essa tecnologia, permitindo a participação de outras soluções capazes de atender aos requisitos desejados. No entanto, o maior custo de investimento de soluções alternativas, associado ao possível menor prazo contratual para esse produto, tende a favorecer usinas termelétricas convencionais.

Restaria definir para esse produto o prazo contratual e a potência requerida (em função da demanda prevista para o horizonte contratual), considerando as incertezas acerca da interligação ao SIN e os custos de arrependimento apresentados.

- **Energia (ou quantidade)**, proveniente de fontes renováveis, com o objetivo de promover redução do custo da energia e do impacto socioambiental.

O montante a ser contratado dependerá da possibilidade de das condições de renovação do contrato de suprimento pela Venezuela. O contrato para essas fontes pode ser de 15 anos, ou mais, de forma a viabilizar os investimentos, até mesmo em função da possível necessidade de geração local após a interligação ao SIN, conforme abordado no item 4.5.

Como as usinas do produto potência já serão responsáveis pela segurança e confiabilidade energética, há maior folga com relação ao início do suprimento das usinas do produto Energia, o que vai ao encontro do maior prazo de implantação requerido por algumas tecnologias (ao contrário da geração diesel). Por outro lado, dado o potencial de proporcionar economia de uso de combustíveis fósseis, deve-se prever mecanismos de incentivo à antecipação do início do suprimento pelas fontes renováveis.

Com relação ao preço da energia, entende-se que as usinas do produto energia devam ter custo total de geração inferior ao custo variável resultante do produto potência, de forma que a geração a diesel possa ser substituída por fontes renováveis em condições econômico-financeiras adequadas. Com isso, seria necessário realizar a contratação do produto Energia em momento posterior ao do produto potência.

Em ambos os Produtos, devem ser levadas em consideração as restrições de escoamento do sistema de distribuição local, abordadas na Nota Técnica EPE-DEE-NT-073/2017. Visando a confiabilidade do suprimento, poderá ser necessário estabelecer pontos de conexão preferenciais para as usinas do primeiro produto, o que reforça a importância de licitar os produtos em momentos distintos, de forma que as usinas do produto Energia se conectem nos pontos de capacidade remanescente.

8. CONCLUSÕES

Tendo em vista a necessidade de atendimento ao mercado isolado de Boa Vista e as indefinições quanto à previsão de interligação ao SIN e do suprimento de energia pela Venezuela, recomenda-se a contratação de energia e potência elétrica, conforme previsto no Decreto nº 7.246/2010, de forma a atender à totalidade dos valores de energia e demanda previstos para esse mercado no horizonte avaliado no presente estudo, conforme previsto no art. 7º do referido Decreto.

Considerando também o disposto no art. 4º do mesmo Decreto, que prevê a busca pela eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais, recomenda-se também a contratação de geração baseada em fontes renováveis, em especial daquelas com potencial identificado no estado de Roraima. Entende-se que o leilão para atendimento a Boa Vista e região deve ser dividido em duas etapas, uma considerando o produto potência (ou disponibilidade), para contratação de tecnologias com capacidade de disponibilidade imediata e controlável para atendimento à demanda elétrica ; e outro

para a contratação do produto energia (ou quantidade) proveniente de fontes renováveis, por horizontes contratuais maiores com o objetivo de promover redução do custo total de geração, reduzir a exposição do preço da energia à variação de preços dos combustíveis fósseis e proporcionar o mínimo impacto socioambiental.

Destaca-se que as fontes, tecnologias, valores de potências e resultados das simulações apresentados no presente estudo são indicativos e dependem fortemente das premissas e dados de entrada. Ressalta-se, mais uma vez, os cenários de incerteza de diversas variáveis relevantes (curva de carga, projeção de mercado, viabilidade e custos das tecnologias, preços de combustíveis, etc.). Por essa razão, entende-se que o leilão a ser realizado não deve se limitar a participação de determinadas fontes, devendo ser explicitado o serviço requerido das usinas (disponibilidade, capacidade de rampa, controle de tensão e frequência, por exemplo). Dessa forma, o resultado do leilão permitirá conhecer de forma mais concreta a disponibilidade efetiva e os custos de cada fonte ou tecnologia.

Destaca-se a necessidade de que para esse leilão sejam previstos mecanismos de alocação da geração nos pontos de conexão com capacidade adequada de escoamento.

9. REFERÊNCIAS

- [1] Nota Técnica EPE-DEE-NT-049/2016-rev0 – “Indicação dos montantes mínimos de geração térmica necessários para o suprimento à Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (2016-2021)”, Rio de Janeiro – RJ, abril de 2016.
- [2] Ofício EDRR CTA-PR-123-A/2017 – “Demanda de Carga Sistema Boa Vista/Interior”, Boa Vista – RR, Maio de 2017.
- [3] Nota Técnica EPE-DEE-NT-032/2017-r0 – “Sistemas Isolados - GT Roraima Subgrupo IV - Identificação de alternativas de atendimento - médio e longo prazo”, Rio de Janeiro – RJ, maio de 2017.

APÊNDICE – AVALIAÇÃO ANUAL - BASE ANO 2021

O objetivo deste apêndice é apresentar os resultados das simulações realizadas no HOMER – modelo de otimização desenvolvido pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory) dos EUA, especializado em sistemas híbridos – utilizado como ferramenta para desenvolvimento de projeto de sistemas de geração, tanto isolados quanto conectados à rede, utilizando múltiplas fontes de energia, como usinas fotovoltaicas junto com geradores termelétricos, além de possibilitar representar sistemas de armazenamento de energia elétrica (baterias).

Os resultados do Homer correspondem às condições previstas apenas para o ano 2021, por questões de limitação do programa, considerando que todas as usinas entram em operação no ano de 2021.

As informações são apresentadas através de gráficos gerados pelo programa, como as curvas de carga, e outros elaborados pelos autores durante a análise dos resultados.

Assim, nesta fase dos estudos, nomeada como primeira etapa, foram consideradas algumas premissas – contrato atual de fornecimento de energia pela Venezuela, com a renovação desse contrato e energia mais cara, e sem o atendimento de energia da Venezuela – além de sensibilidades utilizadas como input no programa (diferentes preços para o diesel, taxas de desconto e prazos contratuais considerando diferentes datas para interligação de Boa Vista ao SIN) para avaliação, dentre outras, do mix da matriz energética e do comportamento do preço da energia (COE).

1. Curva de carga

Para a simulação no programa Homer, é necessário informar a curva de carga como dado de entrada. Assim, foi adotada a curva de carga horária realizada para o ano de 2016 em Boa Vista, conforme dados da Distribuidora EDRR.

O programa, então, analisou e extrapolou os dados para atendimento ao pico de demanda, definido pelo GT Roraima como sendo de 276MW para o ano de 2021, resultando em crescimento anual de 7,3%.

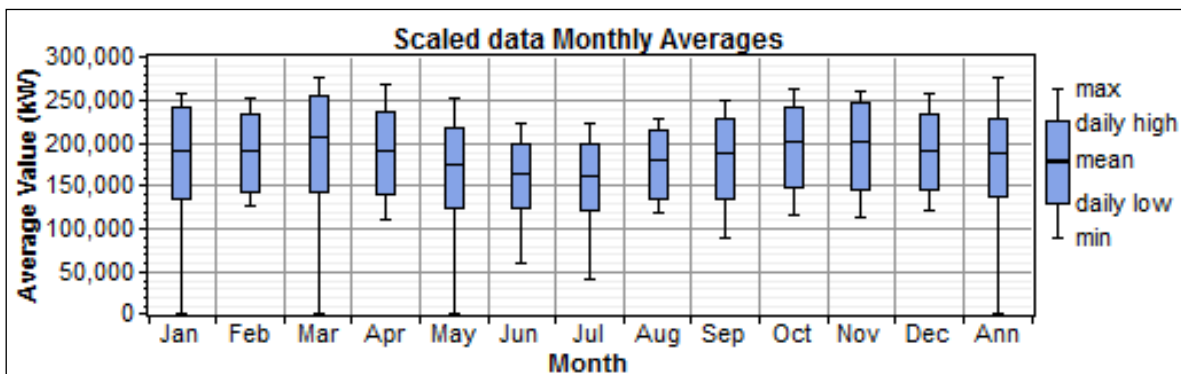


Figura 23 - Curva de carga média mensal (extrapolada) para 2021

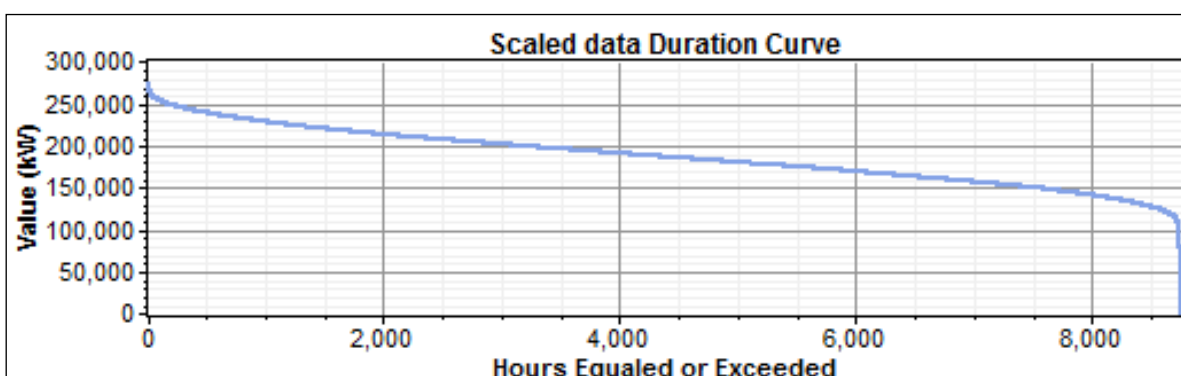


Figura 24 - Curva de duração (Potência instalada(kW) por hora)

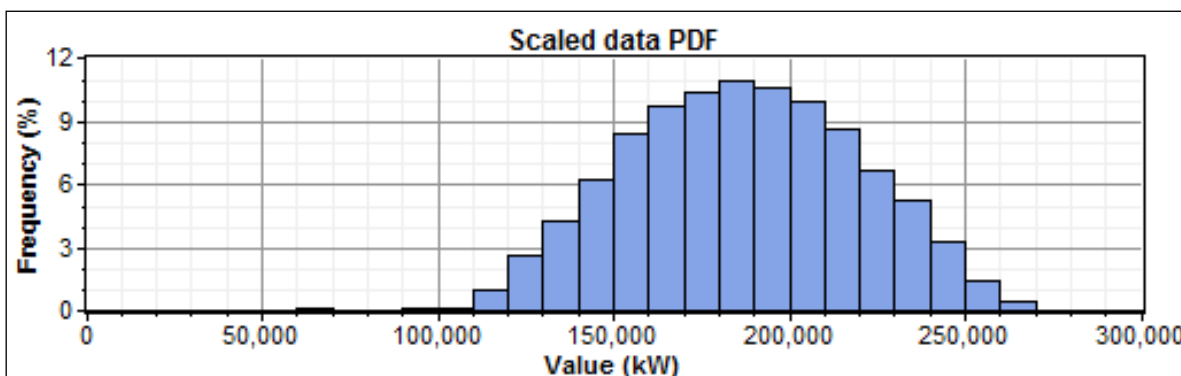


Figura 25 - Histograma de frequência (%) por potência (kW)

2. Resultados das Simulações no modelo HOMER

Nesta etapa dos estudos, foram obtidas 81 combinações diferentes, de acordo com os critérios já mencionados, que serão apresentados através de gráficos elaborados pelos autores, nas seguintes seções:

2.1 Atendimento à Boa Vista - Contrato atual com a Venezuela para fornecimento de energia;

2.2 Atendimento à Boa Vista – Renovação do contrato com a Venezuela com preço mais alto (R\$300/MWh);

2.3 Sem fornecimento de energia pela Venezuela para Boa Vista.

2.1. Atendimento à Boa Vista - Contrato atual com a Venezuela para fornecimento de energia

Para este caso, onde foi considerado que a situação atual será mantida, ou seja, o contrato com a Venezuela para fornecimento de energia à Boa Vista será renovado com o mesmo preço praticado hoje, os resultados das simulações são apresentados abaixo.

2.1.1. Para contratos de 15 anos

a. Taxa de desconto de 8% e variação do preço do diesel

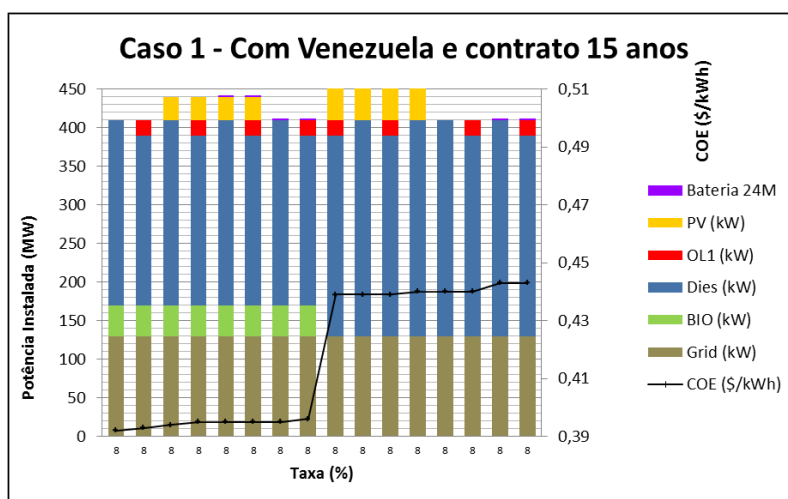


Figura 26 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

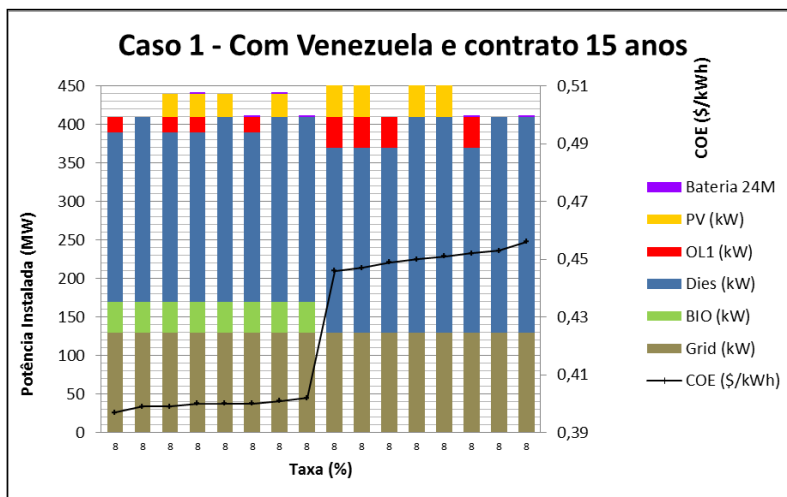


Figura 27 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,51.

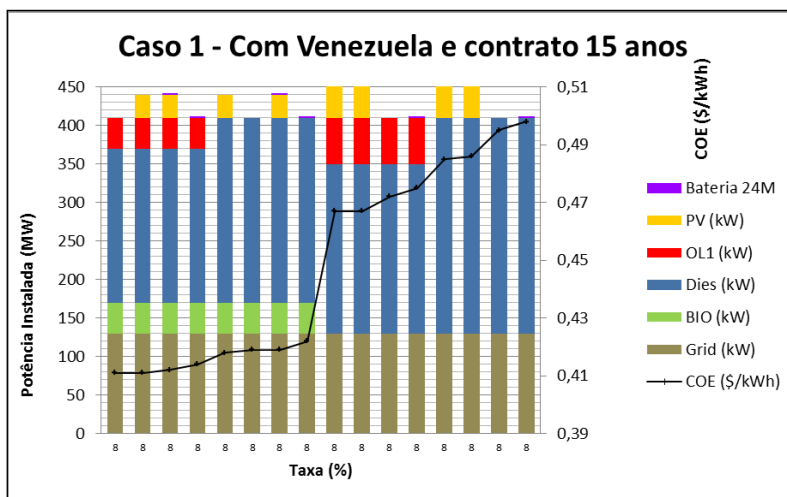


Figura 28 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

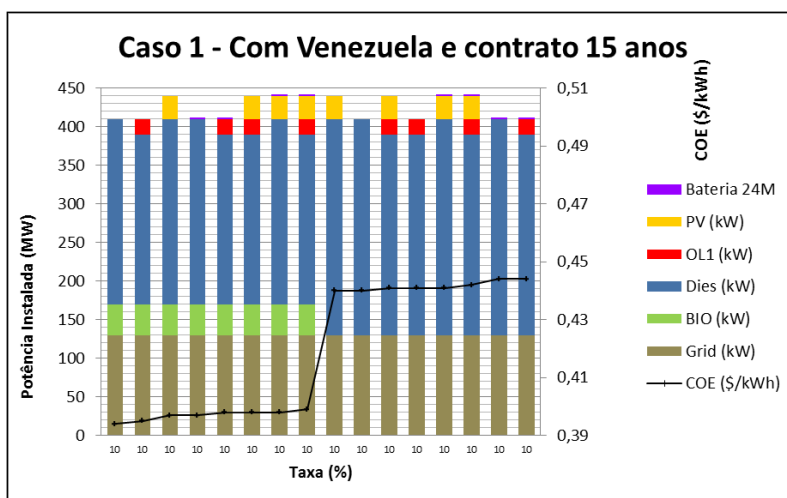


Figura 29 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

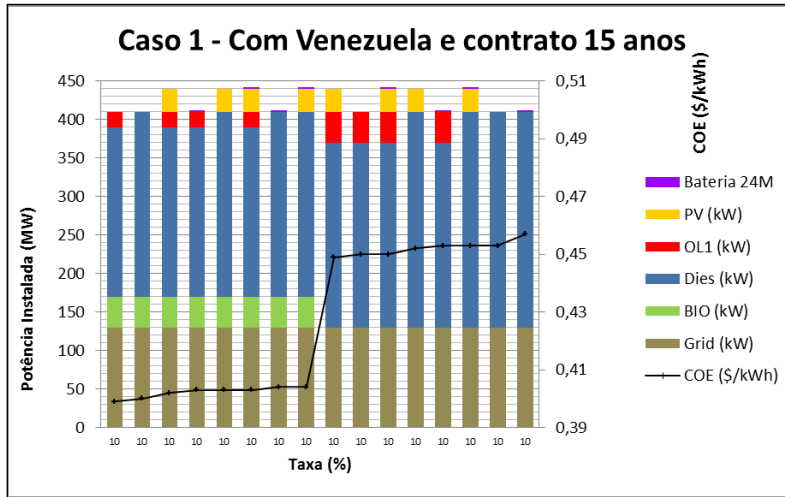


Figura 30 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

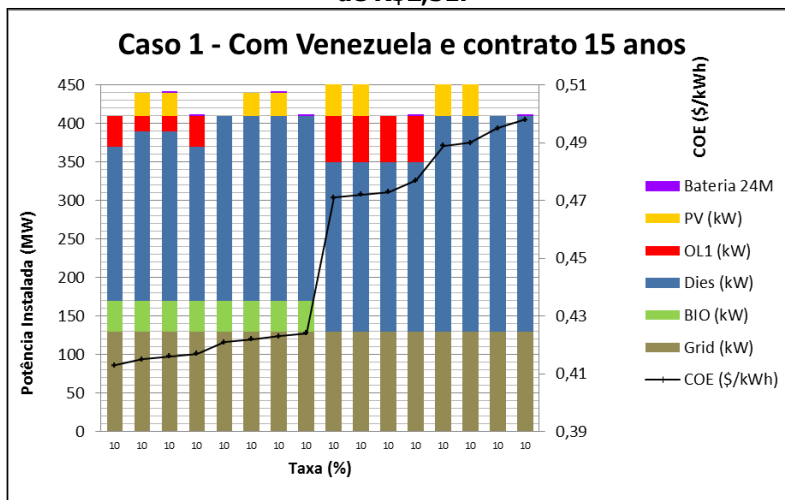


Figura 31 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

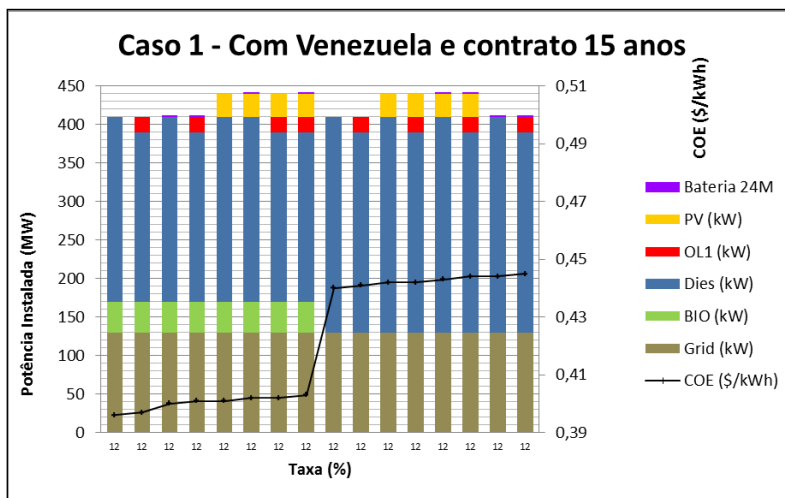


Figura 32 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

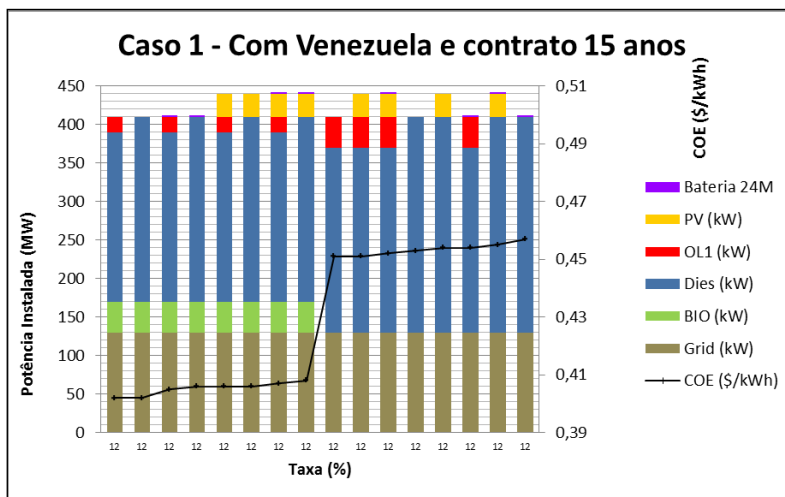


Figura 33 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,51.

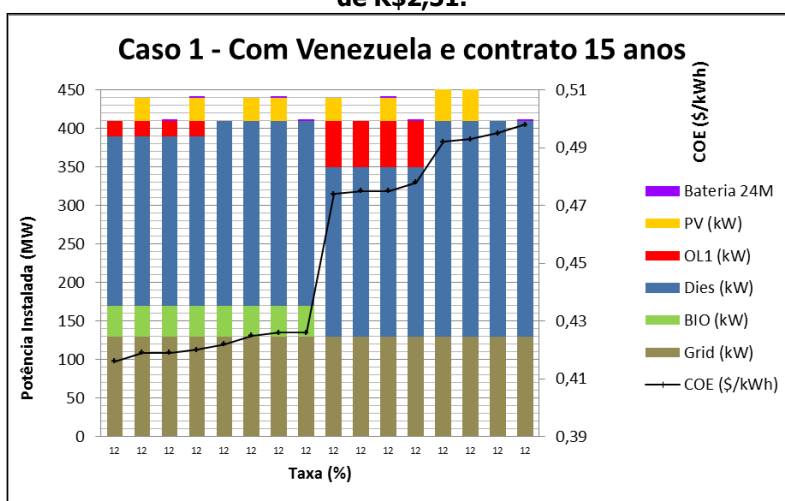


Figura 34 - Conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$3,01.

2.1.2. Para contratos de 10 anos

a. Taxa de desconto de 8% e variação do preço do diesel

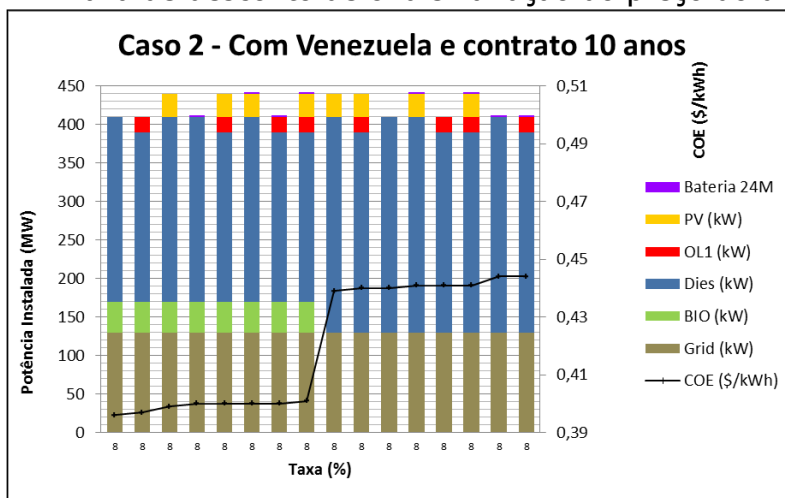


Figura 35 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

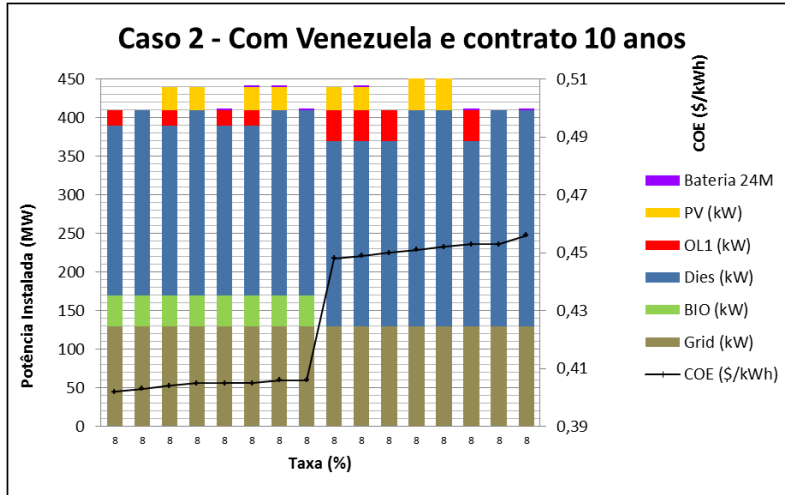


Figura 36 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,51.

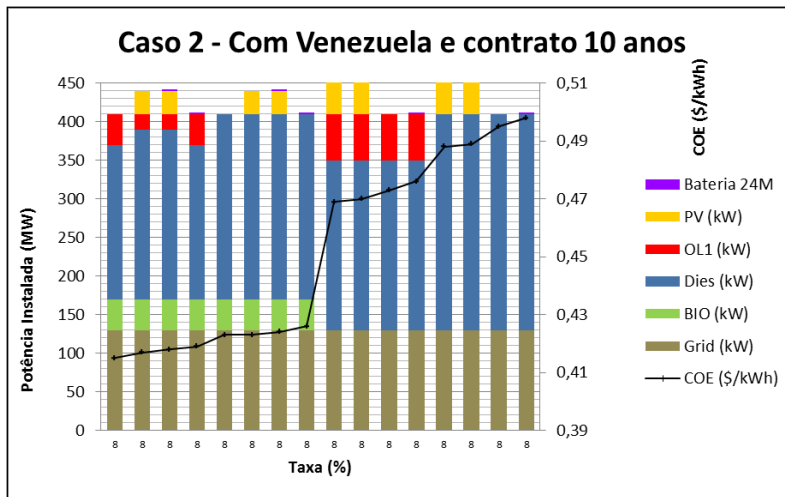


Figura 37 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

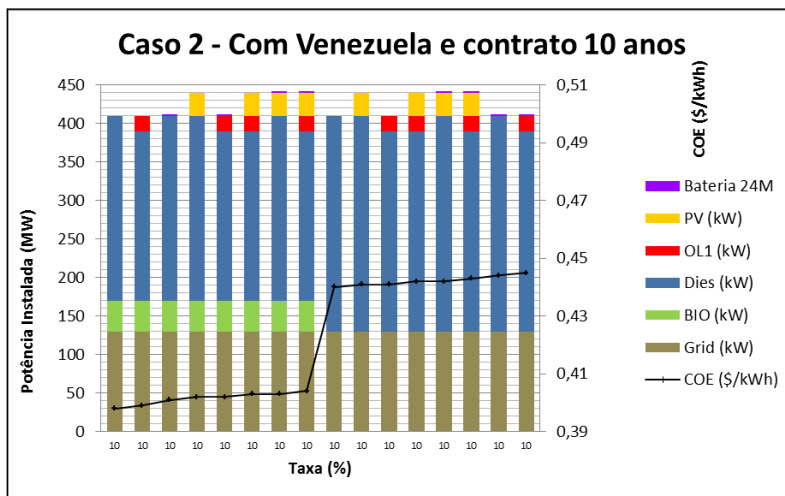


Figura 38 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

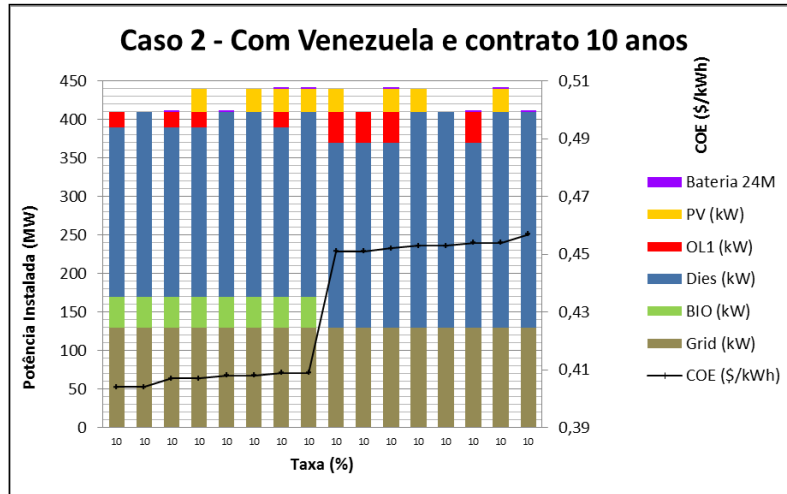


Figura 39 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

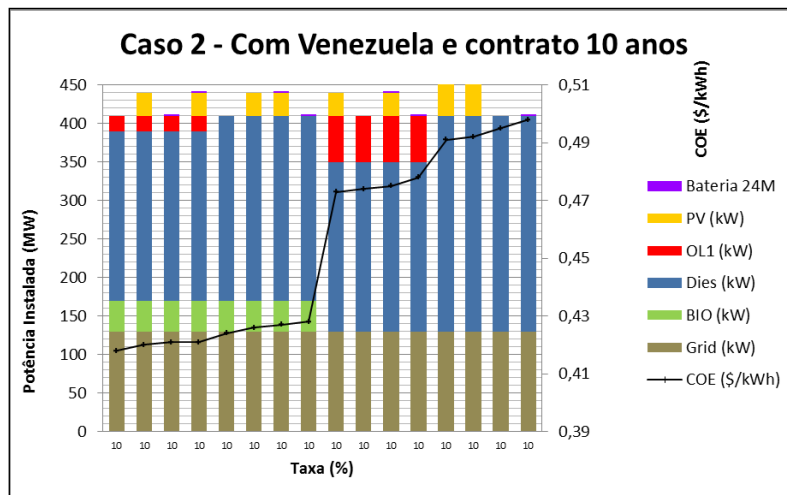


Figura 40 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

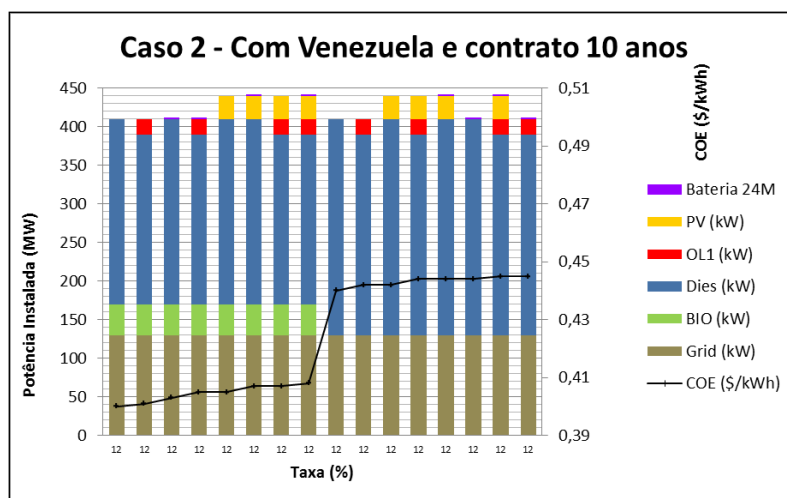


Figura 41 - Conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

2.1.3. Para contratos de 5 anos

a. Taxa de desconto de 8% e variação do preço do diesel

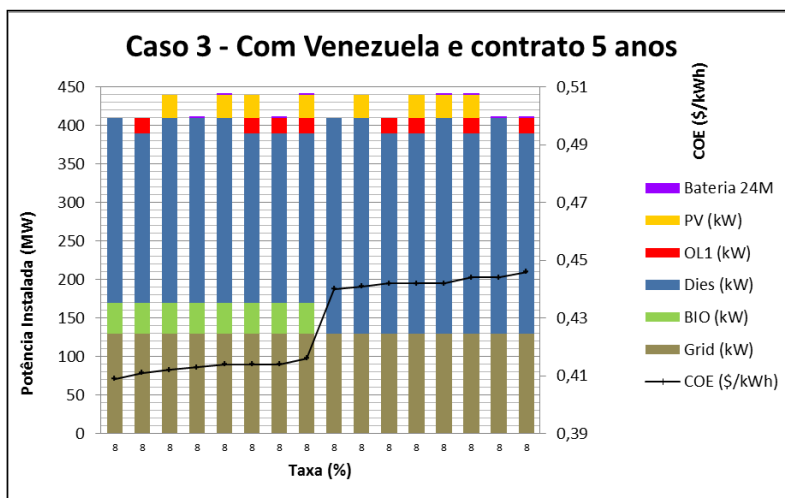


Figura 44 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

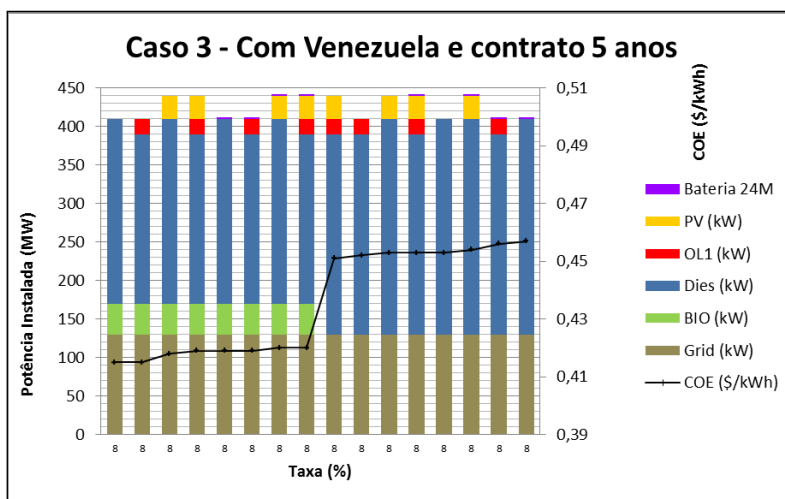


Figura 45 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,51.

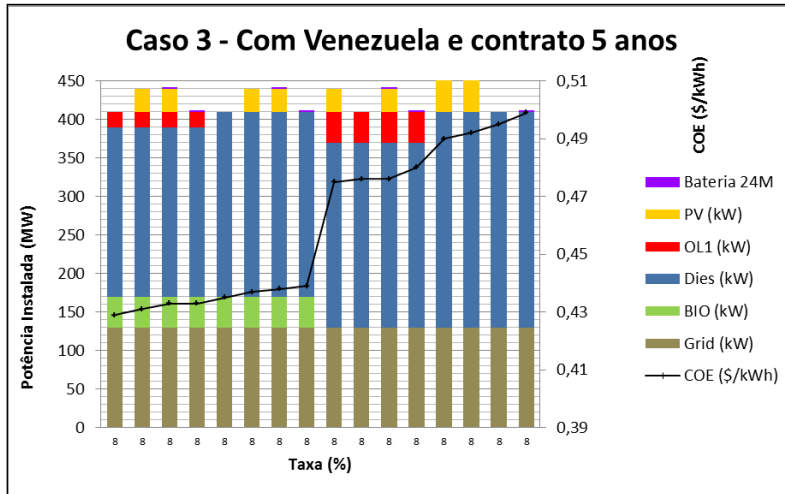


Figura 46 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

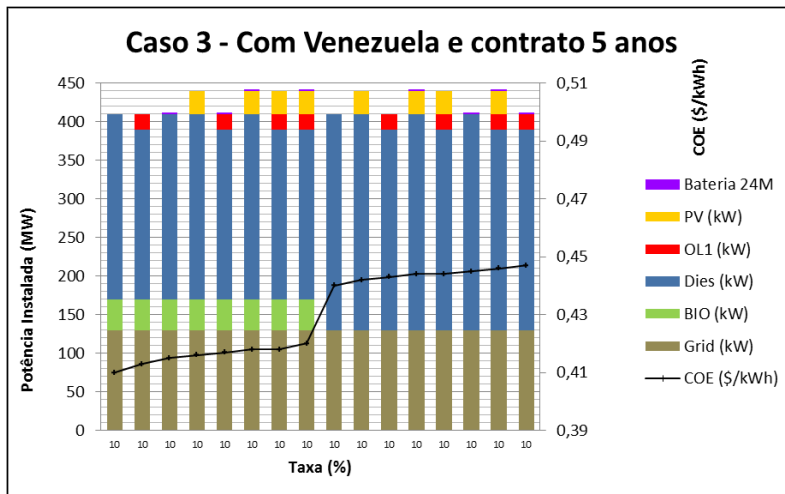


Figura 47 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

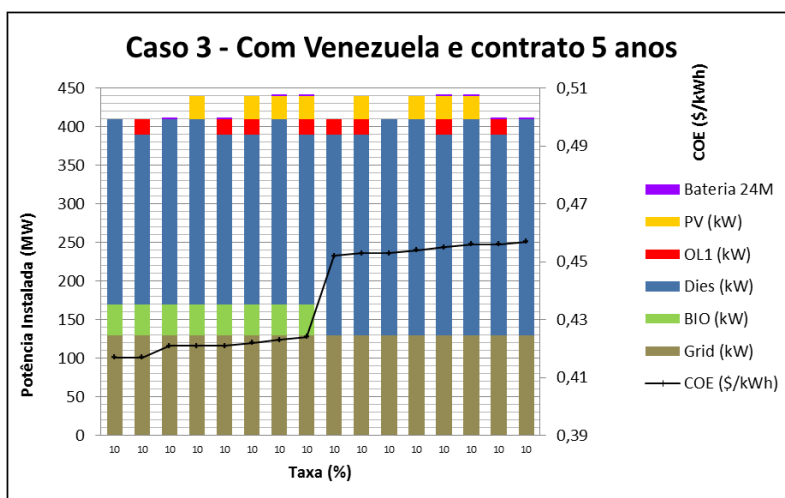


Figura 48 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

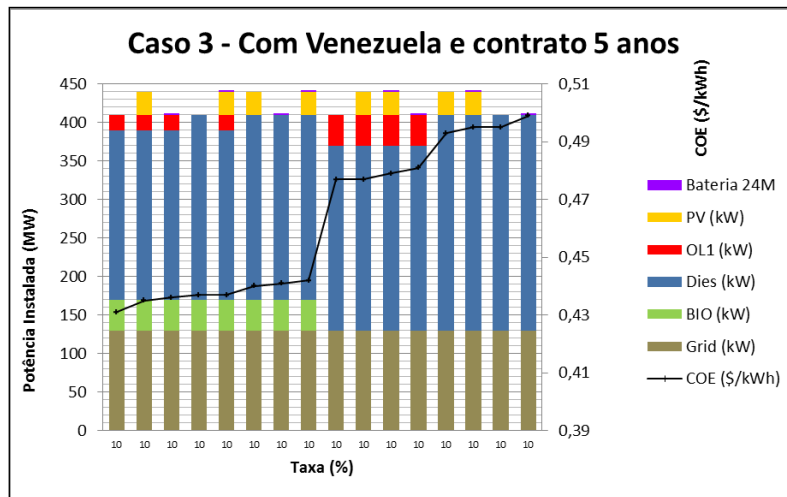


Figura 49 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

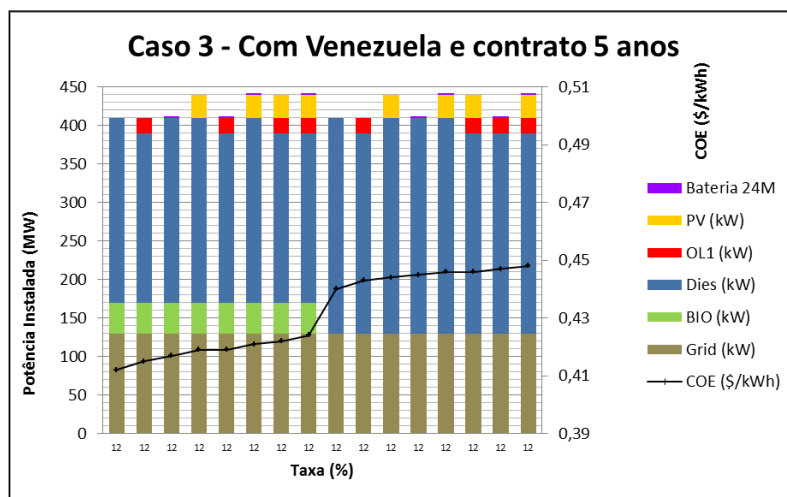


Figura 50 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

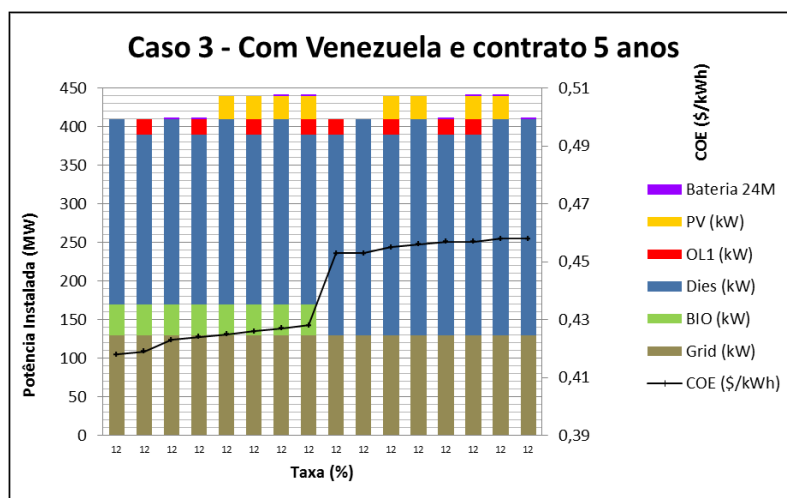


Figura 51 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,51.

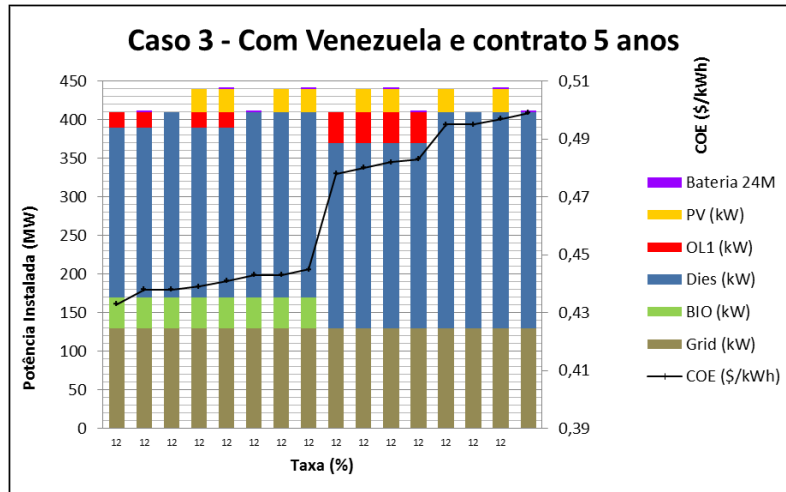


Figura 52 - Conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$3,01.

2.2. Atendimento à Boa Vista – Renovação do contrato com a Venezuela com preço mais alto (R\$300/MWh)

Neste contexto, foi considerado um reajuste na renovação do contrato com a Venezuela para fornecimento de energia à Boa Vista, em que o preço da energia passaria a ser de R\$300/MWh. Os resultados das simulações são apresentados a seguir.

2.2.1. Para contratos de 15 anos

- a. Taxa de desconto de 8% e variação do preço do diesel

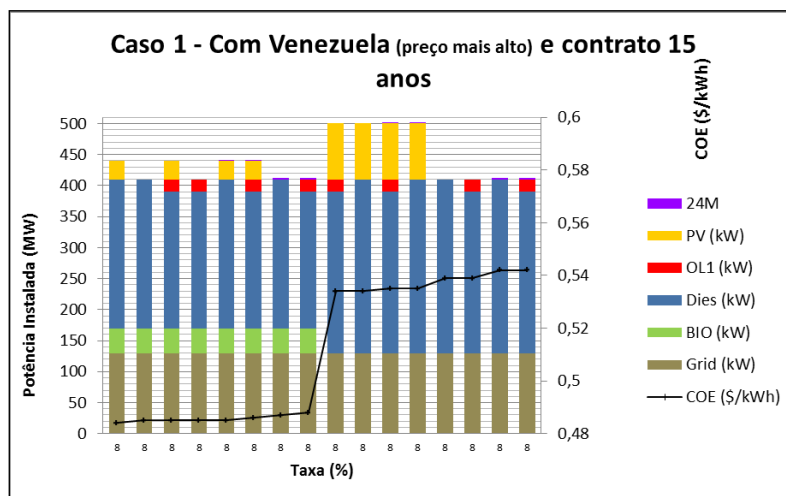


Figura 53 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

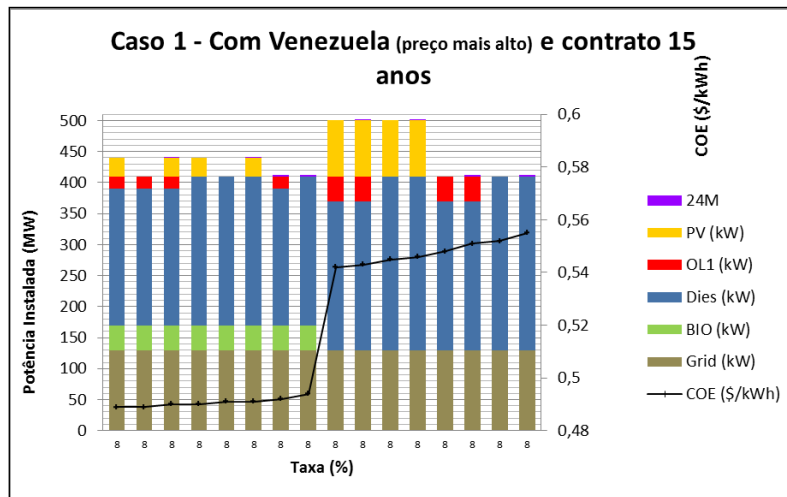


Figura 54 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,51.

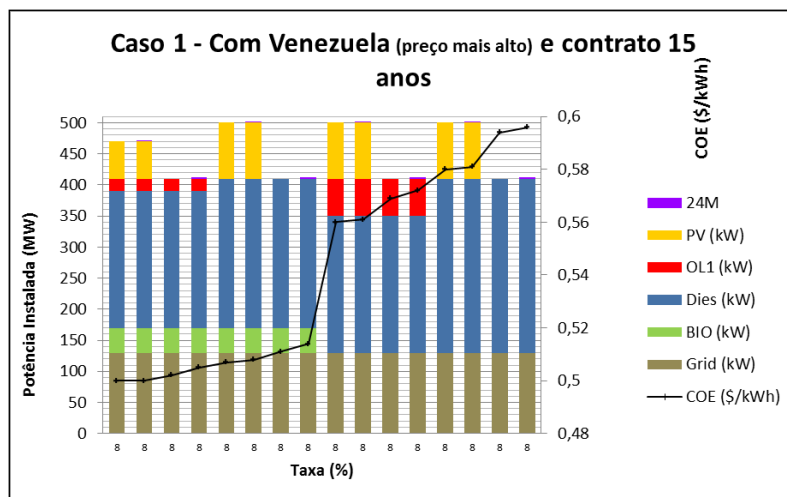


Figura 55 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

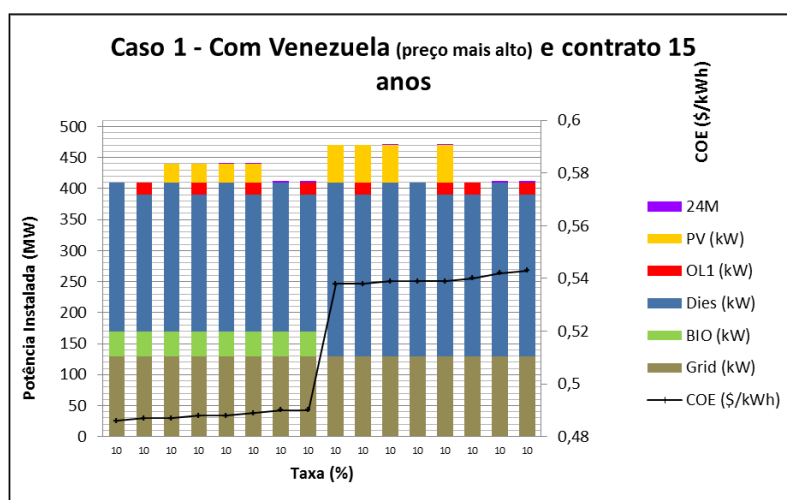


Figura 56 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

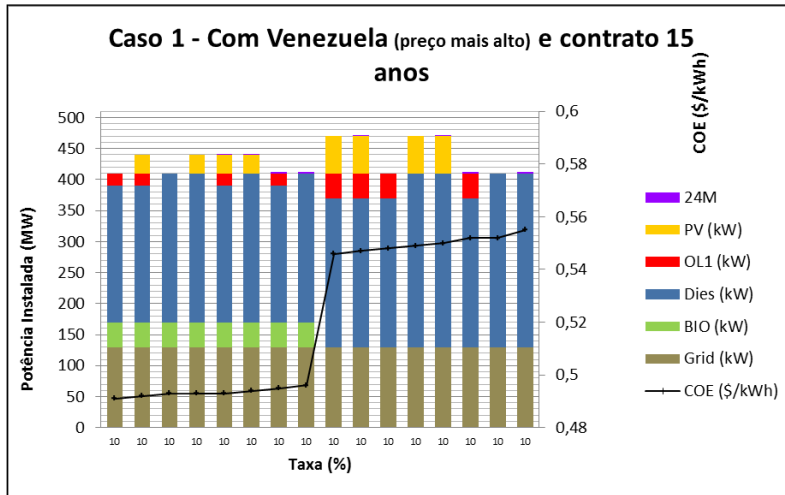


Figura 57 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

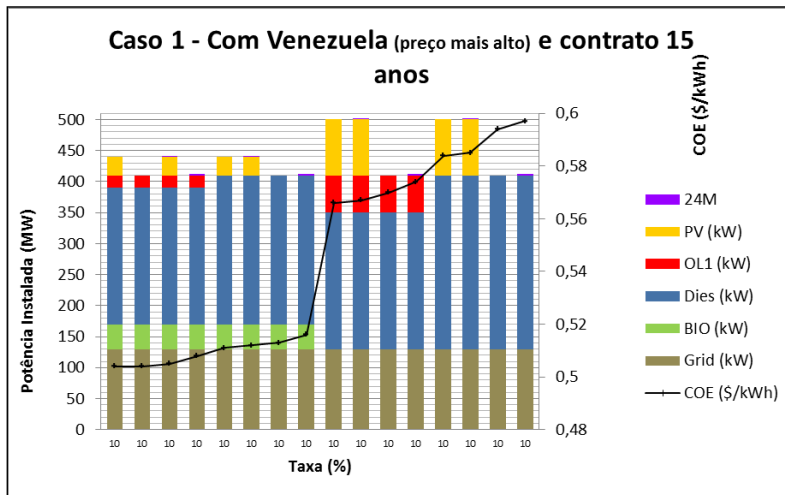


Figura 58 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

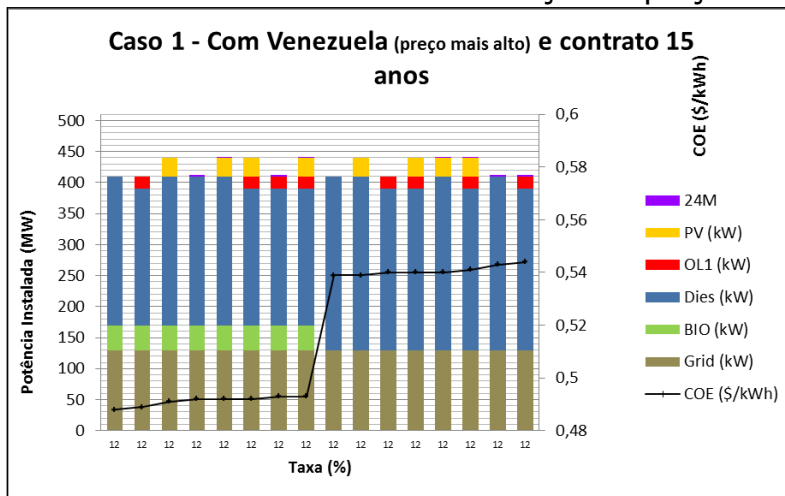


Figura 59 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 15 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

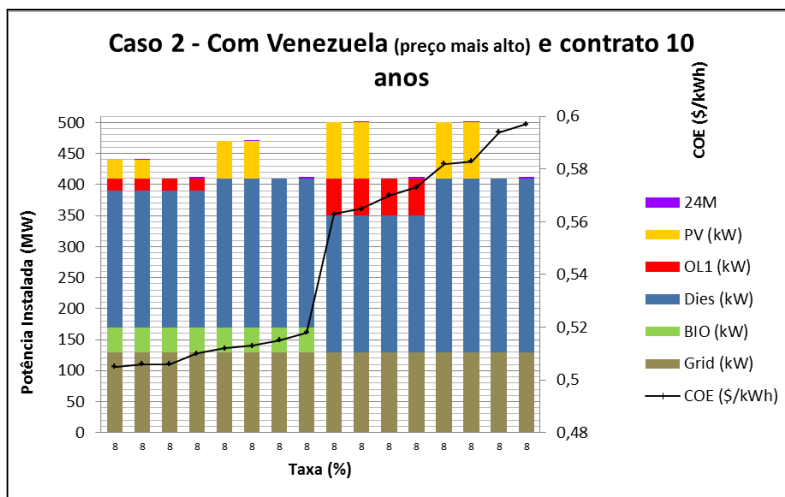


Figura 64 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

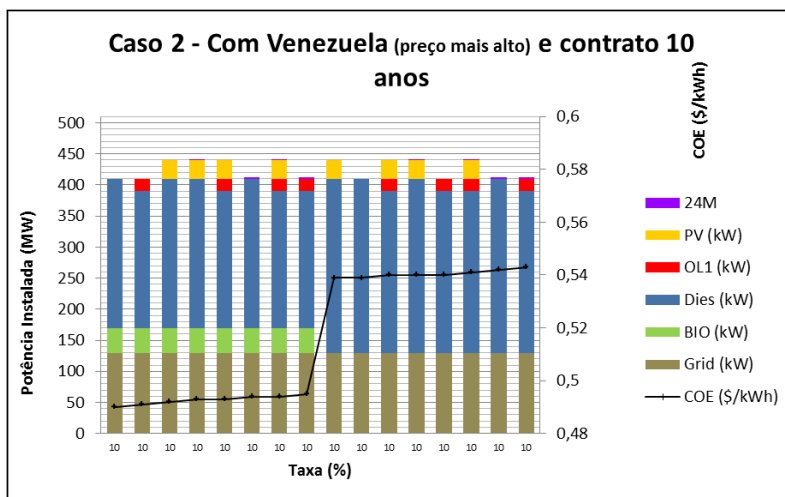


Figura 65 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

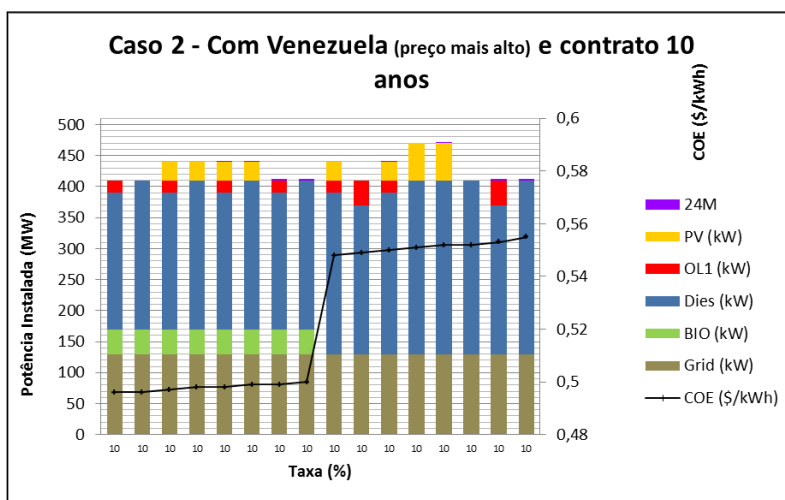


Figura 66 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

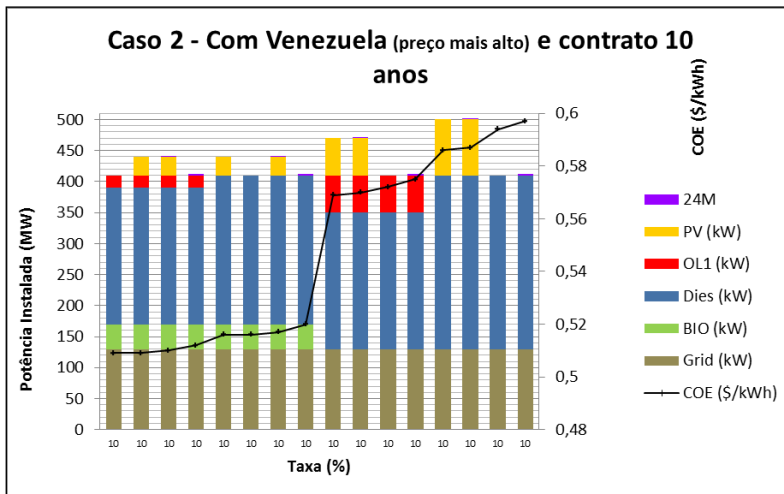


Figura 67 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

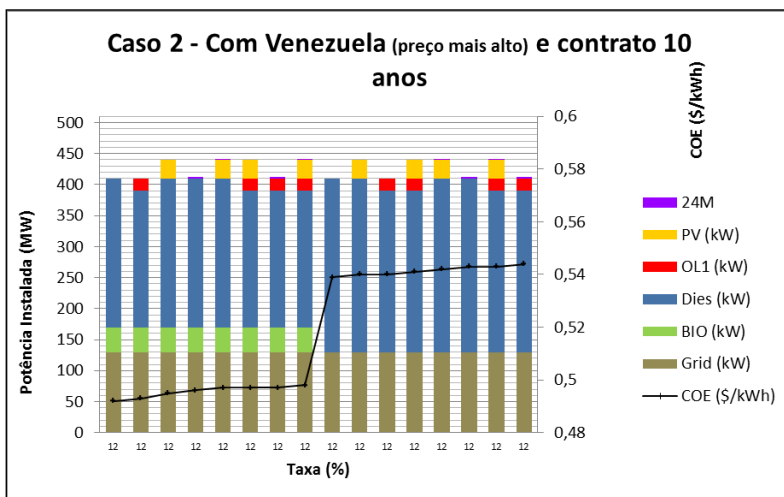


Figura 68 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

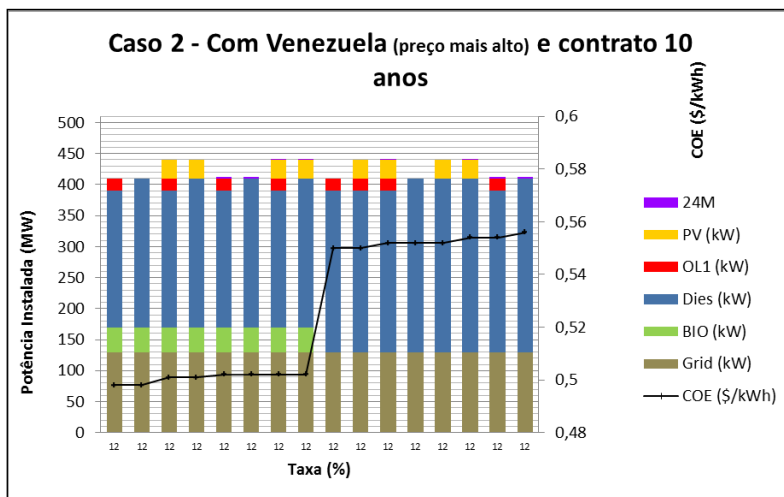


Figura 69 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,51.

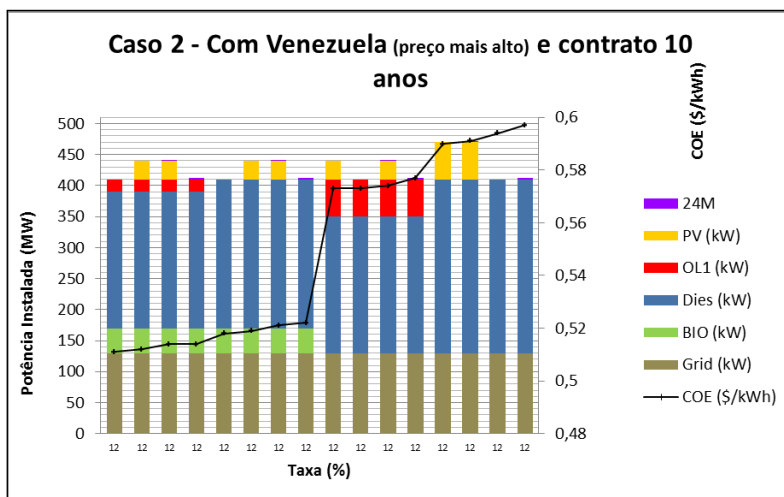


Figura 70 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$3,01.

2.2.3. Para contratos de 5 anos

a. Taxa de desconto de 8% e variação do preço do diesel

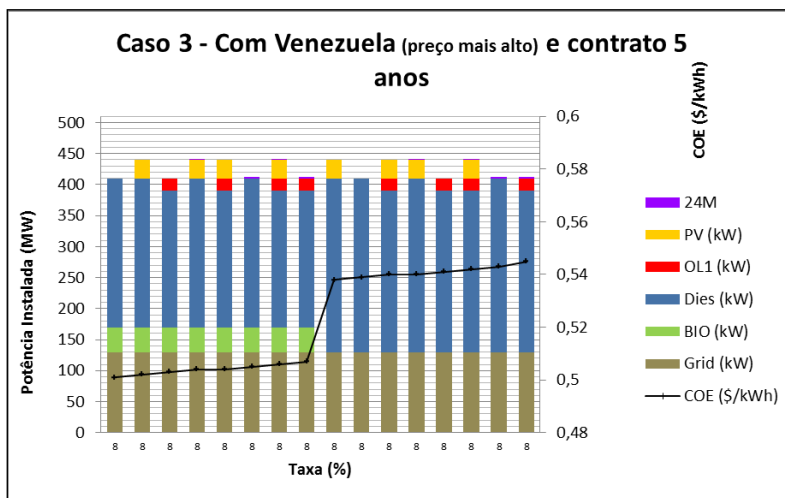


Figura 71 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

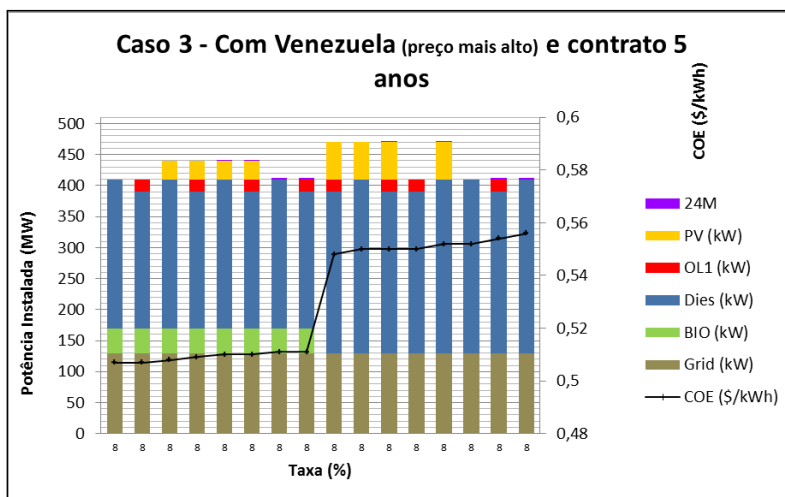


Figura 72 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,51.

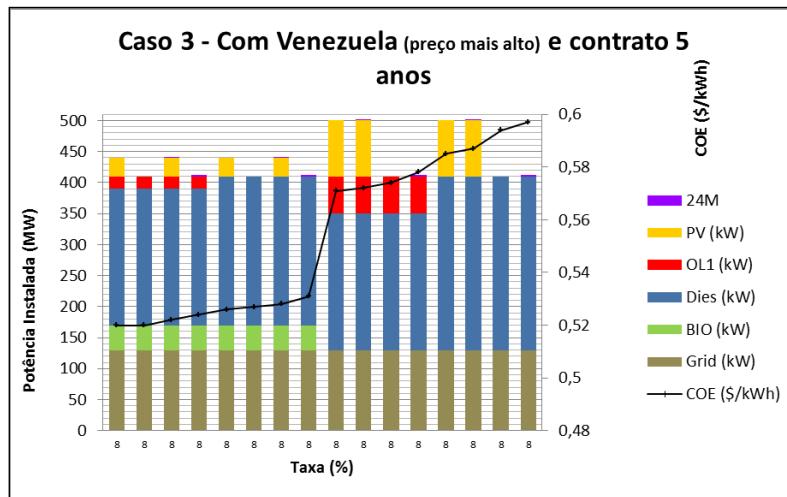


Figura 73 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

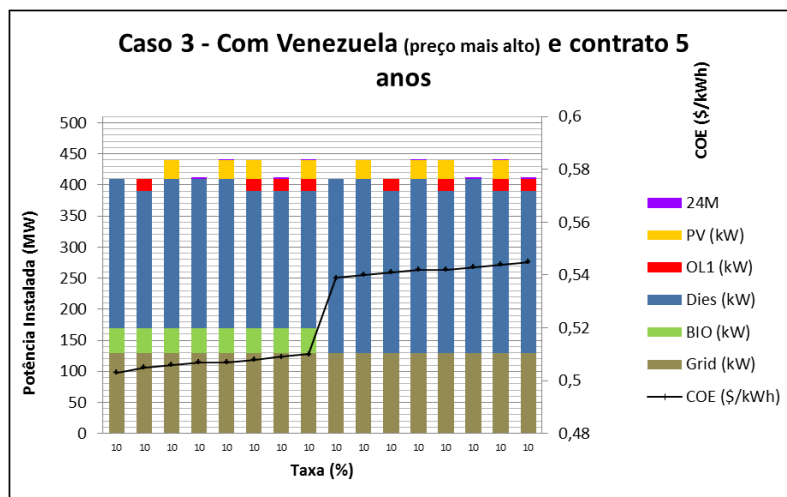


Figura 74 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

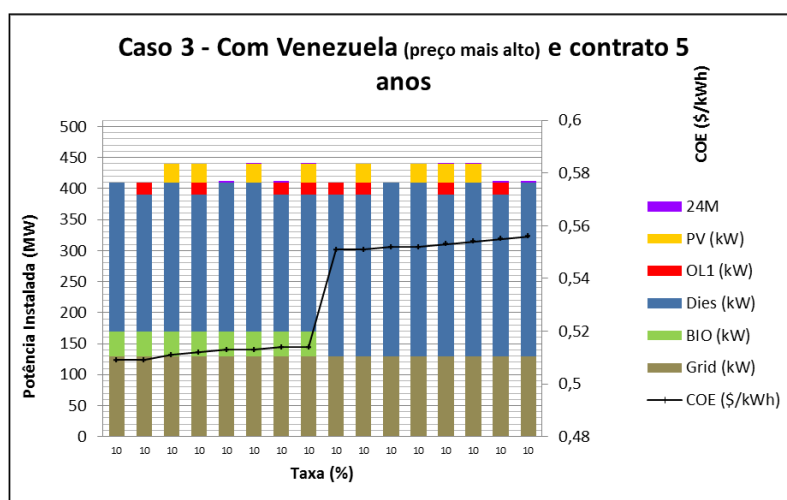


Figura 75 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

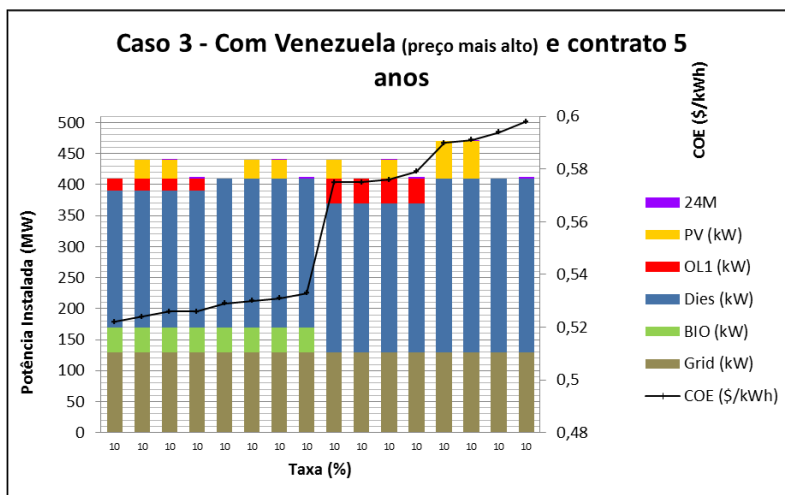


Figura 76 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

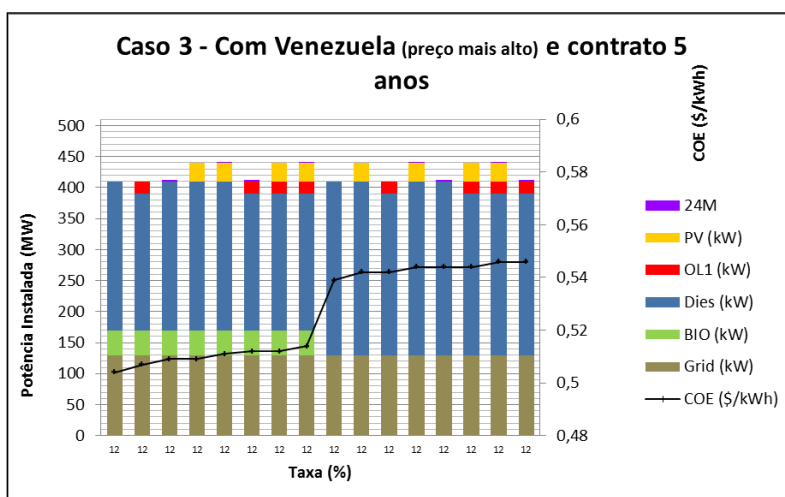


Figura 77 - Conexão com a Venezuela com custo maior, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

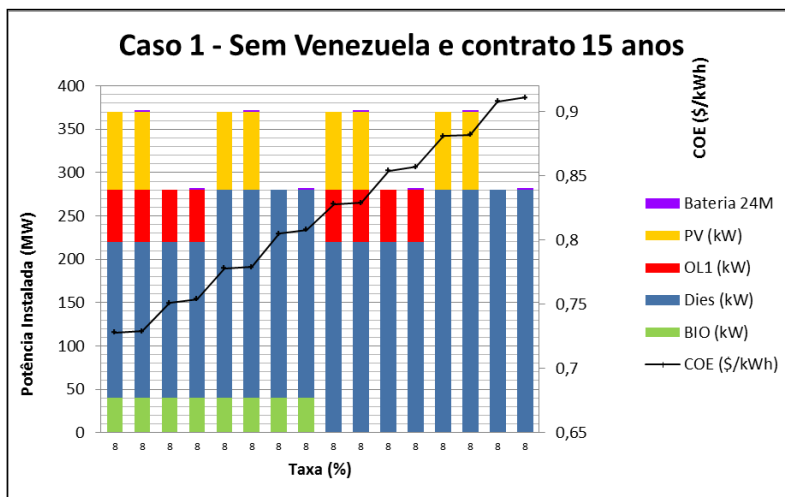


Figura 82 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

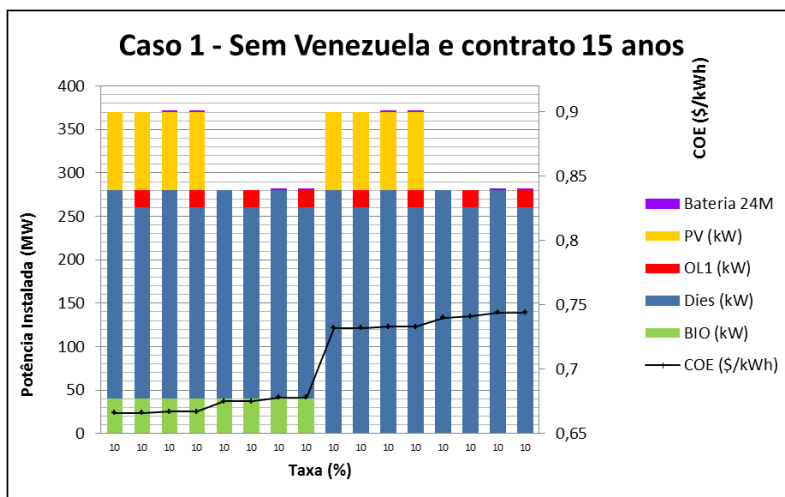


Figura 83 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

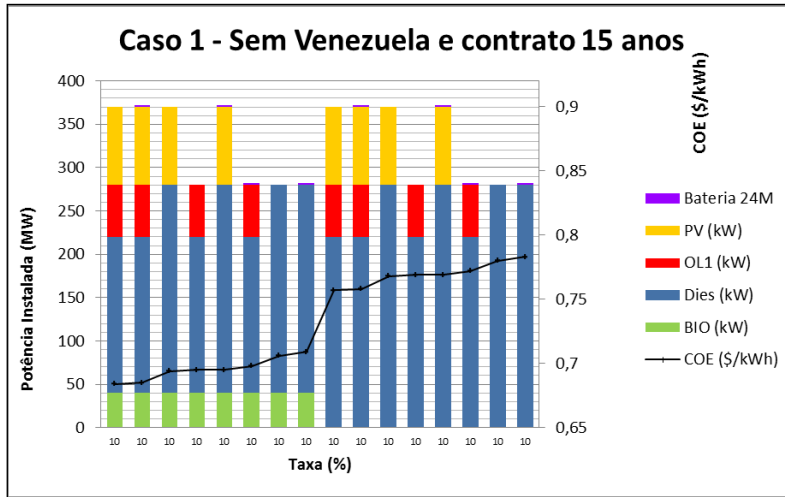


Figura 84 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

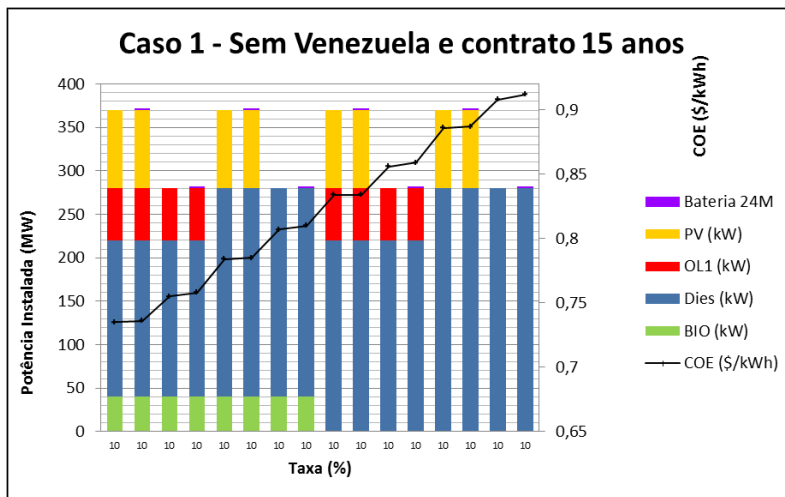


Figura 85 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

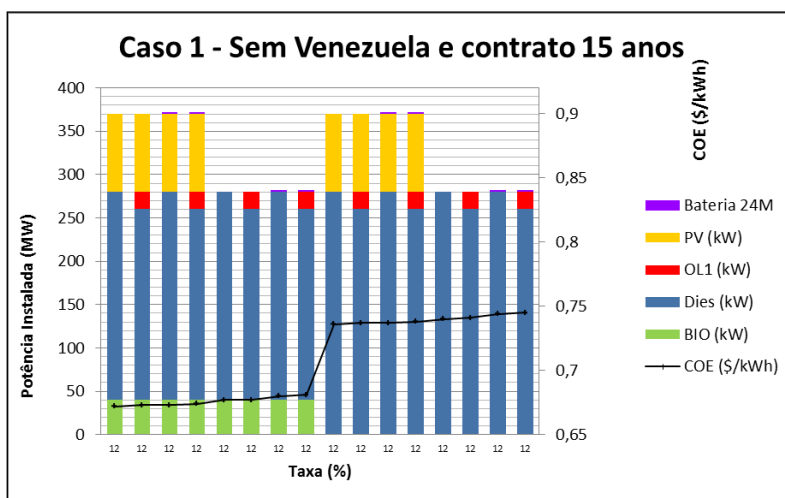


Figura 86 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 15 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

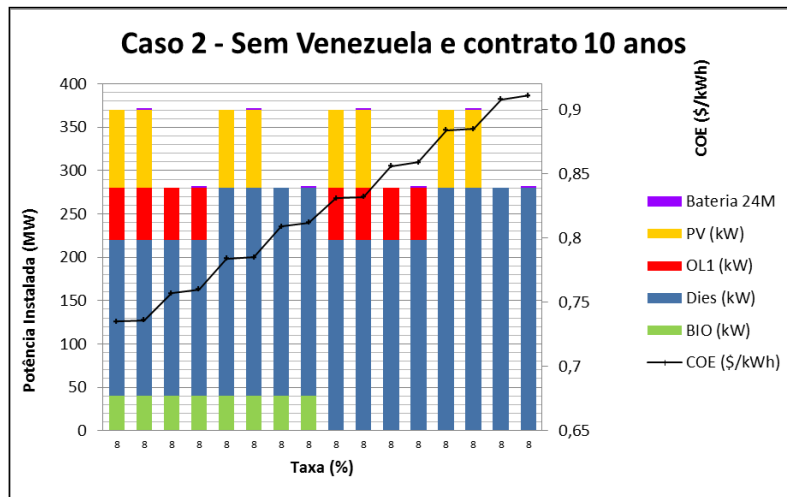


Figura 91 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

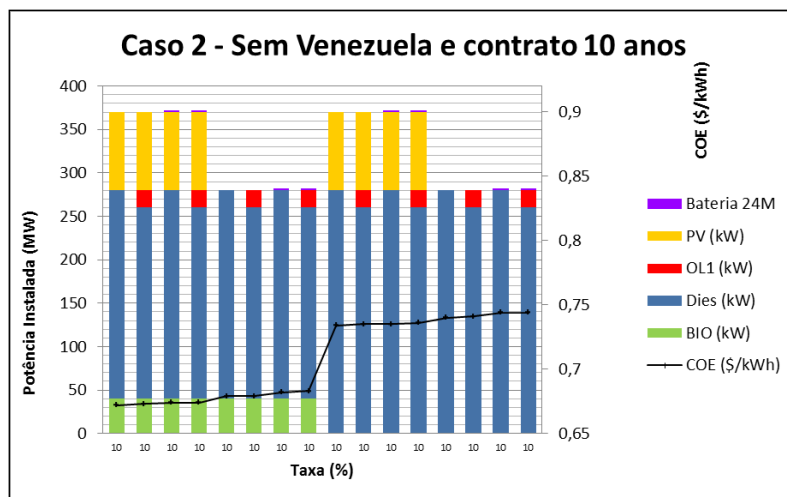


Figura 92 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

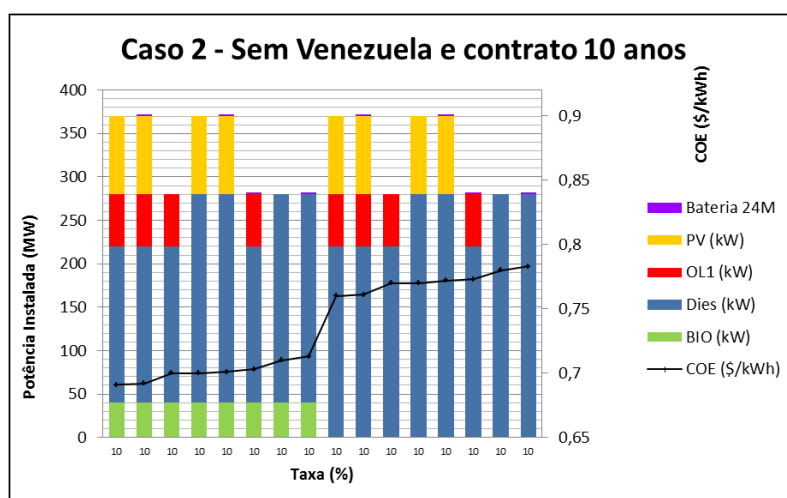


Figura 93 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

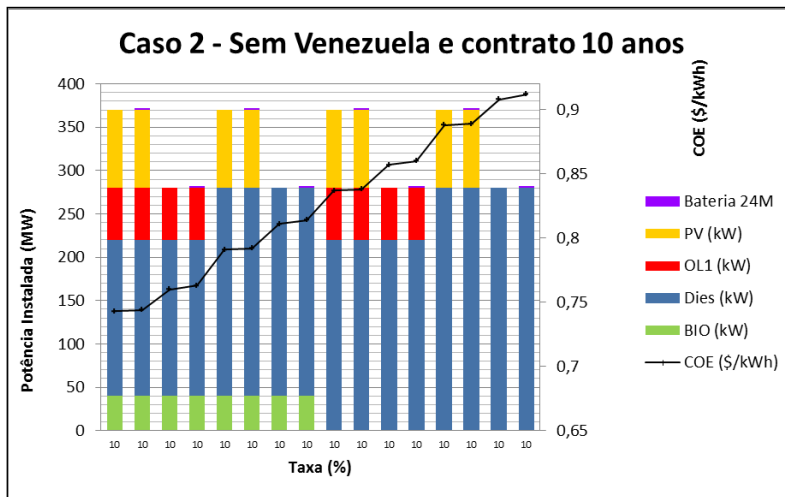


Figura 94 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

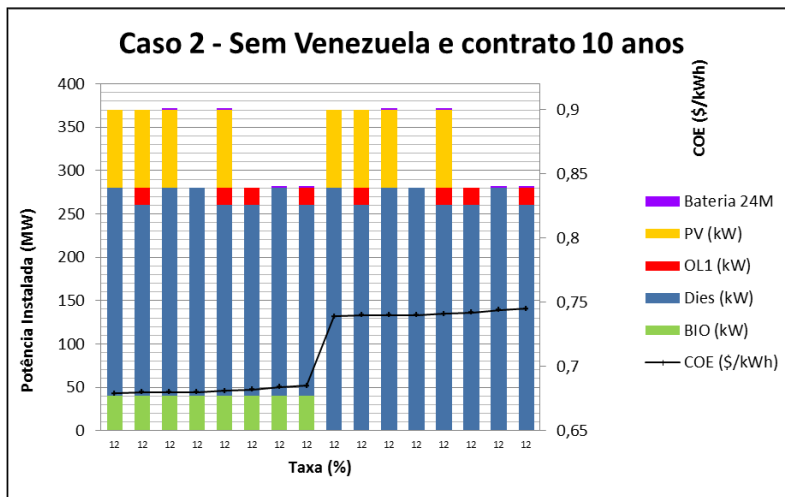


Figura 95 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

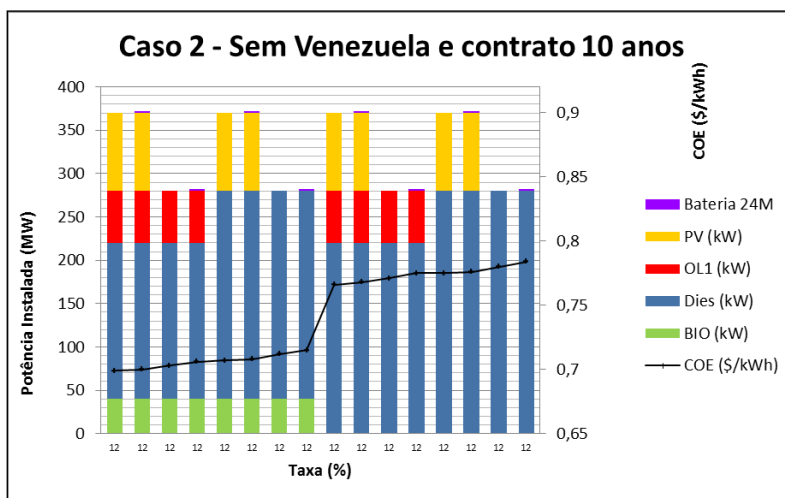


Figura 96 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,51.

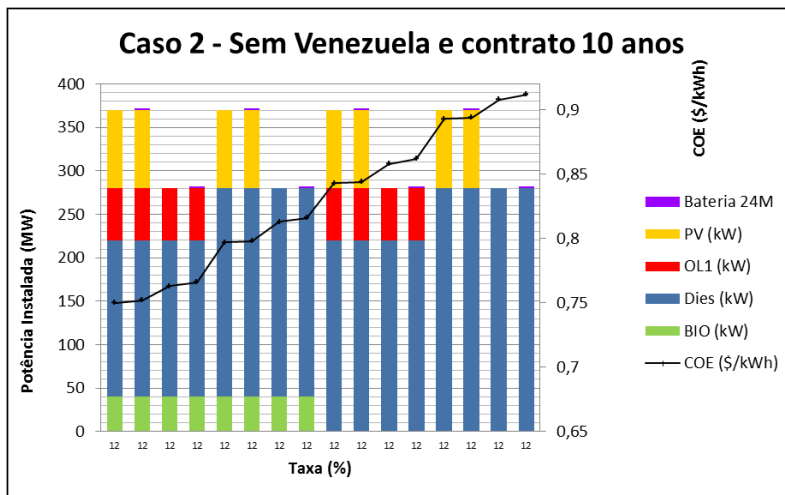


Figura 97 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 10 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$3,01.

2.3.3. Para contratos de 5 anos

a. Taxa de desconto de 8% e variação do preço do diesel

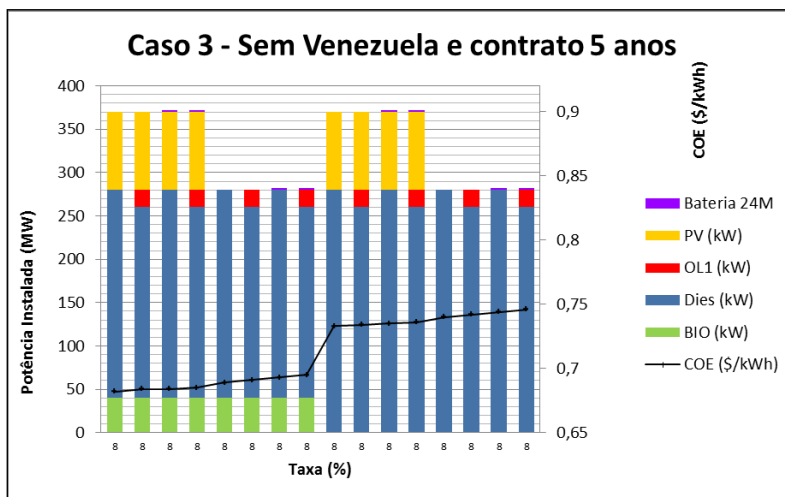


Figura 98 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

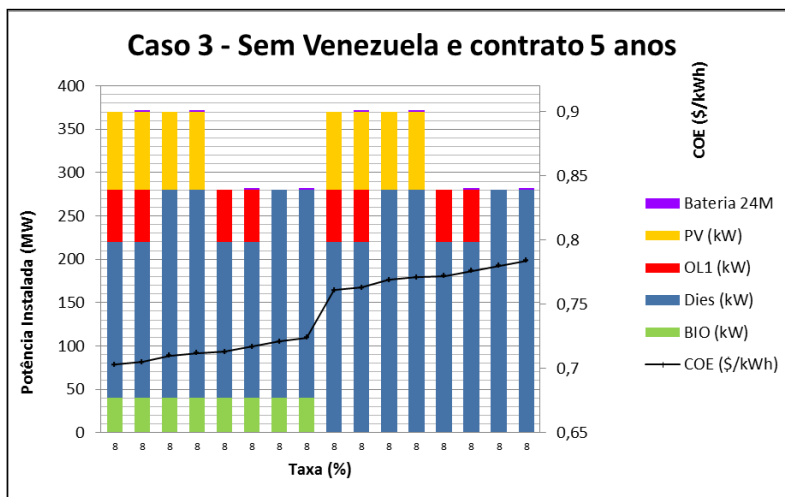


Figura 99 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$2,51.

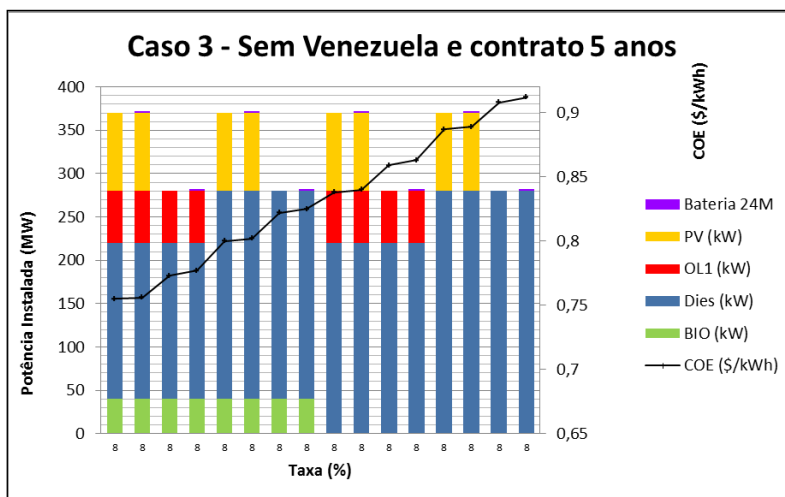


Figura 100 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 8% e preço do diesel de R\$3,01.

b. Taxa de desconto de 10% e variação do preço do diesel

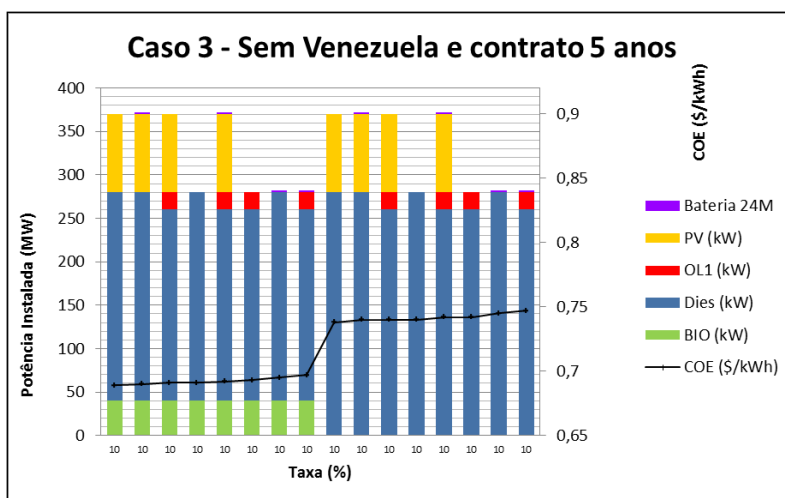


Figura 101 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

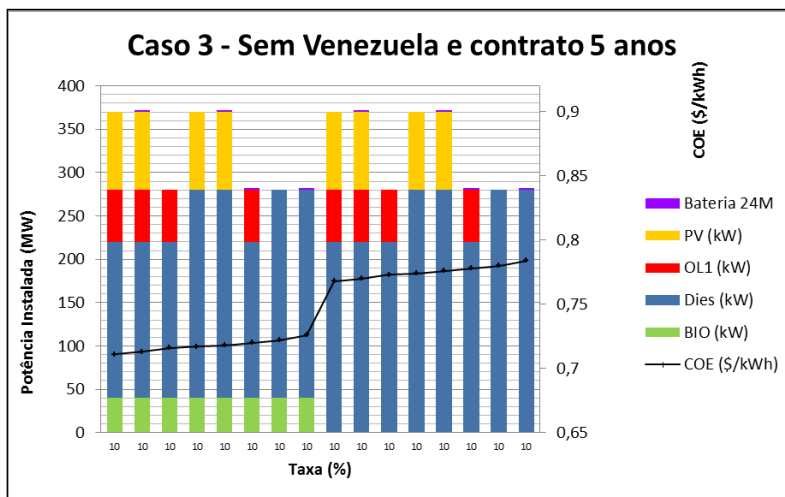


Figura 102 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$2,51.

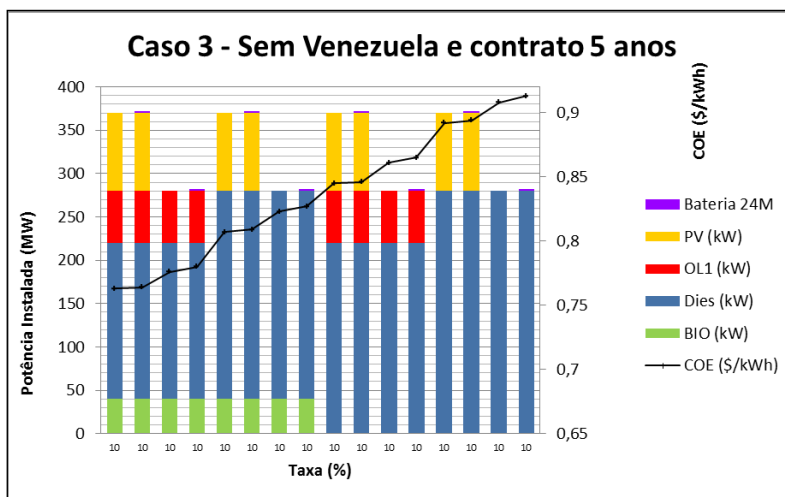


Figura 103 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 10% e preço do diesel de R\$3,01.

c. Taxa de desconto de 12% e variação do preço do diesel

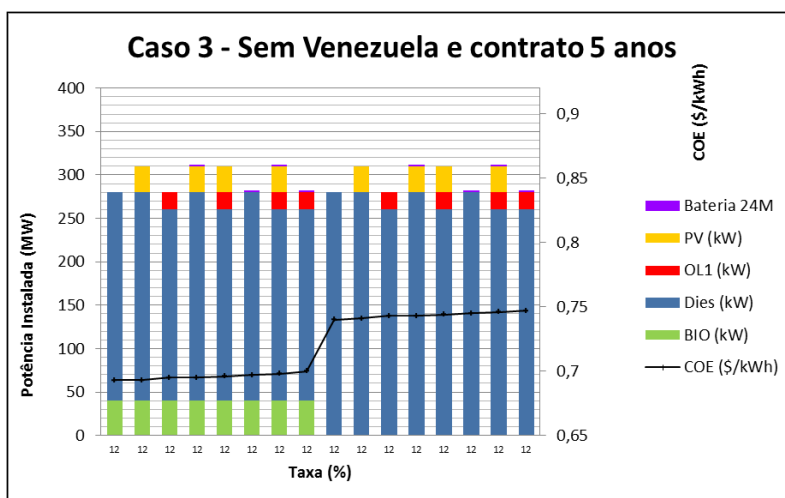


Figura 104 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,355 (biodiesel).

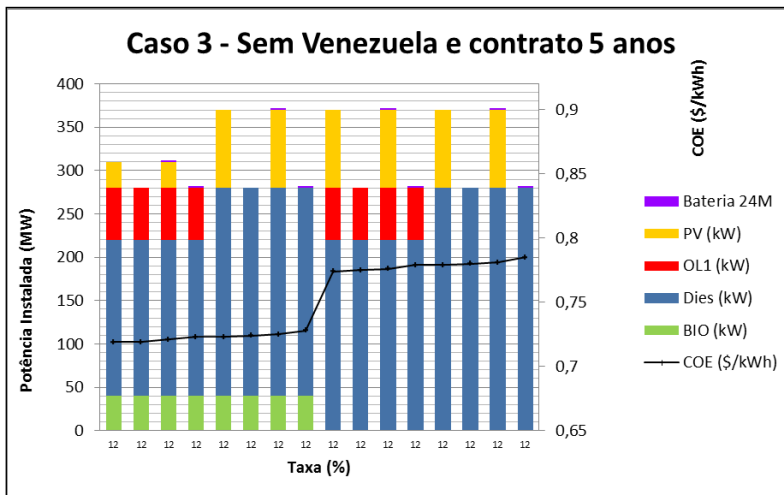


Figura 105 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$2,51.

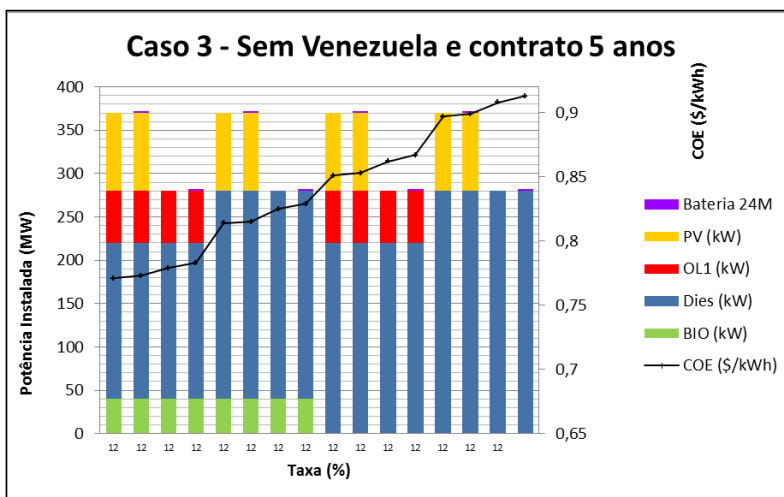


Figura 106 - Cenário sem conexão com a Venezuela, contratos de 5 anos, taxa de 12% e preço do diesel de R\$3,01.