



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Alternativas de suprimento ao sistema isolado de Roraima: análise multicritérios em cenário de decisão sob incerteza

**ALINE COUTO DE AMORIM(1); MICHELE ALMEIDA DE SOUZA(2); GUSTAVO PIRES DA PONTE(3);
CRISTIANO SABOIA RUSCHEL(4); THIAGO IVANOSKI TEIXEIRA(5);
EPE(1);EPE(2);EPE(3);EPE(4);EPE(5);**

RESUMO

Os constantes problemas no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Isolado (SI) de Roraima através da importação de energia da Venezuela levaram à necessidade de se estudar alternativas que garantam a segurança eletroenergética do estado, dadas incertezas como a interligação ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

O presente trabalho apresenta os estudos de planejamento para atendimento às cargas desse sistema, no médio e longo prazo, por meio de análise multicritérios. Considera-se diferentes fontes, em cenários de decisão sob incerteza, resultando em diferentes cenários, a depender das premissas, cenários e variáveis avaliadas.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento de Sistemas Isolados, Roraima, Decisão sob incerteza

1.0 - INTRODUÇÃO

O suprimento de energia elétrica de Roraima ocorre majoritariamente por meio da importação de energia da Venezuela, que vêm apresentando problemas críticos desde 2015, com alto número de desligamentos com interrupção total das cargas do sistema Boa Vista, ocasionados em sua maioria no trecho venezuelano da interligação, sem expectativa de melhoria.

Assim, foi criado um Grupo de Trabalho (GT) para avaliar as condições de atendimento a Roraima, identificar e estudar alternativas de soluções que aumentem a confiabilidade no atendimento às cargas e que possam garantir a segurança eletroenergética do estado, no curto e longo prazo. O GT foi formado por Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Neste contexto, um dos estudos realizados pela EPE avaliou a contratação de energia elétrica e potência associada para Roraima a partir de cenário de decisão sob incerteza.

O principal objetivo da análise foi identificar soluções de mínimo arrependimento, que representem o menor custo em cenários de incerteza, isto é, identificar os prazos contratuais mais adequados a serem considerados no futuro leilão, minimizando assim, os custos decorridos de premissas que não venham a se confirmar.

2.0 - CONSIDERAÇÕES E CENÁRIOS AVALIADOS

Para o desenvolvimento do presente estudo foram considerados os seguintes pontos: (i) as fontes energéticas adotadas com base em [CITATION EPE173 \l 1046]; (ii) a expectativa de crescimento do mercado de acordo com o planejamento da distribuidora; (iii) demanda a ser atendida; (iv) a curva de carga horária verificada em 2016; (v) a carga prevista para 2021; (vi) o custo estimado de instalação de cada solução; e (vii) o prazo contratual.

Além disso, foi considerado que 50% da carga deve ser atendida com geração local, assim como estipulado para Manaus, outra capital em sistema radial.

A partir destes pontos foram avaliados cenários para a contratação de geração de energia, a partir de diferentes fontes, variando o preço do diesel, a taxa de desconto, a renovação do contrato de fornecimento de energia com a Venezuela (a partir de 2021) e a data de interligação de Boa Vista com o SIN, a fim de analisar o impacto de cada um desses fatores em uma tomada de decisão sob incerteza.

3.0 - OS ESTUDOS E SEUS RESULTADOS

3.1 Avaliação anual (ano base 2021)

Na primeira parte do estudo utilizou-se o programa Homer¹ para auxiliar na definição da matriz energética de menor custo, numa avaliação anual (considerando o atendimento à carga estimada para o ano de 2021, ano em que se encerra o contrato de importação de energia com a Venezuela). Para isso, foram simulados diversos cenários diante de incertezas com sensibilidades dos seguintes parâmetros:

- Possibilidades de situação contratual com a Venezuela: renovação do contrato mantendo preço praticado (à época dos estudos era R\$157/MWh); renovação com custo maior (R\$300/MWh) e sem renovação contratual.
- Prazo contratual para as novas usinas a serem licitadas: 5, 10 e 15 anos considerando que a interligação de Boa Vista com o SIN ocorreria nesses prazos.
- Preços diferentes para o litro do diesel: R\$ 2,35 (caso biodiesel); R\$2,51 (preço médio do diesel praticado pelas distribuidoras de Roraima em jun/2017) e R\$3,01 (preço do diesel de jun/17 + 20%).
- Taxa de desconto: 8%, 10% e 12%.

Para cada simulação (81 casos no total) o programa apresenta diferentes composições de matriz energética, como exemplificado na Figura 1, para atender à carga considerada. É possível classificar os resultados em função, por exemplo, do custo da energia (COE), do percentual de renovável de cada opção, do custo total (Total NPC) ao longo do horizonte contratual (em valor presente), dentre outros.

¹ Homer: modelo de otimização, originalmente desenvolvido pelo NREL – National Renewable Energy Laboratory.

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)	
		<input checked="" type="checkbox"/>	30000	220000	20000	40000		24000	130000	\$ 405,160,000	750,202,752	\$ 6,826,504,704	0.489
		<input checked="" type="checkbox"/>		220000	20000	40000		130000	\$ 250,000,000	769,390,464	\$ 6,835,580,928	0.489	
		<input checked="" type="checkbox"/>	30000	220000	20000	40000	2000	24000	130000	\$ 417,160,000	750,284,480	\$ 6,839,204,352	0.490
		<input checked="" type="checkbox"/>	30000	240000		40000		24000	130000	\$ 355,160,000	758,114,048	\$ 6,844,220,928	0.490
		<input checked="" type="checkbox"/>		240000		40000		130000	\$ 200,000,000	777,683,520	\$ 6,856,565,248	0.491	
		<input checked="" type="checkbox"/>	30000	240000		40000	2000	24000	130000	\$ 367,160,000	758,195,072	\$ 6,856,914,432	0.491
		<input checked="" type="checkbox"/>		220000	20000	40000	2000	24000	130000	\$ 282,160,000	770,455,680	\$ 6,876,858,880	0.492
		<input checked="" type="checkbox"/>		240000		40000	2000	24000	130000	\$ 232,160,000	778,747,968	\$ 6,897,836,544	0.494
		<input checked="" type="checkbox"/>	90000	240000	40000		72000	130000	\$ 565,480,000	818,255,232	\$ 7,569,318,400	0.542	
		<input checked="" type="checkbox"/>	90000	240000	40000		72000	130000	\$ 577,480,000	818,321,280	\$ 7,581,883,904	0.543	
		<input checked="" type="checkbox"/>	90000	280000			72000	130000	\$ 465,480,000	835,373,440	\$ 7,615,841,280	0.545	
		<input checked="" type="checkbox"/>	90000	280000		2000	72000	130000	\$ 477,480,000	835,437,504	\$ 7,628,389,376	0.546	
		<input checked="" type="checkbox"/>		240000	40000			130000	\$ 100,000,000	882,108,544	\$ 7,650,388,992	0.548	
		<input checked="" type="checkbox"/>		240000	40000	2000	24000	130000	\$ 132,160,000	883,178,368	\$ 7,691,706,368	0.551	
		<input checked="" type="checkbox"/>		280000				130000	\$ 0	900,941,696	\$ 7,711,591,424	0.552	
		<input checked="" type="checkbox"/>		280000		2000	24000	130000	\$ 32,160,000	902,012,224	\$ 7,752,914,432	0.555	

Figura 1 - Resultado de simulação - Venezuela a R\$300/MWh, interligação ao SIN em 15 anos, diesel a R\$2,51/litro e taxa de desconto de 8%

Nesta primeira parte do estudo, foi possível concluir que:

- Com as premissas utilizadas, a biomassa está presente em todas as configurações de menor COE e é visível o aumento do custo de energia em composições sem esta fonte.
- A variação da taxa de desconto resulta em baixo impacto no COE. Porém, taxas mais baixas favorecem fontes com custo de investimento maior, como é o caso da solar fotovoltaica.
- O contrato de fornecimento de energia com a Venezuela impacta significativamente na matriz energética. Quando o custo desta energia é mais alto, a fotovoltaica é mais competitiva e contribui para diminuição do custo total do atendimento ao sistema. Em cenários sem a importação desta energia, aumenta a possibilidade de implantação de fotovoltaica (potência instalada maior) e até mesmo o armazenamento em bateria (configuração mínima de 1MW) poderia apresentar viabilidade.
- O preço do diesel afeta a composição da matriz energética, e causa diferença pouco significativa no COE. O óleo combustível apresenta-se como seu substituto natural.
- Prazos contratuais mais longos levam a menores preços de energia, conforme esperado, e viabiliza fontes com maior custo de investimento. Contudo, caso sejam feitos contratos de 15 anos para novas fontes energéticas e nesse horizonte ocorra a interligação ao SIN, poderá ocorrer desperdício de recursos, sendo necessária uma avaliação plurianual.

Destaca-se, contudo, que as conclusões tiradas a partir dos resultados das simulações são válidas para este estudo e dependem das premissas adotadas, não devendo ser estendido para o custo de energia ou comparado com o preço de referência a ser definido em licitação futura. Além disto, a viabilidade das fontes energéticas e tecnologias avaliadas dependem não somente do fator econômico-financeiro, mas de fatores como licenciamento, prazo de implantação, área disponível, dentre outros.

3.2 Avaliação plurianual - Custo total para atendimento ao sistema e custo de arrependimento

Para a avaliação plurianual, foi desenvolvido um modelo de estimativa de custo total de geração para diferentes cenários e fontes de energia, considerando incertezas de vários aspectos: (i) qual o prazo para interligação de Boa Vista ao SIN a ser considerado?; (ii) haverá renovação contratual de importação de energia da Venezuela?;

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

(iii) caso este contrato seja renovado, qual será o custo da energia?; e (iv) qual será a matriz energética de Boa Vista após realização de leilão e qual a participação de cada fonte?

O objetivo principal da avaliação plurianual é identificar os prazos contratuais mais adequados a serem considerados em uma futura contratação dado o cenário de grande incerteza, minimizando os custos oriundos de premissas que não se confirmem, ou seja, minimizar o “custo de arrependimento” para remunerar contratos dado que sua previsão não foi eficaz.

Com base nas conclusões da avaliação anual, foram fixados a taxa de desconto (8%) e o preço do diesel (R\$2,51/litro) que serão utilizados na plurianual. Nesta fase do estudo, uma das variáveis de maior sensibilidade são as projeções anuais de mercado (energia e demanda) extrapoladas até 2035.

Além disto, as fontes e tecnologias consideradas foram as que mais frequentemente apareceram dentre as opções de menor COE em diferentes cenários. Na Tabela 1 é apresentada a matriz elétrica avaliada.

Tabela 1 – Matriz elétrica para avaliação plurianual

Fonte	Capacidade máxima (MW)
Solar Fotovoltaica	30
Biomassa	40
Óleo Combustível	20
Diesel	220
Suprimento pela Venezuela	130

As premissas e considerações a respeito da Tabela são apresentadas a seguir:

- a) As usinas térmicas a biomassa e a óleo combustível foram consideradas operando na base por questões técnicas e operacionais.
- b) As térmicas a diesel atuam modulando a carga e, em alguns casos, funcionam como backup.
- c) O atendimento pela Venezuela foi considerado com fornecimento máximo de 130MW, valor observado em 2017.
- d) Nos casos de Boa Vista interligada ao SIN, considerou-se 50% da carga atendida com geração local.

Em relação às variáveis utilizadas no modelo plurianual para estimativa do custo total de geração do sistemas, foram consideradas: (i) prazo de interligação com o SIN em 5, 10 e 15 anos (correspondente a 2023, 2028 e 2033); e (ii) renovação do contrato com a Venezuela (com valor igual a R\$157/MWh, R\$300/MWh, R\$900/MWh, e sem revogação contratual após 2021).

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 2017. Esse número é importante não só para valorar o custo de despacho, como também para decidir a ordem de despacho entre o SIN e Venezuela, quando se considera a renovação do contrato desta.

Após todas as definições, foi simulado o despacho anual de cada fonte para cada cenário considerado e variando os parâmetros descritos anteriormente. A Figura 2 mostra um exemplo extraído do modelo de simulação plurianual.

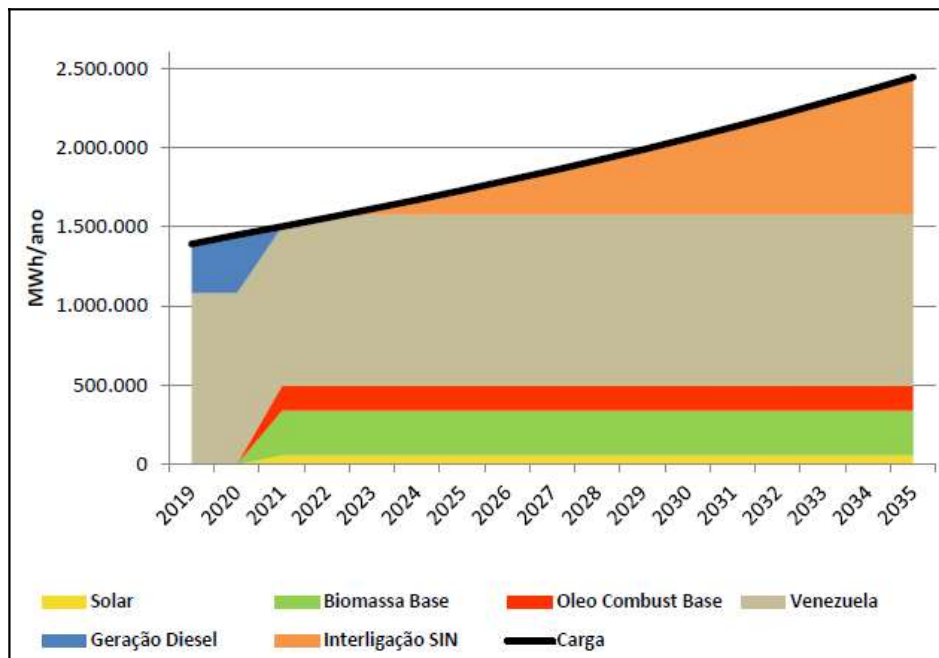


Figura 2 - Contribuição de cada fonte para atendimento a Boa Vista por ano. Cenário: interligação ao SIN em 2023, contratação de usinas a diesel por 5 anos e renovação do contrato com a Venezuela ao preço vigente.

Com os resultados das simulações, foi obtido para cada cenário o valor presente líquido (VPL) do custo total de geração para atendimento ao sistema de Roraima ao longo do horizonte estudado. Comparando o VPL de cada alternativa de cada um dos cenários, foi possível avaliar as condições que resultam em um menor custo de arrependimento, dadas as diversas incertezas.

A título de exemplo, a Tabela 2 apresenta os valores de VPL para cada prazo contratual e prazo de interligação avaliado, considerando o fornecimento pela Venezuela ao preço vigente (R\$157/MWh). Avaliações semelhantes foram feitas para os diversos cenários.

Tabela 2 – VPL total para o cenário 1

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

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 esse cenário. 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”, que foi calculado para os diferentes cenários.

Também é possível avaliar uma situação inversa, ou seja, com atraso da interligação em relação a data prevista. Nesse caso, se supõe que seria necessário o aditamento do contrato de geração a diesel, 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 aditado 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.

Assim, com a avaliação plurianual concluiu-se que:

- Os VPL mais altos apareceram em casos onde a renovação contratual com a Venezuela se dá a um custo elevado (R\$900/MWh). Nesta condição, a renovação contratual parece não ser vantajosa para o sistema.
- Em se mantendo o custo de energia importada da Venezuela a R\$157/MWh, a geração diesel funciona como backup.²
- No cenário sem importação de energia, independente da interligação com o SIN existe necessidade de despacho de usinas térmicas em todo o horizonte estudado, devido ao requisito de confiabilidade do ONS. Isto indica uma possibilidade de se realizar contratos mais longos.
- Com relação ao custo de arrependimento, este será maior quando a interligação ao SIN ocorre antes da data considerada, pois ocasiona um custo desnecessário com usinas a diesel. Isto é, contratos curtos podem levar a menor custo de arrependimento, mesmo com aditamento até a interligação.
- Por outro lado, contratos muito curtos oferecem menor prazo para amortização de investimentos, elevando a receita fixa requerida para viabilização das usinas.
- Para as fontes renováveis, entende-se que possa ser considerado contrato de mais longo prazo, justificado pela necessidade de geração local (50%) e pela redução do consumo de combustível fóssil, com possível redução no custo total da geração.

Contudo, ressalta-se que os resultados dependem dos dados de entrada (matriz adotada) e são sensíveis às premissas e considerações assumidos neste estudo.

4.0 - CONCLUSÃO

As incertezas relacionadas ao fornecimento de energia do Sistema Isolado de Boa Vista - RR demandaram um estudo detalhado sobre diversos aspectos, onde foi realizada uma avaliação anual para o ano de 2021, quando se encerra o contrato de suprimento de energia elétrica com a Venezuela, e uma avaliação plurianual para avaliar o custo do total do sistema e o custo de mínimo arrependimento.

Os resultados indicaram que algumas variáveis impactam fortemente na viabilidade de certas fontes energéticas - a solar fotovoltaica, por exemplo, torna-se mais viável em cenários com taxa de desconto mais baixa e com contratos mais longos (15 anos), influenciando no mix de geração.

Além disto, como existem incertezas inclusive na disponibilidade de biomassa, por exemplo, a contratação de novas fontes de energia para atendimento ao sistema Roraima não deve ser determinativa.

² As condições elétricas do fornecimento de energia importada da Venezuela, bem como eventual necessidade de manutenção e melhoria do sistema elétrico não foram objetos deste estudo.



O cenário “renovação do contrato com a Venezuela” associado à variável “custo” desta energia é um fator chave identificado no estudo. Este pode impactar na definição da matriz energética (competitividade da fotovoltaica, contratação de térmica a diesel por períodos mais longos ou somente para backup) e no custo da energia (sem a renovação contratual aos preços atuais o COE aumenta em torno de 70% pois o atendimento passa a ser feito por térmica a diesel e/ou pela interligação).

O estudo também traz uma análise comparativa do VPL para cada um dos fatores (prazo de interligação e contrato diesel), e o custo de arrependimento. A interligação ao SIN antes da data considerada, por exemplo, acarreta em custos desnecessários com as termelétricas a diesel, sugerindo ser mais adequado considerar menores prazos de contratação dessa geração. Os resultados indicam que o menor custo de arrependimento pode acontecer se as térmicas foram contratadas com prazo contratual menor, mesmo que haja necessidade de aditamento destes contratos até a interligação.

Destaca-se que as fontes, as tecnologias e as potências indicadas no estudo bem como os resultados das simulações apresentados são indicativos e dependem fortemente das premissas e dados de entrada adotados. Ressalta-se, ainda, as incertezas de diversas variáveis relevantes, como curva de carga, projeção de mercado, disponibilidade de recursos energéticos, custos das tecnologias, preços de combustíveis, dentre outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

5.0 EPE, “Sistemas Isolados - GT Roraima Subgrupo IV – Identificação de alternativas de atendimento – médio e [1] longo prazo (EPE-DEE-NT-032/2017),” 2017.

[2] EPE, “GT Roraima - Estudo para Contratação de Energia Elétrica e Potência Associada no Sistema de Boa Vista (EPE-DEE-NT-064/2017-r0),” 2017.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Aline Couto de Amorim, nascida em Niterói – RJ em 1979, é Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense – UFF (conclusão em 2006) e com MBA em Gestão pela Qualidade Total pela mesma Instituição (conclusão em 2009).

Cristiano Saboia Ruschel, nascido em Guaíba – RS em 1988, é Analista de Pesquisa Energética na EPE, e Engenheiro Mecânico graduado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS (conclusão em 2012). Possui mestrado em Energia também pela UFRGS (conclusão em 2015), e atualmente cursa doutorado nos mesmos programa e instituição.

Gustavo Pires da Ponte, nascido em Brasília – DF em 1984, é Consultor Técnico na EPE, graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade de Brasília - UnB (conclusão em 2008) e pós-graduado em Engenharia de Tubulações pela PUC-Rio (conclusão em 2010) e mestrando Engenharia Urbana e Ambiental pela PUC-Rio e Technische Universität Braunschweig.

Michele Almeida de Souza, nascida em Rio de Janeiro – RJ, é graduada em Engenharia Elétrica pela UFF em 2007, pós-graduada em Engenharia de Automação e Instrumentação pelo PROMINP/UERJ em 2008 e mestranda Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ.

Thiago Ivanoski Teixeira, nascido em Salvador – BA em 1983, é Superintendente-Adjunto na EPE, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia – UFBA (conclusão em 2006) e pós-graduado em Engenharia Econômica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ (conclusão em 2010) e MBA em Finanças pelo IBMEC (conclusão em 2018).