AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDRÁULICO COM TURBINAS HIDROCINÉTICAS E SUA ATRATIVIDADE PARA SISTEMAS ISOLADOS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM LOCALIDADES DA REGIÃO AMAZÔNICA

Carlos Henrique da Costa Oliveira

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: David Alves Castelo Branco
Rafael Andrés Soria Peñafiel

Rio de Janeiro
Maio de 2021

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDRÁULICO COM TURBINAS HIDROCINÉTICAS E SUA ATRATIVIDADE PARA SISTEMAS ISOLADOS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM LOCALIDADES DA REGIÃO AMAZÔNICA

Carlos Henrique da Costa Oliveira

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: David Alves Castelo Branco
Rafael Andrés Soria Peñafiel

Aprovada por: Prof. David Alves Castelo Branco
Prof. Rafael Andrés Soria Peñafiel
Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas
Drª. Maria de Lourdes Cavalcanti Barros
Dr. Marcio Giannini Pereira
Prof. Marcus Vinicius Pereira de Souza

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MAIO DE 2021

Oliveira, Carlos Henrique da Costa

Avaliação do Potencial Hidráulico com Turbinas Hidrocinéticas e sua Atratividade para Sistemas Isolados e Geração Distribuída em Localidades da Região Amazônica/Carlos Henrique da Costa Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XV, 199 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Rafael Andrés Soria Peñafiel

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 183-199.

1. Energia renovável. 2. Energia das correntes de rios. 3. Sistema Isolado. 4. Geração Distribuída. 5. Modelagem hidrodinâmica. I. Branco, David Alves Castelo *et al*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Começo escrevendo que não foi, nem está sendo um período fácil. Estamos passando por uma pandemia como jamais vista nesses tempos e dedico a tese a Deus e todos que persistem e se dedicam a buscar o saber, a transmitir conhecimento e pelas pessoas de bem que dedicam suas vidas a ajudar e a salvar outras vidas.

Dedico especialmente a minha família, a minha esposa Rosangela por ter aceitado este mega desafio em nossas vidas. Agradeço a amizade, cumplicidade, parceria, amor, paciência e por ter gerado o fruto do nosso amor e razão da nossa vida Pedro Henrique (filhão e amigão do papai) que nos dá alegria e nos mostra a importância da vida e de sermos pessoas melhores. À nossa filha cachorra Mel que nos traz amor alegria. Amo muito vocês!

Dedico e agradeço aos meus pais José Carlos (in memoriam) e Adélia, e irmãos Adriana, Claudio e Carlos Adriano (in memoriam) pela simplicidade, pelo incentivo, fé, amor recíproco e incondicional, me ajudando a tornar uma pessoa melhor ao longo da vida. Aos meus sogros Walter (in memoriam) e Mirian pelas palavras de incentivo, conselhos, orações e por creditar a minha pessoa um dos seus bens mais preciosos. Aos meus cunhados Amauri, Esmere, André, Giovani, Lisandra, Priscila que os considero irmãos que nossos(as) irmãos e irmã escolheram para nós, e sou muito grato por isso, pois são pessoas muito importantes para minha vida. Agradeço a Deus pelo(a)s sobrinha(o)s apaixonantes que o titizinho ama, Lorraine, Catarine, Victoria, Lucas, Sofia, Arthur, Vitória e Heitor. Vocês são grandes incentivadores para a minha busca incessante por conhecimento. À tia Sandra por todo o apoio. Obrigado por tudo e a todos de verdade!

Agradeço aos meus tio(a)s, aos meus avós (in memoriam), e primo(a)s por todo o incentivo e carinho. Peço desculpas pela ausência durante o tempo dedicado a pesquisa, mas se Deus quiser iremos nos ver e festejar.

Agradeço aos meus amigos Cris, Fagner, Rodrigo, Patrick, Charles, Marcinho, Raul, Pablo, Diogo Couto, Henrique, Tiago e Aires pela alegria, incentivo e amizade. Estaremos juntos logo!

Agradeço aos Professores orientadores David Alves Castelo Branco e Rafael Soria pela parceria durante o desenvolvimento desta Tese, pela visão diferenciada e pelas sábias críticas. À pesquisadora Dra. Maria de Lourdes Cavalcanti Barros e ao Professor Paulo Cesar Colonna Rosman pela grande ajuda com os modelos hidrodinâmicos.

Agradeço a Universidade Federal do Rio de Janeiro e seus Professores nos diversos departamentos que realizei disciplinas. Ao Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, pela oportunidade de realizar este curso. Aos professores Roberto Schaeffer, Alexandre Szklo, Marcos Freitas, Maurício Arouca, Guido, Amaro Pereira, André Lucena, Alessandra Magrinni, Emílio Lebre, Pedro Rochedo, Joana Portugal, Mario Vidal, Carlos Cosenza pelos conselhos, apoio, profissionalismo e conhecimento transmitido no decorrer do curso. Agradeço também ao Prof. Márcio Giannini por aceitar fazer parte da banca de defesa da tese. Agradeço a todos os professores que fizeram parte da minha formação como todo.

Agradeço aos amigo(a)s Marcus Vinicius, Priscila, Alessandro, Yemcy, Everton, Luana, Hellen, Tiago, Tiago Siman, Felipe Mondaini, Ângelo, etc... que entraram na minha vida por meio do CEFET e se tornaram grandes amigo(a)s e companheiro(a)s. Aos meus amigo(a)s Michele, Diogo, Arthur, Alessandra, Rogério por terem entrado na minha vida na época de mestrado no IME e continuarem fazendo parte até hoje. Agradeço aos meus amigos Djavan Biffi e Suzane Biffi pela amizade, alegria e boa vontade para com os amigos aqui. Vocês são demais! Aos meus amigos Vagner e Suelen, Wesley e Lilian pelos momentos de descontração com alegrias, conversas e desabafos mútuos.

Agradeço as nossas colaboradoras Thays e Lucia pela parceria e por ajudar a tornar a nossa rotina mais leve.

Agradeço a todos do campus Angra dos Reis e ao CEFET/RJ, especialmente aos que começaram no Campus Angra comigo. Agradeço o apoio e suporte para minha capacitação como docente e pesquisador. Agradeço ao colegiado de Engenharia Elétrica que garantidamente “merecem uma medalha de paciência e perseverança”, não existem palavras que expressem minha gratidão a cada um de vocês Camila Fernandes, João Pedro, Ezequiel da Silva, Cintia Carraro, Raphael Poubel, José Rafael, Felipe Seta e Marcelo Nesci etc.

Agradeço a todos que não foram citados, mas contribuíram de alguma forma para o trabalho sintam-se abraçados com sentimento de gratidão.

Muito obrigado a todos!!!!

“Acredite... tenha fé, tenha força de vontade, persevere, viva o amor, viva a vida... E o que parece impossível não mais será. Seja feliz...”

Carlos Henrique da C. Oliveira

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDRÁULICO COM TURBINAS HIDROCINÉTICAS E SUA ATRATIVIDADE PARA SISTEMAS ISOLADOS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM LOCALIDADES DA REGIÃO AMAZÔNICA

Carlos Henrique da Costa Oliveira

Maio/2021

Orientadores: David Alves Castelo Branco
Rafael Andrés Soria Peñafiel

Programa: Planejamento Energético

No Brasil, o rio Amazonas possui um alto potencial energético para aproveitar a energia hidráulica para gerar eletricidade. Esta tese apresenta uma metodologia para quantificar o potencial hidráulico para a tecnologia hidrocinética em segmentos do rio Amazonas, identificando e calculando os potenciais teóricos, geográficos, técnicos e de mercado dos locais. A metodologia utiliza o comportamento hidrodinâmico do rio como base, usando o código computacional denominado SisBaHiA®. Avalia-se o potencial em segmentos extensos do rio Amazonas. O estudo aporta insumos técnicos importantes para orientar o desenvolvimento da tecnologia hidrocinética na Amazônia brasileira, onde a maioria dos sistemas são isolados, com termelétricas à diesel (sem acesso ao Sistema Interligado Nacional), ou são comunidades sem acesso ao serviço elétrico. A tese apresenta dados históricos importantes na caracterização do rio que refletem na persistência da velocidade. Os resultados indicam grande potencial para seu desenvolvimento, onde seria possível gerar eletricidade renovável. Este estudo contribui para a formulação de políticas públicas para implantar a tecnologia hidrocinética para sistemas isolados e geração distribuída nesses e em outros locais com condições ambientais semelhantes.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

EVALUATION OF HYDRAULIC POTENTIAL WITH HYDROCINETIC TURBINES AND ITS ATTRACTIVENESS FOR ISOLATED SYSTEMS AND DISTRIBUTED GENERATION IN LOCATIONS IN THE AMAZONIAN REGION

Carlos Henrique da Costa Oliveira

May/2021

Advisors: David Alves Castelo Branco
Rafael Andrés Soria Peñafiel

Department: Energy Planning

In Brazil, the Amazon River has a high energy potential to harness hydraulic energy to generate electricity. This thesis presents a methodology to quantify the hydraulic potential for hydrokinetic technology in segments of the Amazon River, identifying and calculating the theoretical, geographic, technical and market potential of the sites. The methodology uses the hydrodynamic behavior of the river as a base, using the computational code called SisBaHiA®. The potential is assessed in large segments of the Amazon River. The study provides important technical inputs to guide the development of hydrokinetic technology in the Brazilian Amazon, where most systems are isolated, with diesel thermoelectric plants (without access to the National Interconnected System) or are communities without access to the electrical service. The thesis presents important historical data in the characterization of the river that reflect the persistence of the speed. The results indicate great potential for its development, where it would be possible to generate renewable electricity. This study contributes to the formulation of public policies to implement hydrokinetic technology for isolated systems and distributed generation in these and other places with similar environmental conditions.

SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS xiii

ÍNDICE DE TABELAS xx

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS xxiii

I. INTRODUÇÃO 1

I.1. Motivação e Justificativa 1

I.2. Objetivos 7

I.3. Organização do trabalho 11

II. TECNOLOGIA HIDROCINÉTICA - THC 13

II.1. Estado da arte da tecnologia de geração elétrica com geradores hidrocinéticos 13

II.1.1. Principais tipos de turbinas hidrocinéticas 18

II.1.2. Principais tipos ancoragens fluviais 22

II.1.3. Evolução da tecnologia hidrocinética no Brasil 24

II.1.4. Contexto internacional 26

III. METODOLOGIA 33

III.1. Caracterização local 36

III.1.1. Condições necessárias para uma extração eficiente de energia 36

III.2. Potencial de energia hidrocinética 38

III.2.1. Metodologia para quantificar os potenciais energéticos de geradores hidrocinéticos para aplicação em GD e SIs 38

III.2.2. Quantificação espacial 46

III.2.3. Potencial de mercado 46

III.2.4. Atratividade do empreendimento 49

IV. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - GD 53

IV.1. Coleta de dados para GD 59

IV.2. Aspectos geográficos 64

V. SISTEMA ISOLADO - SI 74

V.1. Coleta de dados para SIs 77

V.2. Aspectos geográficos 78

V.3. Novos sistemas isolados 80

V.4. Mercados consumidores e planejamento do atendimento 80

V.4.1. Amapá 81

V.4.2. Pará 86

V.4.2.1. Centrais Elétricas do Pará - CELPA 86

V.4.2.2. Petrobras Juriti 89

V.4.1. Amazonas 90

VI. RESULTADOS 97

VI.1. 1º Trecho - Cálculos Energéticos - Segmentos localizados entre Óbidos – Pará (oeste) e Macapá – Amapá (leste) 97

VI.1.1. Potencial teórico 97

VI.1.2. Potencial geográfico 102

VI.1.3. Potencial técnico 110

VI.2. 2º Trecho - Cálculos Energéticos - Segmentos localizados entre Manaus e Jatuarana – Amazonas 115

VI.2.1. Potencial teórico 115

VI.2.2. Potencial geográfico 118

VI.2.3. Potencial técnico 119

VI.3. Potencial de mercado 121

VI.3.1. Previsão com oportunidades da THC suprir os SIs 127

VI.3.2. Perspectiva industrial 129

VI.3.3. Perspectiva socioeconômica da THC 132

VI.3.3.1. Atratividade da THC no 1º trecho com custos adicionais na O&M a partir do ano um 133

VI.3.3.2. Atratividade da THC no 1º trecho com custos adicionais no custo unitário (Cun) a partir do ano um 136

VI.3.3.3. Atratividade da THC no 2º trecho com custos adicionais na O&M a partir do ano um 139

VI.3.3.4. Atratividade da THC no 2º trecho com custos adicionais no custo unitário (Cun) a partir do ano um 141

VI.3.3.5. Análise de viabilidade econômica para o 1º e 2º trechos com custo adicionais na O&M a partir do ano um 143

VI.3.3.6. Análise de viabilidade econômica para o 1º e 2º trechos com custos adicionais no Custo Unitário (Cun) a partir do ano um 158

VI.3.4. Perspectiva e atratividade ambiental da THC 170

VII. CONSIDERAÇÕES FINAIS 179

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 184

ANEXOS 201

ANEXO 1- Mapa dos Sistemas Isolados – Ciclo 2018. 202

ANEXO 2- Sistema Interligado Nacional – Rede de Operação – Horizonte 2023 («SINDAT», [S.d.]). 203

APÊNDICES 204

APÊNDICE 1- Potenciais energéticos de 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho). 205

APÊNDICE 2- Potenciais energéticos em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho). 206

APÊNDICE 3- Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*. 207

APÊNDICE 4- Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*. 209

APÊNDICE 5- Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*..... 210

APÊNDICE 6- Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*..... 212

APÊNDICE 7- Relação do déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, Petrobras e AMEN que pode ser suprido com potencial elétrico HC de cada segmento. 213

APÊNDICE 8 - Valor Presente Líquido – VPL médio total dos Municípios de (a) Óbidos - PA, (b) Santarém - PA, (c) Monte Alegre - PA, (d) Prainha - PA, (e) Almeirim - PA, (f) Porto de Moz - PA, (g) Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e (h) Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA, (i) Manaus - AM. 223

APÊNDICE 9 - Valor Presente Líquido – VPL médio unitário dos Municípios de (a) Óbidos - PA, (b) Santarém - PA, (c) Monte Alegre - PA, (d) Prainha - PA, (e) Almeirim - PA, (f) Porto de Moz - PA, (g) Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e (h) Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA, (i) Manaus - AM. 225

APÊNDICE 10 - Artigo publicado: Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region..... 227

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1. Costa norte do Brasil: Região do Amazonas. 9

Figura I.2. Manaus – AM: Região do Amazonas. 10

Figura I.3. Dificuldades que a THC enfrenta no Brasil. 10

Figura II.1. Classificação das turbinas hidrocinéticas. 20

Figura II.2.Classificação das turbinas hidrocinéticas. 21

Figura II.3. Turbina hidrocinética 2ª geração – desenvolvida pela UnB. 22

Figura II.4. Campo de turbinas hidrocinética de ancoragem sólida. 23

Figura II.5. Exemplo de turbina de fluxo cruzado com ancoragem flutuante. 23

Figura II.6. Exemplo de turbina de fluxo axial com ancoragem flutuante. 24

Figura II.7. Protótipos da turbina Geração 3. 26

Figura II.8. Turbina Smart Hydro Power. 28

Figura II.9. Curva de potência turbina Smart Hydro Power. 28

Figura II.10. Mapa de projetos de tecnologia marinha e hidrocinética no mundo. 30

Figura III.1. Metodologia para limitar os potenciais da geração hidrocinética. 33

Figura III.2. Árvore de decisão que ilustra a metodologia seguida nesta tese. 35

Figura III.3. Curva característica da turbina hidrocinética (adimensional). 43

Figura III.4. Rotação da turbina em função da velocidade. 43

Figura IV.1. Distribuição espacial da geração Distribuída no Brasil. 55

Figura IV.2. Tarifação *net metering* com um medidor. 58

Figura IV.3. Tarifação *net metering* com dois medidores. 58

Figura IV.4. Diagrama de tarifação *feed-in* para instalação com geração HC. 59

Figura IV.5. Número de consumidores que recebem crédito x número de conexões micro e minigeradores até 06/2019. 60

Figura IV.6. Número de consumidores que recebem crédito x número de conexões (acumulado) até 06/2019. 60

Figura IV.7. Potência acumulada (MW) até 06/2019. 61

Figura IV.8. Unidades consumidoras com GD quanto ao tipo de fonte até 06/2019. 62

Figura IV.9. Classe de consumo dos consumidores até 06/2019. 62

Figura IV.10. Quantidade e potência de UCs com autoconsumo remoto com CGH. 63

Figura IV.11. Potência instalada de UCs com GD com CGH. 64

Figura IV.12. Potência instalada acumulada de UCs com CGH atuando como GD. 65

Figura IV.13. Evolução da potência instalada de UCs do tipo CGH atuando como GD. 65

Figura IV.14. Modalidade de geração distribuída até 06/2019. 66

Figura IV.15. Modalidade de geração distribuída até 06/2019. 67

Figura IV.16. Número de unidades consumidoras com GD por Estado até 06/2019. ... 68

Figura IV.17. Número de unidades consumidoras que recebem os créditos da GD por Estado até 06/2019. 68

Figura IV.18. Potência instalada de unidades consumidoras com GD por Estado. 69

Figura IV.19. Unidades consumidoras com GD nos Estados Amazonas, Amapá e Pará até 06/2019. 70

Figura IV.20. Relação entre modalidade e classe para GD nos estados do Amazonas, Amapá e Pará. 71

Figura IV.21. Relação entre classe, tipo e modalidade para GD no estado do Amapá. . 72

Figura IV.22. Relação entre classe, tipo e modalidade para GD no estado do Pará. 72

Figura IV.23. Relação entre classe, tipo e modalidade para GD no estado do Amazonas. 73

Figura V.1. Exemplo de Sistema Isolado com gerador hidrocinético em rios inserido em um sistema de transmissão. 74

Figura V.2. Exemplo de Sistema Isolado com gerador hidrocinético em rios no sistema de distribuição da concessionária local. 75

Figura V.3. Sistemas Isolados - Ciclo 2018. 78

Figura V.4. Localidades isoladas no Amapá 82

Figura V.5. Distribuição do potencial dos SIs no estado do Amapá. 85

Figura V.6. Distribuição do déficit de demanda no estado do Amapá. 85

Figura V.7. Localidades isoladas do Pará..... 86

Figura V.8. Distribuição do potencial dos SIs no estado do Pará. 88

Figura V.9. Distribuição do déficit de demanda no estado do Pará. 89

Figura V.10. Localidades Isoladas no Amazonas..... 91

Figura V.11. Distribuição do potencial dos SIs no estado do Amazonas..... 96

Figura V.12. Distribuição do déficit de demanda no estado do Amazonas. 96

Figura VI.1. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com escala de cores e porcentagem correspondente a persistência de correntes fluviais com velocidades superiores a 1,5 m/s, durante o período de um ano de simulação..... 98

Figura VI.2. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com a profundidade dos segmentos em análise variando de 0 < H < 50m. 99

Figura VI.3. Persistência da velocidade de 1,5 m / s nos 58 locais analisados. 100

Figura VI.4. Profundidades para cada localidade (m). 100

Figura VI.5. Potencial teórico das seções transversais dos segmentos para velocidades variando de 1,0 m / s a 3,5 m / s. 102

Figura VI.6. Trechos ampliados para análise da interseção entre áreas com persistências de correntes com velocidades maiores que 1,5m/s (A1, A2 e A3). 104

Figura VI.7. Trechos ampliados para análise da interseção entre áreas com profundidades apropriadas para a THC (B1, B2 e B3). 106

Figura VI.8. Variação da capacidade instalada em função da velocidade e do coeficiente de potência. 107

Figura VI.9. Área dos locais com potencial hidráulico para THC. 109

Figura VI.10. Variação da energia firme em função do fator de capacidade. 111

Figura VI.11. Fator de capacidade dos locais com potencial hidrocinético. 112

Figura VI.12. Densidade de potência hidrocinética por seção transversal de cada segmento. 113

Figura VI.13. Densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal de cada segmento. 114

Figura VI.14. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com escala de cores correspondente as velocidades de correntes fluviais, com simulação de um dia. 116

Figura VI.15. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com a profundidade dos segmentos em análise variando de 0 < H < 60m. 116

Figura VI.16. Velocidade nos 4 locais analisados no 2º trecho. 117

Figura VI.17. Profundidades para cada localidades do 2º trecho. 117

Figura VI.18. Área dos locais com potencial elétrico HC do 2º trecho. 118

Figura VI.19. Potencial HC e potencial elétrico dos locais analisados no 2º trecho. ... 119

Figura VI.20. Indicador de potencial HC do 1º trecho. 122

Figura VI.21. Indicador de potencial HC do 2º trecho. 122

Figura VI.22. Variação do custo unitário máximo com custo adicional de 3% na *O&M* e variação do Fator de Capacidade para o 1º trecho. 135

Figura VI.23. Custo unitário máximo para diversos custos adicionais na *O&M* e diferentes Fatores de Capacidade. 136

Figura VI.24. Variação do *LCOE* em função do fator de capacidade e diferentes custos adicionais na *O&M* para o 1º trecho. 136

Figura VI.25. Custo unitário máximo para diversos fatores de capacidade e custos unitários. 138

Figura VI.26. Variação do *LCOE* em função do fator de capacidade e diferentes custos unitários para o 1º trecho. 139

Figura VI.27. *LCOE* para FC de 55% e custos adicionais de 3, 15, 25 e 35% na *O&M*. 141

Figura VI.28. Variação do *LCOE* para FC de 55% e custos adicionais de 0, 20, 30 e 40% no *Cun*. 143

Figura VI.29. Variação do *LCOE* em função dos custos adicionais na *O&M* e fator de capacidade. 145

Figura VI.30. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 3%. 146

Figura VI.31. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 15%. 147

Figura VI.32. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 25%. 147

Figura VI.33. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 35%. 148

Figura VI.34. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 3% na *O&M*. (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba. 152

Figura VI.35. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 35% na *O&M*. (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba. 156

Figura VI.36. Valor presente líquido – *VPL* para diferentes *TMAs* em 20 anos de THC. 158

Figura VI.37. Variação do *LCOE* em função dos custos adicionais no *Cun* e fator de capacidade. 160

Figura VI.38. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos sem custos adicionais no *Cun*. 161

Figura VI.39. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 15% no *Cun*. 161

Figura VI.40. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 30% no *Cun*. 162

Figura VI.41. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 40% no *Cun*. 162

Figura VI.42. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 15% no custo unitário (*Cun*). (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba. 166

Figura VI.43. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 40% no custo unitário (*Cun*). (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba. 170

Figura VI.44. CO_2 evitado com a substituição total e complementação das UTEs dos SIs. 177

Figura VI.45. Diesel evitado com a substituição total e complementação das UTEs dos SIs. 177

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.1. Unidades de turbina disponíveis comercialmente. 19

Tabela II.2. Diversidade de turbinas usadas por empresas estrangeiras. 27

Tabela II.3. Exemplos de instalações HCs. 31

Tabela III.1. Dimensões e condições de operação da THC – Tucunaré. 39

Tabela III.2. Quantidade de sistemas isolados por UF e empresa de serviços públicos utilizada na pesquisa. 48

Tabela V.1. Quantidade de sistemas Isolados por UF e distribuidora. 79

Tabela V.2. Quantidade de sistemas isolados por UF e distribuidora utilizados na pesquisa. 79

Tabela V.3. CEA - Carga (MWh) e demanda (kW). 82

Tabela V.4. Resumo sistemas isolados Amapá. 83

Tabela V.5. CELPA – Carga (MWh) e demanda (kW) 87

Tabela V.6. Resumo Sistemas Isolado atendidos pela CELPA. 87

Tabela V.7. Petrobras – Carga (MWh) e demanda (kW). 90

Tabela V.8. Sistemas Isolados atendidos pela Petrobras. 90

Tabela V.9. AMEN – Carga (MWh) e demanda (kW). 91

Tabela V.10. Resumo Sistemas Isolados Amazonas. 92

Tabela VI.1. Resumo do potencial teórico estimado em 58 segmentos do rio Amazonas utilizando uma THC nacional de 10m de diâmetro (1º trecho). 101

Tabela VI.2. Potencial geográfico médio e áreas correspondentes aos 58 locais com potencial teórico. 107

Tabela VI.3. Potencial hidrocinético e técnico com a produção anual de eletricidade e energia firme de 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho). 110

Tabela VI.4 Densidades energéticas, de potência por unidade de área e de raio hidráulico por seção transversal. 112

Tabela VI.5. Potencial teórico de 4 segmentos do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho)..... 118

Tabela VI.6. Potencial geográfico e áreas correspondentes aos 4 locais. 119

Tabela VI.7. Potencial hidrocinético e técnico com a produção anual de eletricidade e energia firme de 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho). 120

Tabela VI.8 Densidades energéticas, de potência por unidade de área e de raio hidráulico de seção. 120

Tabela VI.9. Mapeamento da distância entre os 15 locais no 1º trecho e 4 locais no 2º trecho com potencial elétrico HC e locais de consumo de energia. 127

Tabela VI.10. Déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, Petrobras e AMEN suprida com potencial elétrico HC por cada localidade. 128

Tabela VI.11. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 1º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*. 134

Tabela VI.12. Resultados do *LCOE* dos locais no 1º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*. 134

Tabela VI.13. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 1º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*. 137

Tabela VI.14. Resultados do *LCOE* dos locais no 1º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*. 137

Tabela VI.15. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 2º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*. 140

Tabela VI.16. Resultados do *LCOE* dos locais no 2º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*. 140

Tabela VI.17. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 2º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*. 141

Tabela VI.18. Resultados do *LCOE* dos locais no 2º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*. 142

Tabela VI.19. Tarifas de venda das Fontes de energia elétrica 144

Tabela VI.20. Tarifas de venda das fontes de energia elétrica 159

Tabela VI.21. Resumo de possíveis impactos ambientais de três tecnologias de geração hidrelétrica. 173

Tabela VI.22. Emissões estimadas na geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados em 2019. 174

Tabela VI.23. Quantidade de CO_2 e óleo diesel evitado com a supressão do déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, PETROBRAS e AMEN com potencial elétrico HC. 176

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Símbolo ou abreviatura	Descrição	Unidade
GD	Geração Distribuída	-
SI	Sistema Isolado	-
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	-
THC	Tecnologia Hidrocinética	
HC	Hidrocinética	-
SIN	Sistema Interligado Nacional	-
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	-
CELPA	Centrais Elétricas do Pará	-
AMEN	Eletrobrás Distribuição Amazonas	-
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	-
AM	Amazonas	-
PA	Pará	-
AP	Amapá	-
REN	Resolução normativa	-
P&D	Pesquisa e desenvolvimento	-
ANA	Agência Nacional de Águas	-
UTE	Usina termelétrica	-
~	Aproximadamente	-
IDH-M	Índice de desenvolvimento humano municipal	-
APE	Autoprodução de energia	-
PIE	Produção independente de energia	-
REG	Registro	-
D_i	Diâmetro da turbina i	Métrica
A_i	Área frontal da turbina i	Métrica
i	Tipos de geradores hidrocinéticos utilizados	-
ρ	Massa especifica da água	998kg/m^3
E_c	Energia cinética	J
v	Velocidade média do curso d'água	m/s
Erro Vel	Erro velocidade	%
m	Massa	kg
V	Volume	m^3
d	Distância	m
t	Tempo	s
PG	Potencial geográfico	MW/km^2
NGA_n	Número de geradores HC na área *n*	-
NGst	Número de geradores HC por seção transversal	uni
NGc	Número de geradores HC no comprimento	uni
NGError	Erro no número de geradores	%

Lst	Largura da seção transversal	m
Cseg	Comprimento dos segmentos	m
Bat	Batimetria	m
Erro Bat	Erro batimetria	%
A_n	Área correspondente ao local com potencial hidrocinético	m^2
Ad	Área necessária para inserção	m^2
Q_n	Vazão do segmento *n*	m^3/s
CPi	Coeficiente de potência correspondente ao conjunto de turbina/difusor	-
n	Local com possível potencial hidrocinético	-
Pth_n	Potencial teórico do segmento *n*	W
ΔH_n	Alteração na elevação ao longo do comprimento do segmento	m
$PHC_{n,i}$	Potêncial hidrocinética disponível no segmento *n* com o gerador *i*	W
Pmkt	Potencial de mercado	$Wh/ano/km^2$
ηg_i	Rendimento geral do conjunto mecânico e elétrico do gerador *i*	%
$PE_{n,i}$	Potência elétrica do conjunto mecânico e elétrico do gerador *i*	W
$EG_{n,i}$	Energia produzida no ano ou no mês	Wh/ano
PV_n	Persistência de velocidade no segmento *n*	%
FC	Fator de capacidade	%
$P_{N\,i}$	Potência nominal do gerador hidrocinético	Watt
Δt	Intervalo de tempo	horas
USD	Dólares	USD
UHE	Usina hidrelétrica	-
PCH	Pequena central hidrelétrica	-
SisBaHiA	Sistema básico de hidrodinâmica ambiental	-
CCHS	Sistema hidrelétrico de ciclo combinado	-
COPPE	O Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia	-
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro	-
HEC	Conversor de energia hidrocinética	-
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento	-
UFAM	Universidade Federal do Amazonas	-
TIC	Tecnologia da informação e comunicação	-

MME	Ministério de Minas e Energia	-
MI	Medições inteligentes	-
LAN	Redes de área local	-
WAN	Redes de longa distância	-
CCEE	Comercialização de energia elétrica	-
Prodist	Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional	-
UC	Unidade consumidora	-
CGH	Centrais geradoras hidrelétricas	-
UFV	Usinas fotovoltaicas	-
EOL	Usinas eólicas	-
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	-
LT	Linha de transmissão	-
CCC	Consumo de combustíveis fosseis	-
NI	Não identificado	-
O&M	Operação e manutenção	-
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis	-
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística	-
S	Sim aplica a tecnologia	-
NA	Não aplica a tecnologia	-
EF_e	Energia firme	$W_{médios}$
DE_n	Densidade energética	W/m^2
DEst	Densidade energética hidrocinética média por seção transversal	W/m^2
DPHCst	Densidade de potência hidrocinética por unidade de área média por seção transversal	W/m^2
DPHCrhc	Densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal	W/m^2
DPEunA	Densidade de potência elétrica por unidade de área hidráulica média por seção	W/m^2
DEFunA	Densidade de energia firme por unidade de área hidráulica média	W/m^2
DEFunD	Densidade de energia firme média por unidade de diâmetro de turbina	W/m
Rh	Raio hidráulico	m
Am	Área molhada	m^2
Pm	Perímetro molhado	m
Dh	Diâmetro hidráulico	m
VPL	Valor presente líquido	USD ou R$
LCOE	Custo nivelado de eletricidade	USD/MWh

CT	Custo total a cada ano	USD
EG	Energia produzida anualmente	MWh/ano
T	Tarifa de venda de energia	USD/MWh
j	Vida útil da THC (20 anos)	anos
i	Taxa de desconto anual	%
t	Tempo	ano
$C_{O\&M}$	Custo de operação e manutenção	USD/ano
C	Custo de capital em USD, calculado a partir do produto entre o custo unitário (*Cun*) e a potência instalada do empreendimento	USD
Cun	Custo unitário	USD/kW
Cunmáx	Custo unitário máximo	USD/kW
TMA	Taxa mínima de atratividade	%

I. INTRODUÇÃO

I.1. Motivação e Justificativa

Ao longo dos tempos, o homem tem usado diversas fontes de energia, mas somente no século XIX passou a utilizar a eletricidade, com isto surgiram as primeiras usinas hidrelétricas em pequena escala, que visavam ao atendimento de pequenas localidades. Hoje, atrelado a este fato, temos as grandes usinas hidrelétricas, responsáveis por gerar eletricidade principalmente para grandes centros consumidores. Mais recentemente, a tecnologia hidrocinética (THC) surge como uma opção e pode ser uma alternativa de produção de energia renovável de uso localizado, promovendo a ampliação da oferta de energia elétrica em áreas isoladas e em pequenos centros agrícolas e industriais supridos por Sistemas Isolados (SI) e Geração Distribuída (GD).

O acesso à eletricidade é crucial para o desenvolvimento socioeconômico de uma sociedade em várias escalas (por exemplo, em nível comunitário ou nacional). Atualmente, carvão, gás natural, petróleo e outros combustíveis líquidos são as principais fontes de energia para a produção de eletricidade no mundo devido ao seu baixo custo e alta disponibilidade («Monthly OECD electricity statistics – Analysis - IEA», 2020, «World Energy Resources: International Geohydroscience and Energy Research ... - Charles E. Brown - Google Livros», 2020). Por outro lado, a geração de energia usando combustíveis fósseis contribuem majoritariamente para o aquecimento global. Há um mix de energia mais diversificado em todos os cenários revisados até 2040. Eles refletem um papel crescente das energias renováveis no futuro. No entanto, em cenários e perspectivas plausíveis, a participação geral de combustíveis fósseis tende a não ficar abaixo de 70% (dos atuais 80%) («GLOBAL ENERGY SCENARIOS COMPARISON REVIEW ABOUT THE WORLD ENERGY COUNCIL», 2019). Quantitativamente, com base nas emissões equivalentes de dióxido de carbono (CO_2) dos gases de efeito estufa, o carvão tem as emissões equivalentes mais altas de 1689 g de CO_2 eq / kWh, enquanto o gás natural contribui com até 930 g de CO_2 eq / kWh (KUMAR, DINESH; SARKAR, 2016). Em consonância com o citado acima, o esgotamento das reservas de combustíveis fósseis impacta diretamente o custo variável da eletricidade, sobrecarregando subsequentemente as comunidades de baixa renda, particularmente aquelas situadas em áreas remotas (VERMAAK; KUSAKANA; KOKO, 2014; ZOMERS, 2003). Estas situações motivaram o uso de fontes de energia

renováveis, como solar, eólica, hidrelétrica, geotérmica e biomassa («ABOUT THE WORLD ENERGY COUNCIL ABOUT ISSUES MONITOR», 2019, «Energy Revolution: Policies For A Sustainable Future - Howard Geller - Google Livros», 2003, «Renewables - Fuels & Technologies - IEA», 2020, GÜNEY, KAYGUSUZ, 2010). Destas fontes, a energia hidrelétrica é uma das mais limpas, confiáveis e previsíveis, com apenas 41 g de CO_2 eq / kWh de emissão de gases de efeito estufa na operação, inferior à geotérmica (170 g de CO_2 eq / kWh) e energia solar (90 g de CO_2 eq / kWh) (Evans, Strezov and Evans, 2009). Além disso, possui a maior capacidade de produção elétrica global na categoria de fontes renováveis. A partir de 2017, a energia hidrelétrica atingiu 1.114 GW de capacidade instalada, seguida pela energia eólica em 539 GW e células fotovoltaicas solares (FV) em 402 GW, com os 7% restantes contribuídos por outras fontes como geotérmica e biomassa (KUSCH-BRANDT, 2019).

Os conceitos operacionais das usinas hidrelétricas podem ser categorizados em sistemas convencionais e não convencionais. Os sistemas hidrelétricos convencionais convertem a energia potencial e cinética da água em energia elétrica. Esse sistema requer uma represa ou reservatório de água em um local específico para obter energia potencial gravitacional suficiente. Inclusive as usinas fio d'água precisam de uma infraestrutura civil com fins de regulação, mas não de armazenamento. No entanto, a construção de reservatório de água para grandes usinas hidrelétricas convencionais pode ter efeitos destrutivos sobre ecossistemas, habitats da vida selvagem, recursos naturais valiosos e assentamentos próximos (FRAENKEL, P. L., 2007; HOQ *et al.*, 2011).

A deterioração das árvores como resultado de inundações poderia potencialmente libertar uma grande quantidade de metano, gás que provoca o efeito estufa e contribui para o aquecimento global («Rios e mudanças climáticas | American Rivers», 2019, «Twelve Reasons to Exclude Large Hydro from Renewables Initiatives», 2003). Da mesma forma, embora sistemas hidrelétricos convencionais em menor escala às vezes omitam a necessidade de um reservatório de água (CASILA *et al.*, 2019), existe a necessidade de construção de um conduto para desviar o fluxo de água do rio para alcançar energia gravitacional suficiente (KAUNDA; KIMAMBO; NIELSEN, 2014; KHAN *et al.*, 2009; YAH; OUMER; IDRIS, 2017) podendo deixar marcas ecológicas negativas nas paisagens naturais. Portanto, esses sistemas convencionais são considerados menos sustentáveis, e os locais potenciais para o sistema também são limitados, pois são altamente dependentes do desnível da água (YAH; OUMER; IDRIS,

2017). Segundo ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2019) nos próximos anos haverá um crescimento modesto, a participação da energia hidrelétrica na geração de energias renováveis cairá de 62% em 2018 para 28% em 2050 porque a disponibilidade de recursos nos países da OCDE e as preocupações ambientais em muitos países limitam o número de novos projetos de médio e grande porte.

Por outro lado, um sistema hidrelétrico não convencional hidrocinético converte diretamente a energia cinética da água em energia elétrica sem a necessidade de desviar a corrente da água ou limitar um grande volume de água em um reservatório. Devido a esses fatos, existem mais locais com potencial disponíveis para a implementação desse sistema (VERMAAK; KUSAKANA; KOKO, 2014), (GUNEY, 2011). O sistema não convencional, referido principalmente como tecnologia hidrocinética (THC), é considerado um sistema de geração de energia mais sustentável entre as tecnologias de produção de eletricidade baseadas em hidrelétricas. Nas últimas décadas, houve um interesse crescente em atividades de pesquisa e implementações de sistemas hidrocinéticos em todo o mundo, como nos Estados Unidos, Reino Unido, Irlanda, Holanda, China e Coréia do Sul (ASSUMPTIONS KAY SMITH, FUELS LAUREN MAYNE, *et al.*, 2009, «Energia das ondas e das marés - Renovável», 2020, «Hydropower Basics | Department of Energy», 2020, «Pesquisa e desenvolvimento de energia marinha e hidrocinética | Departamento de Energia», 2020, «Water | Department of Energy», 2020, «World Energy Resources | 2016», 2016).

As THC's usam a energia cinética da água - ondas oceânicas, correntes em canais, rios e canais de maré - para produzir eletricidade (FOUZ *et al.*, 2019; GOTELLI *et al.*, 2019; LEE *et al.*, 2019; LEIJON *et al.*, 2018; LIU; PACKEY, 2014; PATEL; ELDHO; PRABHU, 2018). O conceito principal é equivalente ao de um sistema de turbina eólica (EDENHOFER, PICHS-MADRUGA, *et al.*, 2011, JOHNSON, PRIDE, 2010, ZHOU, KIMBALL, *et al.*, 2012), porém aproveita a energia cinética de um fluido com densidade energética mais alta (ANEEL, 2016; EDDINE *et al.*, 2007; JACOBUS VERMAAK; KUSAKANA; KOKO, 2013). Novas tecnologias de geração de energia a partir de HC estão principalmente em fase de desenvolvimento, demonstração e implantação de planta piloto e ainda não foram comercializadas no Brasil.

O termo tecnologia hidrocinética pode ser usado de forma variável com outros termos, como "hidro turbina de nível zero", "turbina de fluxo livre", "turbina de corrente de rio" para aplicação em rio ou "turbina de corrente de maré" para aplicação

em maré (HAGERMAN; POLAGYE, 2006; KHAN Ã; IQBAL; QUAICOE, 2008; LOOTS *et al.*, 2015; PREVISIC; BEDARD; POLAGYE, 2008; ROGER *et al.*, 2007). Em geral, esses termos se referem a um sistema hidrelétrico não convencional que opera em altitudes ultra baixas ou zero. Uma avaliação conduzida pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos classificou a tecnologia como uma turbina de nível baixo e baixa pressão, a fio do rio, que opera a uma elevação inferior a 0,2 m (RADKEY, 1981).

Segundo NIEBUHR, VAN DIJK, *et al.* (2019), projetos com potencial para gerar pelo menos 1.000 MWh anualmente (capacidade instalada de ~100 kW) podem alcançar custos nivelados de energia (LCOE) competitivos de aproximadamente US $ 0,07 a US $ 0,08 por kWh («Annual Energy Outlook 2015: With Projections to 2040 - Google Livros», 2015) e incentivos adicionais ao desenvolvimento de energia renovável podem reduzir ainda mais os custos de desenvolvimento de projetos. Essas oportunidades para a THC permitem novas áreas de aplicação e são a chave para a descoberta de um novo potencial energético em territórios anteriormente inexplorados, como seções longas de rios / canais, onde não há energia hidrelétrica convencional na forma de energia potencial disponível.

O Brasil é uma das maiores economias do mundo, cujo crescimento tem exigido quantidades consideráveis de energia. A matriz elétrica é de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 65,2% da oferta interna. As fontes renováveis representam 80,4% da eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (BRASIL), 2018). A Empresa de Pesquisa Energética – EPE previu que o consumo na rede elétrica cresce de forma acelerada entre 2016 e 2026, seguindo a retomada apontada no cenário econômico com o crescimento esperado no primeiro quinquênio de 3,2% ao ano, e nos cinco anos seguintes de 3,9% ao ano, passando de 516 TWh em 2016 para 741 TWh em 2026 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017). Atender esta demanda crescente sem aumentar e/ou avaliar a utilização dos recursos energéticos nacionais (tradicionais e alternativos), e eventualmente na possibilidade de importação ou integração regional (FLORES, 2018; NAÇÕES UNIDAS, 2003) não é trivial nem intuitivo.

O aumento pelo interesse e desenvolvimento de energia renovável (SLEITI, 2016), tanto no Brasil quanto no mundo, reacendeu o interesse no potencial de recursos hidrocinéticos para contribuir para a geração de eletricidade, a fim de atender à crescente demanda por energia elétrica (NUNES *et al.*, 2018). A energia hidrelétrica representa 61,85% em geração, com 109,33 GW de potência instalada em 2021 («Microsoft Power BI», [2021]). No Sistema de Informações do Potencial Brasileiro (SIPOT ELETROBRÁS, 2017), foi indicado um potencial hidrelétrico brasileiro de cerca de 246,31 GW. No entanto, segundo SCHAEFFER, SZKLO, *et al.* (2013) o potencial hidrelétrico total da Amazônia brasileira é estimado em 116 GW, o que representa quase 50% do potencial total da energia hidrelétrica brasileira.

Pelo lado da demanda, na última década, o consumo de eletricidade aumentou duas vezes até 516 TWh / ano, em parte devido à crescente qualidade de vida de uma classe média emergente. Já pelo lado da oferta, a expansão dos projetos das usinas hidrelétricas tem enfrentado problemas por restrições socioambientais como o conflito entre os usuários de água nas várias bacias de drenagem do Brasil (LEONARDO *et al.*, 2011; VON SPERLING, 2012). O crescimento demográfico e expansão da ocupação (organizada ou não) do território brasileiro tende a aumentar o número de indivíduos afetados por empreendimentos hidrelétricos. Segundo FILIZOLA, MELO, *et al.* (2015) e PORTUGAL-PEREIRA, SORIA, *et al.* (2015) existem preocupações, especialmente na bacia amazônica e outros ecossistemas ambientalmente sensíveis. O desafio na geração de energia hidrelétrica está no planejamento de novas ideias - e, portanto, novas competências que são frequentemente muito diferentes (LEONARDO *et al.*, 2011).

Tecnologias energéticas hidrocinéticas são relativamente novas em relação a outros sistemas de energia hidrelétrica. Porém, num cenário com ambientes saturados com construção de barragens de acumulação (onde todas as barragens possíveis já foram construídas), ou em locais onde não existe desnível o suficiente para construção da mesma, os projetos futuros de tecnologias hidrelétricas podem, portanto, limitar-se às tecnologias hidrocinéticas. Outro cenário seria projetos hidrocinéticos em rios localizados em áreas rurais, próximos de comunidades isoladas à beira do rio (comunidades ribeirinhas), com ou sem acesso a linhas de transmissão ou distribuição (CHOK; LIM; CHUA, 2019), porém não interligado ao Sistema Interligado Nacional - SIN com potencial para geração de eletricidade utilizando THC fornecendo eletricidade a um Sistema Isolado - SI. Em comunidades isoladas onde o acesso é difícil e utilizam

geradores movidos a combustíveis fosseis (diesel, gasolina), conforme D'AUTEUIL, BIRJANDI, *et al.* (2019), tais combustíveis causam efeitos negativos (NSAFON *et al.*, 2020; SALLEH; KAMARUDDIN; MOHAMED-KASSIM, 2019), podem levar dias para chegar a estes locais e ser muito dispendioso (D'AUTEUIL *et al.*, 2019), além dos riscos associados ao transporte destes combustíveis.

O aproveitamento da energia cinética da corrente dos rios pode ser aplicado no contexto de Geração Distribuída - GD que consiste na produção de energia elétrica utilizando geradores de pequeno porte através da micro e mini GD[1]. Normalmente a partir de fontes renováveis localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica e conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A utilização da GD pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de aumento da demanda elétrica e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016).

Desde 17 de abril de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

Por que hidrocinéticas dos rios funcionando como GD?

1) O Brasil possui uma das principais bacias hidrográficas do mundo;
2) O elevado potencial hidrocinético nestes locais;
3) Permite que os rios permaneçam habilitados para o transporte de bens e serviços;
4) Capacidade fabril e de engenharia, no país;

[1] Para efeitos de diferenciação, a micro geração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kilowatts (kW), enquanto que a mini geração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

5) A possibilidade de implantar parques hidrocinéticos fluviais;
6) Energia limpa e renovável;
7) É uma importante alternativa sustentável às áreas urbanas e rurais próximas a rede de distribuição de energia elétrica da região amazônica e do Brasil;
8) O consumidor ainda pode ser compensado pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
9) Subutilização da geração hidrocinética como GD para consumidores em comunidades isoladas próximas de rios;
10) Analisar se existe a necessidade da criação de políticas de incentivo a geração hidrocinética como GD que favorecem a expansão do potencial no país. Não existe hidrocinética como GD no país.

I.2. Objetivos

No Brasil, existem cerca de 250 localidades com sistemas elétricos isolados e dependendo de sua situação geográfica, podem representar oportunidade única para a implantação da THC, em substituição ou complementação a sistemas térmicos obsoletos e ineficientes. Cerca de 35% dos SIs estão no estado do Amazonas e 99% na região Norte do País (EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Segundo CACHAPUZ (2016), a proporção de domicílios com energia elétrica fornecida por distribuidoras no Brasil em 2010, por situação de domicílio, é bem semelhante em porcentagem, porém o atendimento das concessionárias no Brasil com eletricidade alcançava 99,1% dos domicílios urbanos e 89,7% dos domicílios rurais. Todas as regiões apresentavam uma cobertura acima de 90%, com exceção da região Norte, onde apenas 61,5% dos domicílios rurais tinham energia elétrica fornecida por distribuidoras. A introdução da energia elétrica para estes locais desprovidos de toda a espécie de infraestrutura é um passo na direção das aspirações das comunidades locais. Além disso, os centros urbanos atendidos da região não têm confiabilidade no suprimento (MANDELLI, BARBIERI, *et al.*, 2016). Neste sentido, as THCs passaram a ter uma importância maior no cenário nacional e mundial como uma alternativa viável de oferta de energia (FOUZ *et al.*, 2019; GOTELLI *et al.*, 2019; LEE *et al.*, 2019; LEIJON *et al.*, 2018; LIU; PACKEY, 2014; PATEL; ELDHO; PRABHU, 2018) e saber

o potencial hidrocinético dos rios com turbinas hidrocinéticas funcionando para SI e GD é um grande desafio.

Aspirando contribuir para o desenvolvimento socio econômico e sustentável, este estudo mostra conceitos da THC e implementa uma metodologia para quantificar o potencial hidráulico para a tecnologia hidrocinética de dois trechos do rio Amazonas situados entre os municípios de *Óbidos* - Pará (Oeste) e *Macapá* - Amapá (Leste) (Figura I.1) e *Manaus* (Oeste) e *Jatuarana* (Leste) (Figura I.2), identificando e calculando os potenciais teóricos, geográficos, técnicos e de mercado dos locais, discutindo sua atratividade como SI e GD.

Foi utilizado o comportamento hidrodinâmico do rio como base, usando um sistema profissional de modelos computacionais (código computacional livre) denominado SisBaHiA® (Sistema Básico de Hidrodinâmica Ambiental), registrado em nome do COPPE/UFRJ - Instituto Aberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), pela Fundação Coppetec, órgão gestor de convênios e contratos de pesquisa do COPPE/UFRJ (ROSMAN, 2018), («Modelo Hidrodinâmico», 2017, «SisBAHIA - Manual do Usuário», 2017), avaliando o potencial em segmentos extensos do rio Amazonas, aportando insumos técnicos importantes para orientar o desenvolvimento da tecnologia hidrocinética na Amazônia brasileira, onde a maioria dos sistemas são isolados, com termelétricas à diesel e comunidades perto dos rios sem acesso ao serviço elétrico. Os modelos hidrodinâmicos são modelos de circulação hidrodinâmica 3D ou promediados na vertical (2DH) otimizados para corpos de água naturais, onde os resultados podem ser tanto 3D quanto 2DH, dependendo dos dados de entrada.

Para a análise de atratividade, foi considerado dados com o balanço entre oferta e demanda para os próximos cinco anos que, consequentemente, apontam as necessidades futuras de expansão dos parques geradores ou da substituição das usinas atuais, de forma a garantir a segurança do suprimento de energia elétrica às localidades não conectadas ao SIN.

Serão apresentados dados originais e históricos na caracterização de trechos do rio Amazonas que refletem na persistência da velocidade, profundidade, seção transversal e variação da vazão. Este trabalho faz uma análise qualitativa e quantitativa

do potencial técnico e econômico e do potencial de mercado sob perspectiva industrial, socioeconômica e ambiental, apresentando as previsões de necessidades de contratação por ano (para expansão ou substituição da oferta de energia existente), dos SIs sob concessão das distribuidoras CEA, CELPA, Petrobras e AMEN.

Verifica-se através de revisão de documentos os custos da geração de eletricidade com THC, eólica, solar fotovoltaica, térmicas de SIs e a tarifa média residencial do Norte do País.

Analisa-se quanto de CO_2 e óleo diesel será removido do ambiente se ocorrer a substituição total e parcial dos Sistemas Isolados à diesel que estão as margens dos segmentos do rio Amazonas, realizando uma análise comparativa com a tecnologia hidrocinética em SIs, associados ou não a termelétricas para geração de eletricidade.

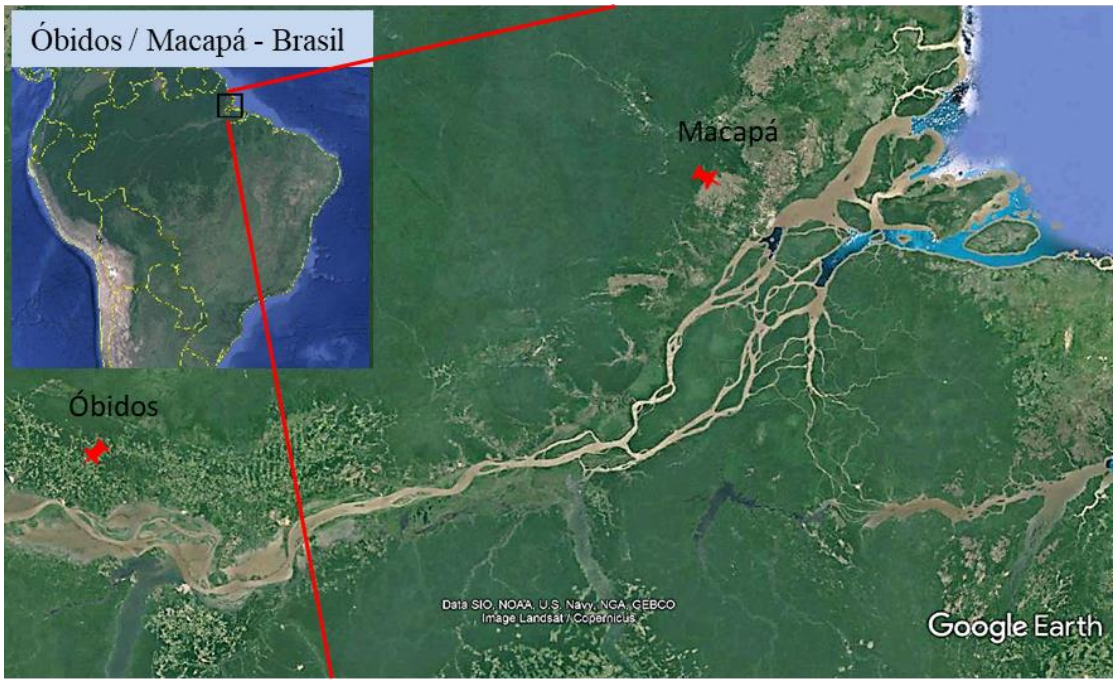


Figura I.1. Costa norte do Brasil: Região do Amazonas.

Fonte: Adaptado de Google Earth (10/2018) (*Google Earth*, 2018).

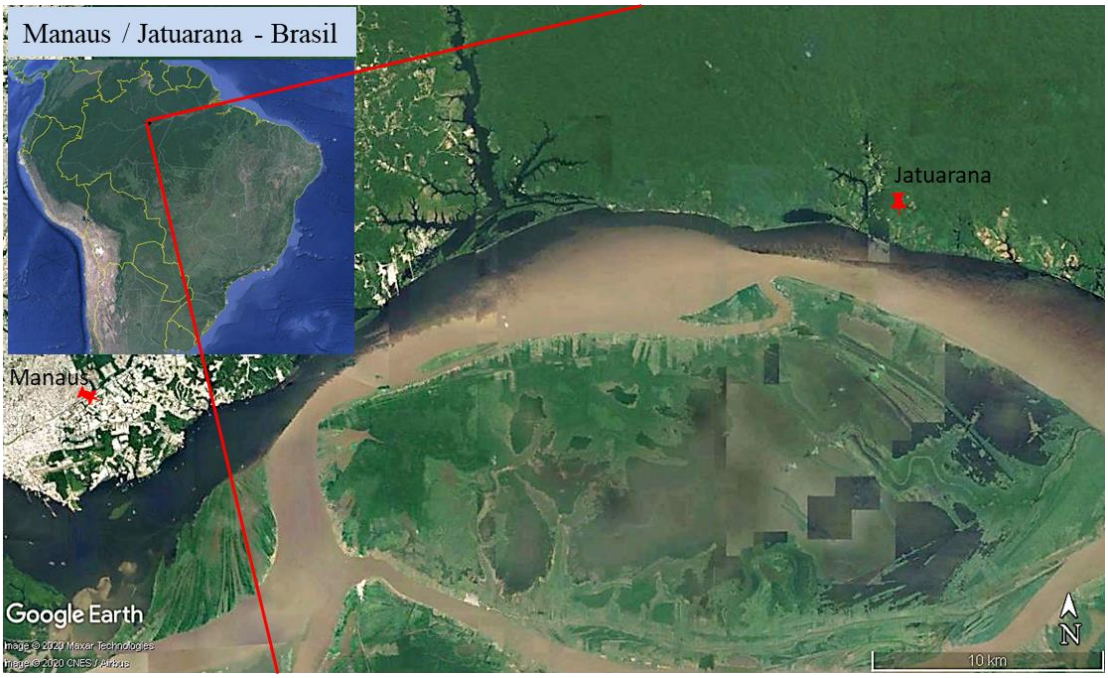


Figura I.2. Manaus – AM: Região do Amazonas.

Fonte: Adaptado de Google Earth (10/2018) (*Google Earth*, 2018).

A Figura I.3 mostra situações que devem ser superadas para que a tecnologia hidrocinética como SI e GD seja desenvolvida no Brasil.

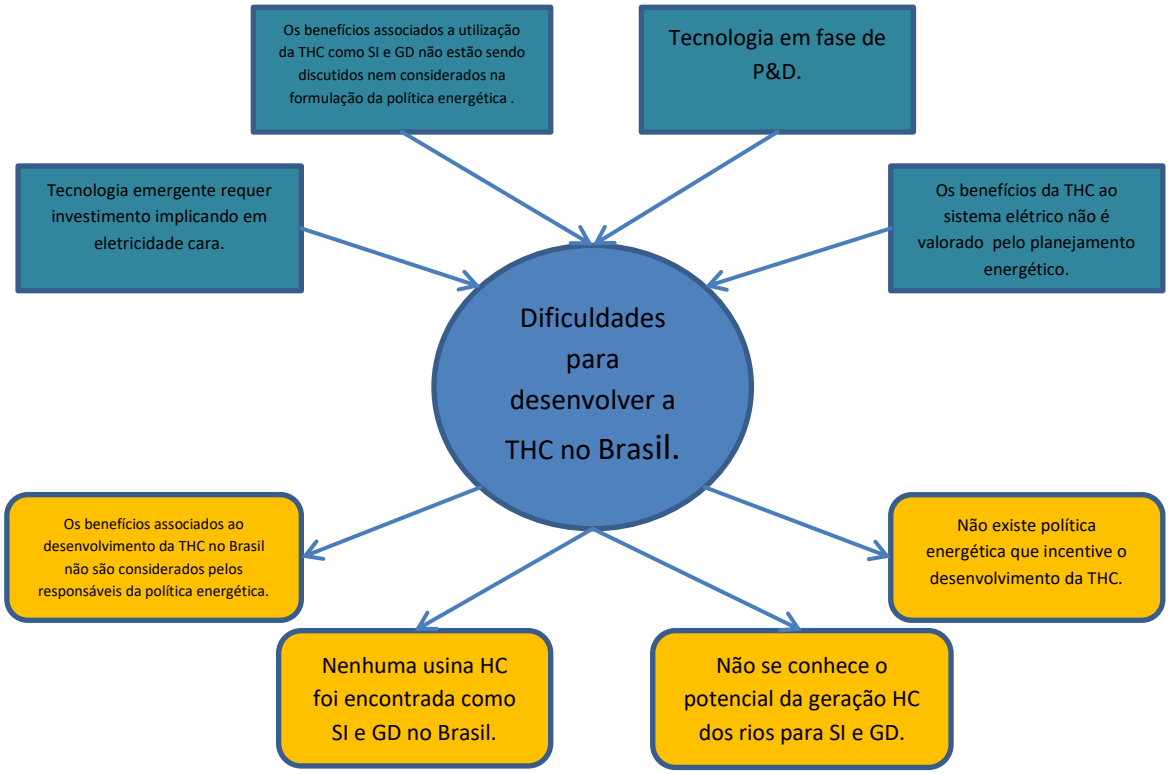


Figura I.3. Dificuldades que a THC enfrenta no Brasil.

Fonte: Elaboração própria

A construção de grandes hidrelétricas na região amazônica, não foram concebidas para resolver o problema da energia para as populações locais, mas para suprir a demanda de eletricidade dos grandes e distantes centros consumidores. Nesse contexto, a geração hidrocinética é uma importante alternativa sustentável às áreas urbanas próximas e rurais próximas ou não a redes de distribuição de energia elétrica da região amazônica e do Brasil.

I.3. Organização do trabalho

O Capítulo II dá uma visão geral da Tecnologia Hidrocinética - TCH, descrevendo o estado da arte com um retrospecto histórico da utilização da energia hidrocinética para geração de energia elétrica no Brasil e no mundo e sua evolução tecnológica nos países pioneiros na utilização da energia hidrocinética em seus parques geradores de energia elétrica. Serão demonstrados os principais tipos de turbinas e respectivas ancoragens. Um balanço das instalações mundiais em operação e das perspectivas futuras de novas instalações completará o panorama mundial da energia hidrocinética.

No Capítulo III, é desenvolvido uma metodologia de análise de potenciais hidrocinéticos fluvial com o objetivo de localizar áreas estratégicas para implantação da tecnologia hidrocinética para os dois trechos do rio Amazonas: 1º trecho localizado entre Óbidos – Pará (Oeste) e Macapá – Amapá (Leste) e 2º trecho localizado entre Manaus (Oeste) e Jatuarana (Leste) no Amazonas. Nesse capítulo serão abordados os principais aspectos que influenciam a produção de eletricidade a partir da correnteza dos rios tais como a velocidade, profundidade, persistência das velocidades entre outros. Uma vez realizada a caracterização local com as características peculiares de cada local, para cada uma delas será calculada a produção elétrica possível.

Uma vez com os dados do comportamento hidrodinâmico e perfil de abastecimento elétrico de cada localidade, será estimada a quantidade de eletricidade produzida por um tipo de turbina hidrocinética com a tecnologia mais madura no Brasil. Juntamente com os dados da produção energética da turbina serão levantados os principais pontos para uma análise de viabilidade econômica discutindo a atratividade econômica e ambiental da tecnologia hidrocinética em sistemas isolados.

O Capítulo IV tem por principal objetivo mostrar os conceitos, reunir informações através da coleta de dados e verificar a representatividade da Geração Distribuída – GD

nas regiões do país, principalmente para a região avaliada nesta tese, demonstrando como está a atuação da produção de eletricidade no esquema de GD no Brasil.

O Capítulo V mostra os conceitos dos Sistemas Isolados – SIs e seus aspectos geográficos. Foi realizado uma coleta de dados para verificar a representatividade dos SIs nas margens dos segmentos do rio Amazonas avaliadas nesta tese com suas respectivas distribuidoras de energia e mercado consumidor.

No Capítulo VI aplicamos a metodologia para os cálculos energéticos apontando os potenciais teóricos, geográficos e técnicos. Calculamos o potencial de mercado para hidrocinéticas atuando em SI e GD com substituição total ou complementação dos SIs. Verificamos e discutimos a atratividade econômica e ambiental dos segmentos com potencial hidrocinético sob perspectiva industrial, socioeconômica. Também será abordada a questão ambiental que envolve os parques hidrocinéticos. Assuntos como emissão de CO_2, impacto visual, entre outros, serão discutidos sempre comparados com as formas tradicionais de geração de eletricidade.

No Capítulo VII estão as considerações finais e conclusões do trabalho, analisando seu conteúdo em termos dos objetivos propostos. Também neste capítulo são resumidas as contribuições teóricas realizadas e apresentam-se ainda sugestões para futuros trabalhos.

II. TECNOLOGIA HIDROCINÉTICA - THC

II.1. Estado da arte da tecnologia de geração elétrica com geradores hidrocinéticos

A tecnologia que aproveita a energia cinética das correntes dos rios é apontada frequentemente como solução tecnológica que pode fornecer energia elétrica em pequena quantidade para áreas rurais, remotas (ALZAMORA GUZMÁN; GLASSCOCK; WHITEHOUSE, 2019; DAVILA-VILCHIS; MISHRA, 2014; GUNER; ZENK, 2020; SALLEH; KAMARUDDIN; MOHAMED-KASSIM, 2019) e montanhosas (BRADLEY, 2004; CASILA *et al.*, 2019; ELBATRAN *et al.*, 2018). Estudos de turbina hidrocinética para geração elétrica em comunidades ribeirinhas isoladas no Brasil foram apresentados por (BRASIL JR. *et al.*, 2007; SOUZA, FERNANDA MUNIZ DE; OLIVEIRA, 2003). Segundo KUSAKANA (2015) a geração elétrica com tecnologia hidrocinética está ganhando interesse como uma forma econômica de fornecer eletricidade a áreas isoladas, onde recursos hídricos razoáveis estão disponíveis. Várias publicações fornecem uma visão geral do estado da arte para a hidrocinética fluvial (HOQ *et al.*, 2011; KHAN *et al.*, 2009; KOSNIK, 2008; PREVISIC; BEDARD; POLAGYE, 2008; VERMAAK; KUSAKANA; KOKO, 2014).

Os dispositivos de conversão de energia hidrocinética convertem a energia hidrocinética em potência mecânica e acoplados a geradores produzem eletricidade. Em GÜNEY, KAYGUSUZ (2010) foram investigadas as formas de conversão da energia hidrocinética, e sobre a seleção adequada de uma turbina.

No mundo, pesquisa e desenvolvimento (P&D) está sendo feita para desenvolver tecnologias hidrocinéticas, quer seja para produção de eletricidade a partir da energia cinética das ondas e marés, quer seja a partir da correnteza de pequenos cursos de água, como riachos, rios, canais feitos pelo homem e a jusante de hidrelétricas. Muitas empresas têm investido no desenvolvimento de tecnologias hidrocinéticas com diferentes especificações, velocidades de operação e máxima potência fornecida. No artigo de VERMAAK, KUSAKANA, *et al.* (2014) encontra-se uma revisão das tecnologias empregadas por algumas empresas ao redor do globo. Segundo OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY (2016), o potencial hidrocinético da correnteza dos rios tecnicamente aproveitável nos Estados Unidos, previsto em 2013 é de 1381 TWh/ano (~159 GW).

Um trecho do rio Columbia, jusante da Wanapum e Barragens Priest Rapids, de propriedade da Grant County PUD foi estudado por ARANGO (2011), a fim de avaliar a viabilidade da introdução de turbinas hidrocinéticas num local a jusante da barragem, a velocidade é calculada igual a 1,57 m/s, com uma profundidade média de 9.88m. Em LIU, PACKEY (2014) foi discutido o potencial e a viabilidade de aumentar a produção de energia elétrica através da instalação de turbinas hidrocinéticas a jusante de usinas hidrelétricas convencionais existentes para estabelecer um "sistema hidrelétrico de ciclo combinado (CCHS)". As tecnologias básicas, como turbinas, métodos de amarração e característica modular de equipamentos foram estudadas por FAEZ HASSAN, EL-SHAFIE, *et al.* (2012) e GADONNEIX, BARNÉS DE CASTRO, *et al.* (2010).

No Egito SHAFEI, IBRAHIM, *et al.* (2015) propuseram uma abordagem para a sexta usina hidrelétrica que está associada com uma nova barragem em Assuão, onde será instalado uma fazenda de turbinas hidrocinéticas na bacia de dissipação dos vertedouros da barragem. Esta abordagem não se limita em ampliar a energia elétrica total, que era inexplorada no passado, mas também dissipar a enorme energia cinética a jusante das comportas. O total esperado de potência elétrica adicional a partir da barragem atinge 14,88 MW em comparação com 32 MW valor nominal da usina hidrelétrica existente.

No estuário do Minho, FOUZ, CARBALLO, *et al.* (2019) investigam a exploração de energia hidrocinética, o maior estuário do noroeste da Espanha e de Portugal, com foco no desempenho específico do local dos conversores de energia hidrocinética (HECs) e sua variabilidade anual. Um modelo numérico de hidrodinâmica de ponta foi implementado e validado com sucesso com base em dados de campo. Um HEC de terceira geração - para ser mais específico, a nova turbina *Smart Freestream* - é considerada, e seu desempenho no local com maior potencial é avaliado por meio de: (i) eficiência específica do local, (ii) fator de disponibilidade e (iii) fator de capacidade. Concluíram que, embora a eficiência específica do local não varie significativamente, os fatores de disponibilidade e capacidade apresentam uma variabilidade anual (sazonal) substancial.

Apesar de muito otimismo sobre o potencial das turbinas hidrocinéticas nos rios, a realidade é que muito poucas turbinas foram implantadas. As barreiras para sua ampla implantação incluem, acima de tudo, o custo por kW instalado em rios que raramente fluem a mais de 1 m / s, muito aquém dos 3 m / s nos quais a potência nominal é

tipicamente citada. Embora os projetistas de sistemas conectados à rede busquem o máximo rendimento anual de energia, pequenos sistemas fora da rede com capacidade de armazenamento limitada geralmente devem buscar o custo mínimo por kWh entregue. Um fator adicional é que poucos rios de fluxo rápido são profundos o suficiente para acomodar turbinas de fluxo axial maiores, de diâmetro de aproximadamente 1m. KIRKE (2019) examina esses fatores, sugere medidas para resolvê-los e descreve uma turbina simples de fluxo cruzado de eixo horizontal de baixo custo com área de varredura muito maior e capaz de gerar mais energia do que uma turbina de fluxo axial de diâmetro semelhante. Em CONTRERAS, LOPEZ, *et al.* (2018) são realizadas simulações numéricas tridimensionais instáveis do fluxo de água através de uma turbina hidrocinética de eixo horizontal do tipo Garman. O estudo foi realizado com o objetivo de estimar a influência da inclinação da turbina em relação ao fluxo de entrada no desempenho da turbina e forças que atuam no rotor.

A indústria hidrocinética avançou além de sua fase inicial de testes, com projetos em larga escala sendo introduzidos, construídos e testados globalmente. No entanto, obstáculos primários, como reduzir o custo desses sistemas, otimizar sistemas e matrizes individuais e equilibrar a extração de energia com impacto ambiental, ainda requerem atenção antes de se obter sucesso comercial. NIEBUHR, VAN DIJK, *et al.* (2019) revisam tecnologias de ponta em pequena escala, para avaliar barreiras, incluindo lacunas no conhecimento, informações e dados, além de avaliar as limitações de tempo e recursos dos proprietários e operadores de infraestrutura de água. Um estudo de caso resume o projeto e a implementação da primeira instalação hidrocinética moderna e permanente na África do Sul.

No Brasil, esforços em P&D realizados para a utilização de turbinas hidrocinéticas em rios brasileiros, como o projeto Tucunaré – Turbinas hidrocinéticas para o aproveitamento do potencial remanescente a jusante de usinas hidrelétricas («Energia Hidrocinética: Projeto Tucunaré apresenta resultados e busca parceria para desenvolver protótipo de turbina | Agencia Eletrobras Eletronorte», 2016, SOUZA, Josiane do Socorro Aguiar de, BRASIL JUNIOR, *et al.*, 2015). BAKHSHANDEH ROSTAMI, FERNANDES (2015) e ROSTAMI, ARMANDEI (2017) investigam efeitos sobre as características operacionais, tais como velocidade máxima angular e razão de velocidade de ponta, torque obtido da turbina, fenômenos de movimento induzidos e seu desempenho com tecnologia que pode ser aplicada em fontes com fluxo de corrente,

como canais de irrigação e fluxos industriais, rios, e podem constituir uma fonte de geração de eletricidade através da instalação de geradores hidrocinéticos.

O trabalho de FILIZOLA, GUYOT, *et al.* (2009) teve como foco identificar áreas com grande potencial hidrocinético no Brasil localizado na parte mais ocidental da Bahia. Os dados recolhidos foram utilizados para criar uma base de dados para serem usados em um software GIS para criar mapas que revelem o potencial hidrocinético de cada comunidade em estudo.

Segundo (FILIZOLA, MELO, *et al.* 2015), existem recursos hidrocinéticos próximos dos centros da bacia Amazônica do Brasil e endossam a viabilidade preliminar da geração hidrocinética dos rios como uma opção para geração de energia elétrica renovável até então inexplorada para a região. A geração hidrocinética potencialmente permite o fornecimento de energia elétrica renovável, permitindo também que os rios permaneçam habilitados para o transporte de bens e serviços, preservando assim as ligações de transporte regionais existentes que de outra forma seriam impedidas pela construção de um projeto hidrelétrico de represamento convencional.

No Brasil, a Baía de São Marcos no Estado do Maranhão apresenta um alto potencial energético para o aproveitamento elétrico das correntes de maré, tendo sido cogitada para instalação de parques de conversores de energia hidrocinética (GORBENA *et al.*, 2015). São consideradas a localização, a quantidade de potência extraível em cada parque e os processos hidrodinâmicos, sedimentológicos e morfológicos. Foram analisados cenários hidrossedimentológicos, com uso do código computacional denominado SisBaHiA®, desenvolvido na COPPE/UFRJ. Três regiões foram identificadas para a instalação dos parques, nas quais podem ser gerados 134 GWh/ano. Simulações numéricas realizadas por (BARROS, Maria de Lourdes Cavalcanti, ROSMAN (2018) e BARROS, M. L. C., ROSMAN, *et al.* (2015) utilizando o SisBaHiA demonstram o comportamento hidrodinâmico no remanso da UHE Jirau e a complexa Baía de Vitória no Brasil. O trabalho de DE ABREU, BARROS, *et al.* (2020) simula cenários sazonais do comportamento hidrodinâmico aplicado a um trecho do rio Amazonas com base no SisbaHiA e as análises comparativas entre parâmetros simulados e experimentais.

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) elaborou um relatório onde especialistas em hidrologia amazônica da Universidade Federal do Amazonas (UFAM), com sede em Manaus, Amazonas - Brasil, analisam os dados hidrológicos existentes e outras informações disponíveis, a fim de determinar os níveis de viabilidade para implantação da tecnologia de energia hidrocinética de rio na bacia do Rio Amazonas (FILIZOLA *et al.*, 2015) utilizando a base de dados SO HYBAM. A investigação baseou-se em uma análise da base de dados SO HYBAM onde oferece um serviço de observação para controle geodinâmico, hidrológico e biogeoquímico da erosão / alteração e transporte de material nas bacias do Amazonas, Orinoco e Congo com objetivo de fornecer à comunidade de pesquisa os dados científicos necessários para entender e modelar o comportamento dos sistemas e suas dinâmicas de longo prazo (FILIZOLA; GUYOT, 2004; FILIZOLA; GUYOT; GUIMARÃES, 2009; IRD, 2018).

O trabalho de HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017) mostrou que é viável a maximização do desempenho das usinas hidrelétricas aproveitando a energia restante a jusante de barragens através da instalação de turbinas hidrocinéticas. Os autores concluíram que o desenho, o diâmetro e a velocidade do rotor são fundamentais e dependem da profundidade e velocidade do rio, respectivamente. Utilizaram no estudo, o modelo de Saint-Venant (desenvolvido para análise de escoamento transiente em águas rasas onde atue a pressão atmosférica ao logo de toda a superfície livre) (DA SILVA HOLANDA *et al.*, [S.d.]).

Um dos principais desafios para o desenvolvimento de usinas hidrocinéticas em rios é a dificuldade em estimar o potencial energético do sistema e a viabilidade econômica. O estudo de FELIPE, SANTOS, *et al.* (2019) aplica uma metodologia para estimar o potencial hidrocinético de dois rios localizados na bacia do rio Amazonas. A metodologia é baseada em simulações numéricas de rios usando o *software* ANSYS CFX com o auxílio de dados experimentais, como batimetria, juntamente com dados coletados em campanhas de medição de vazão para estudar pontos de velocidade máxima e planejamento da configuração da turbina nas regiões das seções transversais dos rios. Com base nessas análises, fatores como número de turbinas, potencial energético e viabilidade econômica (considerando incertezas) podem ser estimados. A potência instalada estimada nos locais foi de 109,5 e 31,5 kW, enquanto o custo nivelado de eletricidade variou entre 80 e 125 USD / MWh. Esses valores geralmente não eram competitivos em comparação com outras fontes renováveis no Brasil. A

inclusão da produção de energia hidrocinética no mercado de geração distribuída e o uso dessa tecnologia em comunidades amazônicas isoladas podem aumentar a viabilidade econômica diz os autores.

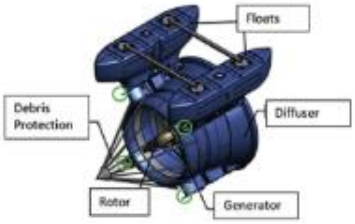
II.1.1. Principais tipos de turbinas hidrocinéticas

Vários tipos de turbinas hidrocinéticas estão disponíveis, dependendo das economias e escalas dos projetos pretendidos e outras considerações técnicas, práticas e geográficas (KHAN *et al.*, 2009). Analogamente aos sistemas de turbinas eólicas, existem dois modos principais de sistemas THC: rotores de eixo horizontal ou vertical. O primeiro é normalmente escolhido para aplicações de corrente oceânica em maior escala, enquanto o último é mais favorável para aplicações econômicas de corrente fluvial (BEHROUZI *et al.*, 2016).

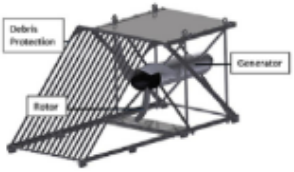
Pela literatura, percebe-se que não existe um consenso em qual é a melhor configuração para a turbina (ERIKSSON, BERNHOFF, *et al.*, 2008, YAO, LI, *et al.*, 2019) porém, segundo SALLEH, KAMARUDDIN, *et al.* (2019), entre várias turbinas hidrocinéticas de eixo vertical, a turbina Savonius, é considerada adequada para aplicações em correntes fluviais. A principal razão para o uso desta turbina é porque ela oferece um *design* de sistema mais simples, o que consequentemente leva a um menor custo de desenvolvimento em comparação com outras turbinas de eixo vertical (KUMAR, DINESH; SARKAR, 2016). Segundo SALLEH, KAMARUDDIN, *et al.* (2019), esta turbina é economicamente adequada para comunidades de baixa renda nas áreas remotas da Malásia e para países em desenvolvimento, vivendo perto de rios.

Além disso, dentro de cada categoria de classificação também são encontradas subcategorias que diferenciam os tipos de equipamento e inúmeras unidades HC modulares de pequena escala estão disponíveis no mercado, resumidas na Tabela II.1, a maioria das quais obtém resultados ótimos em velocidades entre 2,5 e 3 m / s. Várias dessas turbinas fazem uso de técnicas de aprimoramento: As turbinas (1) e (3) incorporam mecanismos de confinamento e difusor, enquanto que (4) utiliza alterações transversais. No entanto, a maioria dessas técnicas de aprimoramento é projetada para funcionar em um intervalo especifico de aplicação e geralmente é menos eficaz em cenários de fluxo lento ou velocidade mais baixa (NIEBUHR *et al.*, 2019).

Tabela II.1. Unidades de turbina disponíveis comercialmente.



1) Smart Duofloat («Eletrificação rural na Nigéria - SMART HYDRO POWER», 2017)
Fluxo axial - Gerador submerso
V = 2,8 m / s P = 5kW (1 m diâmetro)

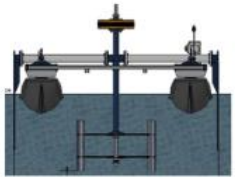


2) Freestream inteligente («Eletrificação rural na Nigéria - SMART HYDRO POWER», 2017)
Fluxo axial - Gerador submerso
V = 3,1 m / s P = 5kW (1m diâmetro)

3) Rio Hydroquest 1.4 («HydroQuest River - Hydroquest», 2018)
Fluxo cruzado - Darrieus
V = 3,1 m / s P = 40 kW

4) Waterotor Energy Tech («Tecnologias de energia para motores de água | Soluções para Energias Renováveis», 2018)
Fluxo cruzado - Savonius
V = 0,89 m / s P = 1,1 kW

5) Guinard Energies («Turbina hidrocinética P66 - 3,5 kW - Guinard Energies», 2018)
Fluxo axial - Faixa de saída de potência personalizada P = 130 – 3500W
Min V = 1 m / s



6) Série EnviroGen («Unidades de geração de energia - New Energy Corporation - Fabricante e desenvolvedor líder de turbinas hidrocinéticas», 2018)
Fluxo cruzado - H-Darrieus
V = 3 m / s P = 5 kW

7) ORPC RivGen (DONEGAN, 2016)
Fluxo cruzado - personalizado
V = 2,3 m / s P = 15 kW

8) HeliosAltas («Soluções HeliosAltas Micro-Hydro - HeliosAltas», 2018)
Fluxo cruzado - Faixa de saída de potência personalizada P = 100–500W Min V = 1,8 m / s

9) Sistema de energia in-stream («Yakima, Washington | instream», 2018)
Fluxo cruzado - H-Darrieus
V = 3 m / s P = 25 kW

Fonte: Adaptado de NIEBUHR, VAN DIJK, *et al.* 2019)

A Figura II.1 exemplifica a classificação mencionada. As imagens para esses arranjos estão ilustradas na Figura II.2.

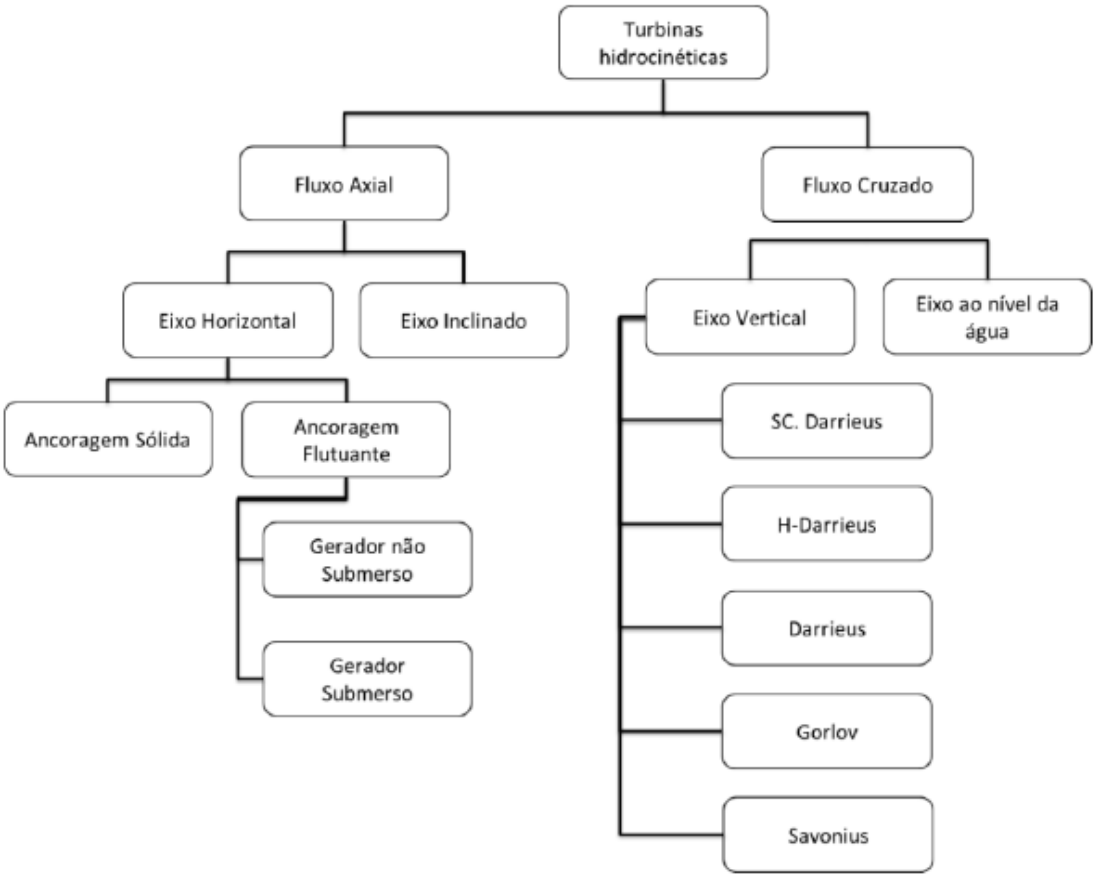


Figura II.1. Classificação das turbinas hidrocinéticas.
Fonte: (BEHROUZI *et al.*, 2016)

Figura II.2.Classificação das turbinas hidrocinéticas.

Fonte: (BEHROUZI *et al.*, 2016)

As turbinas de eixo horizontal possuem baixo torque de partida e maior eficiência, as de eixo inclinado são pouco eficientes e as de eixo vertical operam em qualquer direção do fluido, porém possuem um alto torque de partida (SILVA, 2014). As turbinas de eixo horizontal com gerador não submerso são menos eficientes, por incluir na transmissão, correias, mancais e engrenagens.

II.1.2. Principais tipos ancoragens fluviais

Basicamente existem dois tipos de ancoragem de geradores hidrocinéticos, ancoragem sólida, e ancoragem flutuante, cada qual com suas particularidades. No Brasil o de ancoragem sólida foi desenvolvido pela equipe de pesquisa do departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília, sendo instalada em Correntina no estado da Bahia em agosto de 2005 e em Maracá no Amapá em outubro de 2006 (BRASIL JR. *et al.*, 2007). O segundo tipo de ancoragem em que as turbinas hidrocinéticas podem apresentar é a ancoragem flutuante. Essa ancoragem é geralmente realizada com boias, onde essas irão dar sustentação para a turbina e impedir que o conjunto afunde.

A turbina da Figura II.3 é um exemplo de como o sistema de ancoragem sólida pode funcionar para pequenos rios. Ela apresenta fixação na margem do rio com o auxílio de hastes, parte do equipamento também deixado na parte seca da máquina. Nesse desenho é possível dispensar o uso de boias e de cabos para a ancoragem, porém é necessário firme fixação e suportes robustos. A Figura II.4 mostra alguns tipos de ancoragem sólida.

Figura II.3. Turbina hidrocinética 2ª geração – desenvolvida pela UnB.

Fonte: (BRASIL JR. *et al.*, 2007)

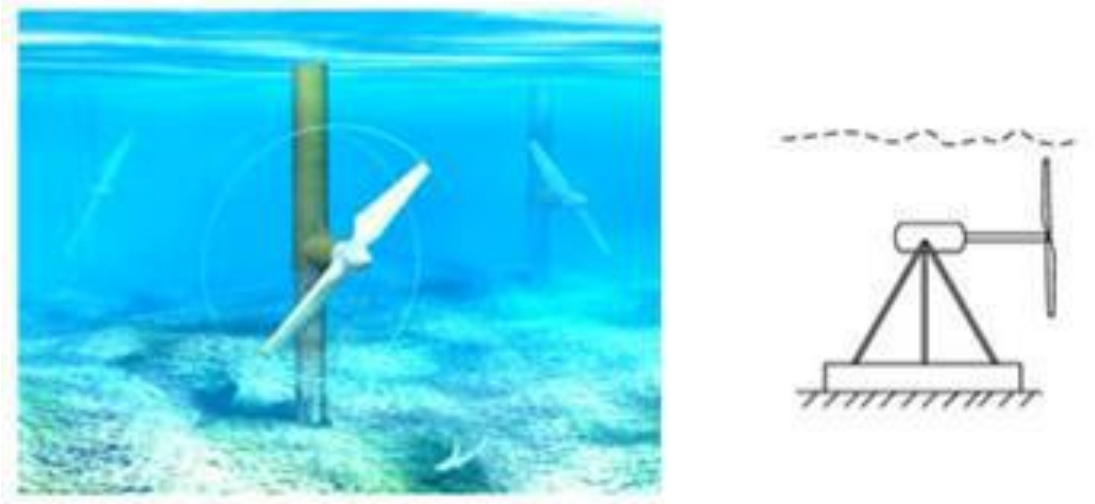


Figura II.4. Campo de turbinas hidrocinética de ancoragem sólida.
Fonte: (BEHROUZI *et al.*, 2016)

A ancoragem flutuante geralmente é realizada com boias, onde essas irão dar sustentação para a turbina. Para esse caso, também são usados cabos fixados nas margens para que a correnteza não desloque o equipamento para longe do local projetado. Esse arranjo pode ser usado no caso em que a turbina ficará mais afastada da margem, ou quando se julgar necessário. Tanto turbinas axiais ou turbinas de fluxo cruzado (BACHANT; WOSNIK, 2016) podem ser usadas nessa configuração, como é visto na Figura II.5 e Figura II.6.

Figura II.5. Exemplo de turbina de fluxo cruzado com ancoragem flutuante.
Fonte: (BEHROUZI *et al.*, 2016)

Figura II.6. Exemplo de turbina de fluxo axial com ancoragem flutuante.
Fonte: («Hydrokinetic in-stream turbines river & canal – SMART HYDRO POWER», 2019)

II.1.3. Evolução da tecnologia hidrocinética no Brasil

De acordo com a revisão da literatura disponível, percebe-se que o número de trabalhos sobre geração de energia elétrica através de plantas hidrocinéticas não é significativo. As várias causas para esse fenômeno vão desde a pequena potência gerada nessas instalações, a dificuldade de instalação desse tipo de equipamento ou a dificuldade de encontrar correntes com geografia e velocidade ideais para a exploração.

No Brasil encontram-se alguns bons exemplos, por meio de incentivos a pesquisa, o país tem sido capaz de desenvolver turbinas hidrocinéticas inovadoras para o atendimento a populações isoladas da rede elétrica. Sendo assim, é interessante mostrar a evolução da turbina hidrocinética no país.

A indicação do melhor local para instalar a turbina hidrocinética, leva em conta a topografia e as características do rio, como sua largura, profundidade, velocidade e vazão. Os locais com maior potencial são as regiões de curso d'água com declividades mais acentuadas (FILIZOLA *et al.*, 2015; FILIZOLA; GUYOT; GUIMARÃES, 2009).

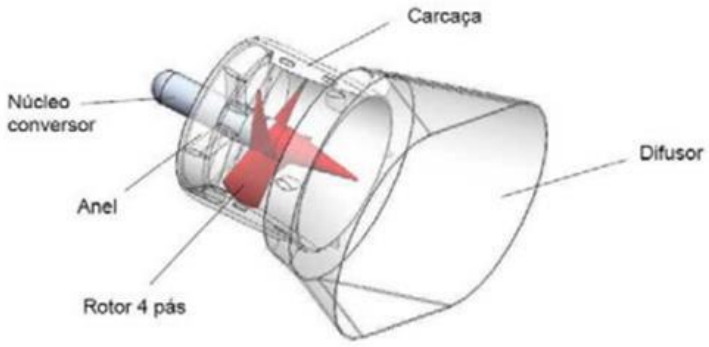
A pesquisa sobre turbinas hidrocinéticas iniciou no departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília em meados dos anos 80, sendo o projeto da primeira turbina datada em 1987. A partir daí sucederam-se vários projetos de turbinas, porém a primeira a ser instalada foi a chamada Geração 1, no município de Correntina na Bahia (BRASIL JR. *et al.*, 2007). Nos testes realizados em escoamento com velocidade de 2 m/s, foram obtidos a potência de 1,5 kW.

ALMEIDA, DIAS (2004) projetaram, construíram e instalaram uma turbina hidrocinética axial de pequeno porte, para rios na faixa de velocidade entre 1,33 a 2 m/s e profundidade mínima de 2 m. A turbina é equipada com três pás com diâmetro externo de 1,4 m e proporciona uma potência de 1kW. O mesmo autor verificou que as pás das turbinas hidrocinéticas são menores que as correspondentes usadas em turbinas eólica, para a mesma potência, devido a água possuir uma massa específica 835 vezes maior que o ar, o que faz a velocidade do vento de aproximadamente 75 m/s corresponder a velocidade da água de 3 m/s. As turbinas hidrocinéticas por apresentarem baixa velocidade de rotação, em torno de 25 rpm, permitem que os peixes circulem livremente entre as pás.

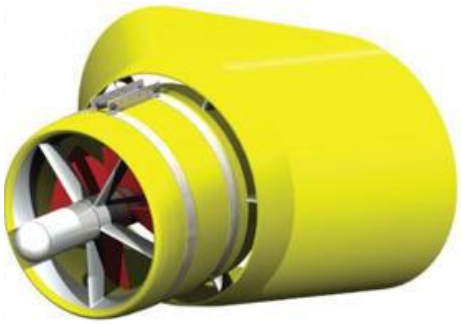
Em 2005, foi desenvolvida uma segunda turbina chamada de Geração 2. Algumas inovações foram feitas nesse novo equipamento, foi acoplado ao equipamento um difusor cônico para desacelerar o escoamento na saída da turbina, criando uma região de baixa pressão, aumentando a velocidade do escoamento na entrada e o coeficiente de potência da máquina. Como desvantagem, a nova configuração ficou com dimensões maiores e apresenta a restrição de uso em rios com profundidade menor que 2 metros. Essa turbina foi desenvolvida pela equipe de pesquisa do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília, sendo instalada em Correntina no estado da Bahia em agosto de 2005 e em Maracá no Amapá em outubro de 2006 (BRASIL JR. *et al.*, 2007).

Com o passar do tempo a equipe de pesquisa da UnB desenvolveu um terceiro modelo de turbina – Geração 3 (Figura II.7). Foi concebido um novo projeto, agora mais compacto e com desempenho melhorado. Nessa versão o rotor foi acoplado ao restante do equipamento, operando dentro da água acoplado ao eixo. Houve um novo desenho para o difusor, contribuindo, portanto, para o melhor desempenho. Para essa turbina o uso do novo difusor melhora consideravelmente a eficiência da máquina. Essa turbina foi projetada para operar com vazão de 2 m/s e rotação de 100 rpm, tem

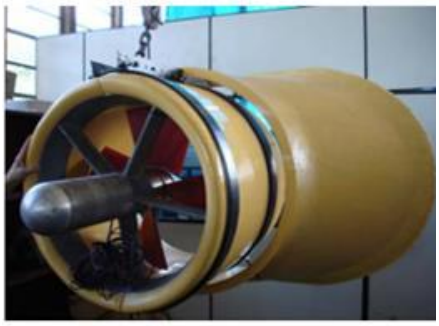
durabilidade aproximada de 30 anos, baixos custos de manutenção e dispensa preparações para a instalação. As desvantagens do equipamento são: pequena capacidade de geração de energia (aproximadamente 750 W) e fabricação em pequena escala (BRASIL JR. *et al.*, 2007).



(a) Desenho com vista interna.



(b) Desenho com vista externa.



(c) Projeto em sua concepção.

Figura II.7. Protótipos da turbina Geração 3.
Fonte: (BRASIL JR. *et al.*, 2007)

II.1.4. Contexto internacional

Em 2011, os Estados Unidos possuíam menos de 1MW de usinas hidrocinéticas instaladas, em comparação com mais de 77.000MW de capacidade de geração hidrelétrica convencional (HUNT *et al.*, 2018) e (- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017). Muitos projetos de desenvolvimento hidrocinético estão em andamento nos Estados Unidos - a partir de 2011, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) emitiu 70 licenças preliminares para projetos hidrocinéticos *(An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments*, 2013). Alguns especialistas preveem que a energia hidrocinética poderia

fornecer 13.000 MW de nova capacidade de geração para os Estados Unidos em 2025 (ROGER *et al.*, 2007).

Muitas empresas pelo mundo têm investido no desenvolvimento de tecnologias hidrocinéticas com diferentes especificações, velocidades de operação e máxima potência fornecida. No artigo de VERMAAK, KUSAKANA, *et al.* (2014) encontra-se uma revisão das tecnologias empregadas por algumas empresas ao redor do globo, o resumo dessas turbinas encontra-se na Tabela II.2.

Tabela II.2. Diversidade de turbinas usadas por empresas estrangeiras.

Fabricantes	**Nome do modelo**	**Tipo de turbina**	**Velocidade Min./ Max.**	**Potência de saída**
Lucid Energy Pty., Ltd. (EUA)	Turbina helicoidal Gorlov	Eixo transversal helicoidal Darrieus	(0,6 m/s) sem limite	20kW, dependem do tamanho
Thropton Energy Services (UK)	Turbina de água corrente	Hélice de fluxo axial	(0,6 m/s) / dependendo do diâmetro	Até 2 kW e 240V
Tidal Energy Pty., Ltd. (Austrália)	Turbina Davidson-Hill Venturi (DHV)	Turbina de fluxo cruzado	Min. 2m/s	A partir de 4,6 kW
Seabell Int. Co., Ltd. (Japão)	Stream	Eixo transversal, Dual	(0,6 m/s)/sem limite	0,5- 10kW
New Energy Corporation Inc. (Canadá)	EnCurrent Hydro Turbine	Turbine de eixo transversal	Max. 3 m/s para máxima de potência	5 kW (e 10 kW)
Eclectic Energy Ltd. (UK)	DuoGen-3	Turbina de fluxo axial	Min. (0,93 m/s) / Max. (4,63 m/s)	8 amperes a 3,09 m/s
Alternative Hydro Solutions Ltd. (Canadá)	Turbina Darrieus de fluxo livre de água	Eixo transversal	(0,5 m/s) / depende do diâmetro	2- 3kW
Energy Alliance Ltd. (Rússia)	Unidade hidráulica submersível	Eixo transversal	Min 3 m/s	1- 5 kW (e > 10 kW)

Fonte: Adaptado de VERMAAK, KUSAKANA, *et al.* (2014)

Outro projeto no cenário mundial é desenvolvido pela companhia *Smart Hydro Power* (Figura II.8). A empresa que tem sua base na Alemanha já vendeu mais de 40 turbinas desde 2010, ano em que a empresa foi aberta. Com projetos em países como Peru, Colômbia, Nigéria, Índia e Indonésia. A turbina conta com o gerador acoplado no eixo do rotor. Difusor na parte traseira para otimização do fluxo de água, dois

flutuadores para manter a estabilidade, essa turbina também apresenta a versão com um flutuador. A geração de energia pode chegar a 5kW, o rotor tem 1000 mm de diâmetro e roda na velocidade entre 90 e 230 rpm, a turbina tem 1120 mm de altura, 1120 mm de largura e 2640 mm de comprimento.

Figura II.8. Turbina Smart Hydro Power.

Fonte: SHPT (2016)

Um interessante dado é a curva de potência da turbina na Figura II.9. Curva de potência turbina *Smart Hydro Power*., desenvolvida pela *Smart Hydro Power*, variando de acordo com a velocidade da corrente.

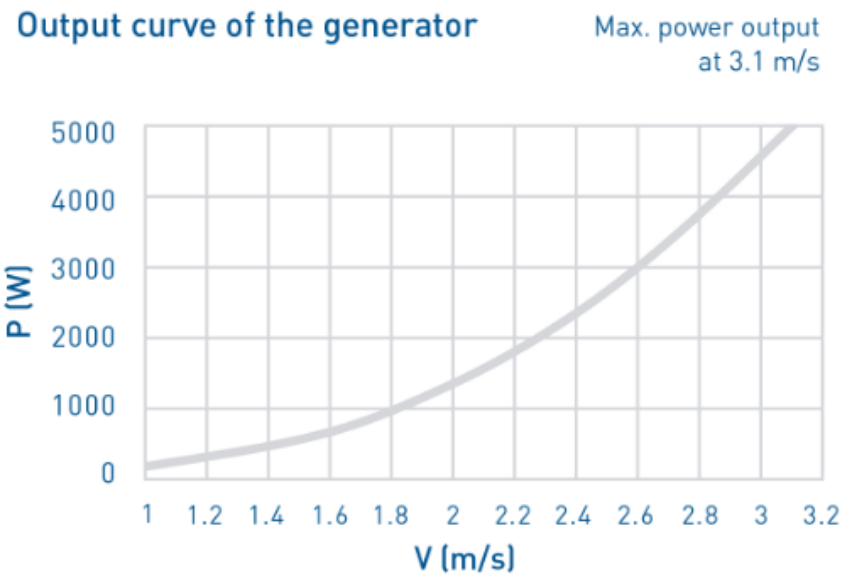


Figura II.9. Curva de potência turbina Smart Hydro Power.

Fonte: SHPT (2016)

O banco de dados de tecnologia marinha e hidrocinética do Departamento de Energia dos EUA fornece informações atualizadas sobre energia renovável marinha e hidrocinética, nos EUA e em todo o mundo. O banco de dados inclui energia das ondas, marés, corrente e oceano, e contém informações sobre as várias tecnologias de conversão de energia, empresas ativas no campo e desenvolvimento de projetos na água que ao todo somam 393 projetos, 294 tecnologias e 259 empresas. Dependendo das necessidades do usuário, o banco de dados pode apresentar uma captura instantânea de projetos em uma determinada região, avaliar o progresso de um determinado tipo de tecnologia ou fornecer uma visão abrangente de todo o setor de energia marinha e hidrocinética. O mapa de projetos de tecnologia marinha e hidrocinética (Figura II.10), mostra as fases dos projetos existentes no mundo conforme descrito na legenda (EUA, 2019).

- Fase 0 - Subdesenvolvidos: Projetos que tinham um local específico permitido ou em processo de permissão, mas depois serão apresentados.
- Fase 1 - Localização/Planejamento: Os projetos e as tecnologias de suas respectivas empresas que ainda não estão na água, mas podem ter solicitado ou já recebido uma licença ou podem estar realizando avaliações ambientais do local.
- Fase 2 – Desenvolvimento do local: Projetos e suas respectivas empresas que selecionaram um local e começaram a preparação do local (por exemplo, instalação de um cabo submarino).
- Fase 3 – Teste de dispositivo: Projetos nos quais os dispositivos estão passando ou foram submetidos a testes / comissionamento antes da implantação.
- Fase 4 – Implantada: Projetos comerciais que foram concluídos com todas as unidades de dispositivo na água ou projetos comerciais anteriores que tiveram uma remoção de todos os dispositivos e correção ambiental.
- Estágio desconhecido: O progresso deste projeto é atualmente desconhecido.

Figura II.10. Mapa de projetos de tecnologia marinha e hidrocinética no mundo.

Fonte: (EUA, 2019)

Alguns exemplos de instalação de HC estão incluídos na Tabela II.3. Muitas das aplicações eram instalações de teste de curto prazo, que avaliam o funcionamento a longo prazo (ANYI; KIRKE, 2010). Os projetos de energia hidrelétrica inteligente (Projetos de eletrificação em todo o mundo - SMART HYDRO POWER, 2020) são projetos instalados principalmente para fornecer soluções de energia descentralizada. Projetos como esses podem fornecer ideias sobre melhorias e otimizações adicionais nas instalações como o projeto Yakima (GUNAWAN, ROBERTS, *et al.*, 2015), onde os efeitos da THC na hidrodinâmica e nas operações do canal, incluindo a recuperação da vazão nos efeitos de esteira e remanso foram relatados e avaliados. A energia hidrelétrica de pequena escala e, em particular, os sistemas de energia da Hong Kong têm um grande potencial não apenas nas áreas rurais fora da rede (isolados), onde são necessárias fontes de eletricidade nos locais (KUSAKANA; VERMAAK, 2013), mas também nos países desenvolvidos onde a maior parte do potencial em larga escala foi

explorada e obras civis como a construção de barragens não são viáveis (YUCE; MURATOGLU, 2015). No Paquistão (um país estressado pela escassez de água), o potencial do sistema em pequena escala foi investigado e, em uma única região, foram instalados mais de 290 micro sistemas hidrelétricos de rios (com capacidade de cerca de 3 a 50 kW), acumulando uma capacidade de cerca de 3,5 MW (LAWS; EPPS, 2016). Isso destaca a capacidade dos esquemas hidrelétricos de pequena escala e enfatiza ainda mais a necessidade de melhorar as THC e a disponibilidade desses sistemas, o que poderia permitir uma mudança na caracterização do potencial e, portanto, uma maior variedade de locais potenciais para instalações hidrelétricas de pequena escala.

Tabela II.3. Exemplos de instalações HCs.

Descrição	**Faixa: diâmetro do rotor, velocidade, potência**	**Finalidade**	**Imagem**
Turbina de eixo horizontal no rio Nilo («hydrovolts.com», 2020).	Desconhecido	Bombeando água de irrigação para o Egito, Sudão e Somália.	
Turbina com duto HC de eixo horizontal Brasil («Energia Hidrocinética: Projeto Tucunaré apresenta resultados e busca parceria para desenvolver protótipo de turbina | Agencia Eletrobras Eletronorte», 2016).	0,8 m de diâmetro V = 2 m / s P = 1kW	Propósitos de demonstração pela Universidade de Brasília.	
Turbina HC de barcaça flutuante atual, Manitoba, Canadá («*Colorado initiative puts ag hydropower to work* | 2017-06-06 | Agri-Pulse», 2017).	1,5 m de diâmetro V = > 2 m / s P = 5kW	A turbina estava no local por menos de um ano, removida antes da formação de gelo no rio.	

Projeto de irrigação inteligente em Neiva, Colômbia («Eletrificação rural na Nigéria - *SMART HYDRO POWER*», 2017)**.**	1m de diâmetro V = 1,7 m / s P = 1,1 kW	Flutuador duplo, Alimentação de bombas de irrigação fora da rede. Operação 6 anos até o presente.	
Projeto conectado à rede *Smart Monofloat Roseheim*, Alemanha («Eletrificação rural na Nigéria - SMART HYDRO POWER», 2017).	1m de diâmetro. V = 0,7–3,5 m / s P = 2kW a 2,1 m / s	Turbina com único flutuador. A energia produzida alimenta a rede nacional compensada pela política de tarifa de alimentação alemã. Em operação desde julho de 2013.	
Projeto HC de Yakima, Canal Roza, EUA (GUNAWAN, ROBERTS, *et al.*, 2015)	3m de diâmetro (1,5 m de altura) V = 2,5 m / s P = 10,9 kW	Turbina H-Darrieus instalada em 2013 por um período de testes de 3 anos no canal Roza.	

Fonte: Elaboração própria

III. METODOLOGIA

Este estudo adota uma avaliação na análise de recursos hídricos, que leva em consideração as principais características dos rios para geração de eletricidade através de geradores hidrocinéticos funcionando como SIs e GD, quantificando e/ou qualificando os potenciais teóricos, geográficos, técnicos e de mercado. A Figura III.1 estabelece a diferença esquemática entre os potenciais teórico, geográfico, técnico e mercado dos ambientes em avaliação. Neste estudo, o potencial teórico será desenvolvido ao longo do projeto com dados das regiões em análise constituídos de fatores naturais, restrições físicas, conteúdo energético dos recursos hídricos e método para quantificar a energia primária conforme descrito abaixo. Os potenciais geográficos através de uma análise espacial restringindo a disponibilidade de área. O potencial técnico através das limitações técnicas da tecnologia e desempenho do equipamento utilizado. Também será discutido o potencial de mercado sob uma perspectiva industrial, socioeconômico e ambiental.

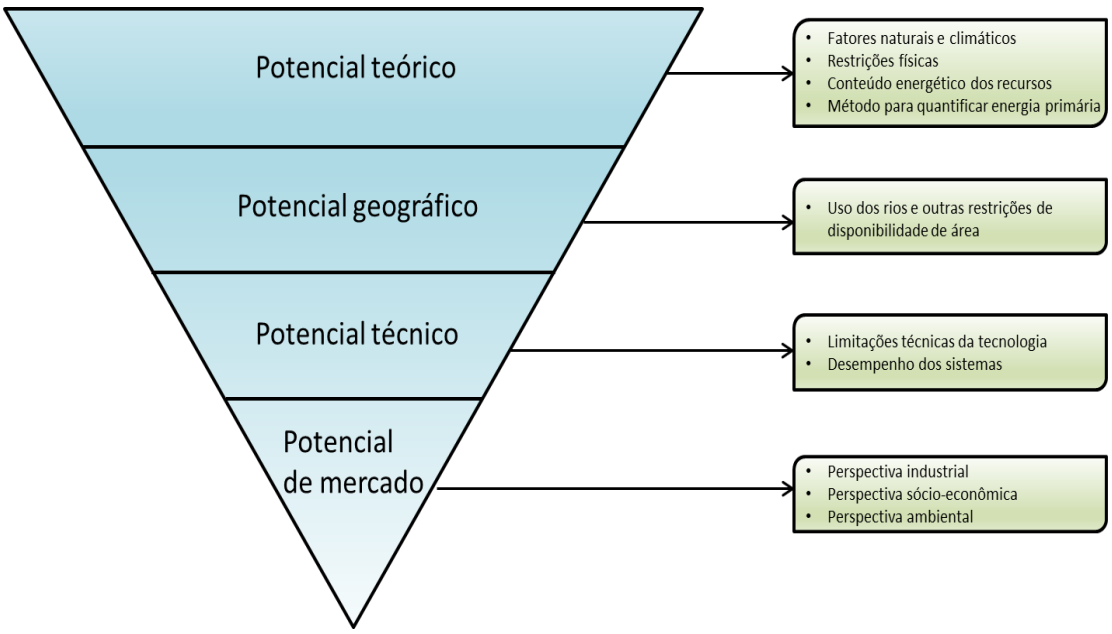


Figura III.1. Metodologia para limitar os potenciais da geração hidrocinética.
Fonte: Adaptado de ANGELIS-DIMAKIS, BIBERACHER, *et al.* (2011), LOPEZ, ROBERTS, *et al.* (2012), PORTUGAL-PEREIRA, SORIA, *et al.* (2015) e REPORT (2008).

Os recursos serão mapeados e analisados com o auxílio do modelo de análise hidrodinâmica de elementos finitos 2DH, com uso do código computacional SisBaHiA® (Sistema Básico de Hidrodinâmica Ambiental), desenvolvido na

COPPE/UFRJ («Modelo Hidrodinâmico», 2017, «SisBAHIA - Manual do Usuário», 2017, ROSMAN, 2015). Será estimado o potencial técnico e econômico de um trecho do Rio Amazonas em termos de geração de eletricidade por ano (kWh / ano).

O fluxograma da Figura III.2 pretende facilitar o entendimento da metodologia utilizada nesta tese. Num primeiro momento, a pesquisa pretende coletar dados esclarecer os pontos que tornam a THC uma fonte de energia renovável que pode ser utilizada como SI e GD, verificando quais são as diretrizes da Resolução Normativa - REN Nº 687 de 24 de novembro de 2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015) (ANEEL. REN 687, 2015) que à favorecem. Será avaliado em qual nível de desenvolvimento a tecnologia está no Brasil e os conceitos que a caracterizam como SI e/ou GD. Após a coleta de dados é importante verificar se existem informações do potencial da THC como SI e GD no local analisado. Em caso negativo deve-se realizar a caracterização local estabelecendo as condições necessárias para a extração eficiente de energia. Sabido isto, é verificado os potenciais teóricos, geográficos e técnicos dos segmentos. Se existir informações dos potenciais da THC como SI e/ou GD nos segmentos analisados, verificar se são suficientes. Em caso negativo verificar os dados novamente. Cada um dos segmentos e respectivos potenciais a serem analisados possui sua importância. Se algum dos potenciais teóricos e geográficos locais não forem suficientes, ignora-se a utilização da THC como SI e/ou GD no segmento. Para a determinação dos potenciais técnicos dos segmentos é preciso definir a tecnologia a ser utilizada com suas respectivas características. Definindo a tecnologia, determina-se o potencial técnico. Posteriormente o potencial de mercado local é elucidado sob perspectiva industrial, socioeconômica e ambiental. Com isto, uma nova pergunta é realizada para verificar se a THC é uma opção para expansão do parque gerador hidrocinético do segmento como SI e/ou GD. Em caso afirmativo será discutido propostas de incentivo para viabilizar a THC como SI e/ou GD. Em caso negativo ignorar a THC no segmento. Os detalhes dos procedimentos abordados para verificar os potenciais são descritos nas sessões seguintes.

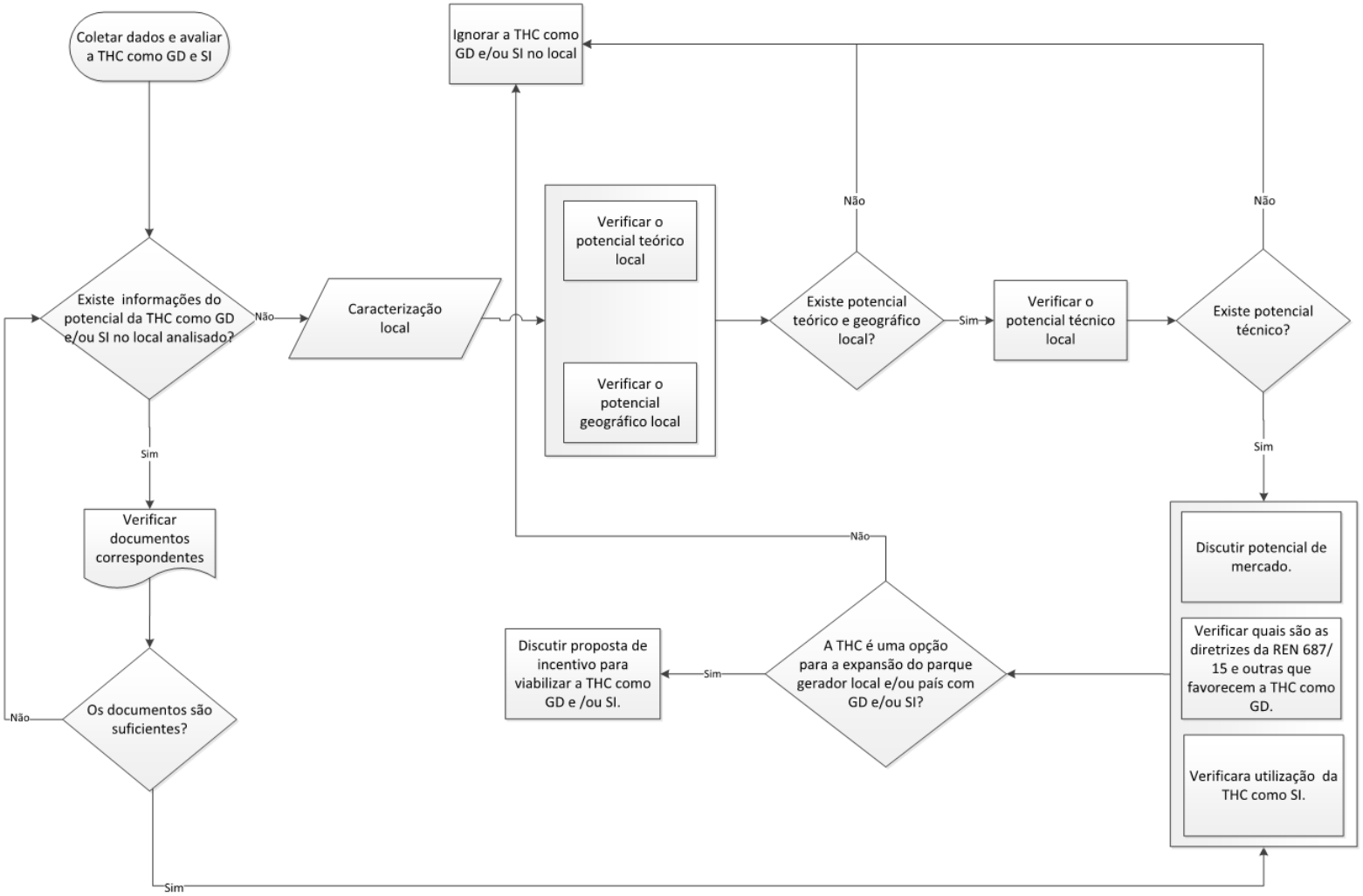


Figura III.2. Árvore de decisão que ilustra a metodologia seguida nesta tese.

Fonte: Elaboração própria

III.1. Caracterização local

Para avaliar o potencial da energia hidrocinética na geração de eletricidade, como GD e SI, devem ser identificados locais que possuam características específicas para a inserção de um gerador hidrocinético. Para isso, é essencial conhecer a velocidade atual do curso de água, histórico de vazão, largura e profundidade. Devido a essas características, determina-se o tipo de ancoragem e o modelo da turbina. No entanto, não há projetos maduros de turbinas THC no mercado nacional, portanto é importante decidir sobre um projeto de gerador hidrocinético, mesmo na fase de P&D, que tenha todos os detalhes técnicos dimensionados.

De acordo com as características, condições de operação e dimensões da turbina hidrocinética, uma seção no leito do rio deve ser escolhida onde o melhor desempenho é obtido para a instalação das turbinas. Para a escolha da seção do rio com as condições de implantação do sistema hidrocinético, será realizada uma análise utilizando o modelo hidrodinâmico, no qual o segmento do rio com menor largura (maiores velocidades) e profundidades (dados batimétricos) será considerado como critério. Neste estudo foi considerada uma velocidade média constante, mas na realidade, em rios ela é variável.

III.1.1. Condições necessárias para uma extração eficiente de energia

De acordo com a análise e informações disponíveis em ARANGO (2011), FILIZOLA, MELO, *et al.* (2015), GORBENA, JUNIOR, *et al.* (2015), HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017, RIGLIN, DASKIRAN, *et al.* (2016) e YAO, LI, *et al.* (2019) as condições necessárias para a extração eficiente de energia via turbinas de corrente de rios, podem ser resumidas como:

1. Velocidade dos rios maiores que 1,3 m/s. As velocidades ideais estão na faixa de 1,5 a 2,5 m/s. Será considerado o período que as velocidades maiores ou iguais a 1,5 m/s persistem em um ano.
2. A eficiência aumenta com o diâmetro da turbina, e formato das lâminas (KUMAR, ANUJ; SAINI, 2017a). Na literatura existe descrição de turbinas axiais (ERIKSSON; BERNHOFF; LEIJON, 2008) a partir de 0,8 m de diâmetro. Alguns exemplos podem ser vistos em LAWS, EPPS (2016). Neste estudo será utilizado uma turbina com diâmetro de 10 m.

3. A profundidade será entre 18 e 50 m. Considerado que o segmento utilizável da coluna de água fica ~5 m acima do nível inferior (fundo), e ~3 m abaixo do nível máximo do rio (superfície) com base nos trabalhos de FRAENKEL, Peter L (2007), («*Selecting sites for tidal current power extraction in Brazil R3 – Analyses of the effects of turbine array densities in the tidal currents in São Marcos Bay* - MA», 2009).

4. Largura e comprimento do local disponível para os geradores hidrocinéticos. De acordo com RIGLIN, DASKIRAN, *et al.* (2016), os efeitos de interação nas distâncias de separação lateral maiores que 2,5 diâmetros da turbina é insignificante. A interação de esteira por trás das turbinas causa uma redução de desempenho significativa para as turbinas a jusante dentro do espaçamento longitudinal de 6 diâmetros da turbina. Para MYERS, L, BAHAJ (2005) a distância entre as pás rotativas em uma linha lateral, transversal à direção da corrente, deve ser em torno de 3 diâmetros da turbina. Para evitar efeitos de esteira, a distância entre linhas ao longo da direção da corrente deve ser em torno de 15 diâmetros da turbina (MYERS, L E, BAHAJ, 2012, DOUGLAS, HARRISON, *et al.*, 2008, GORBENA, JUNIOR, *et al.*, 2015).

5. Para calcular os potenciais técnicos totais dos segmentos e evitar efeitos de esteira, neste trabalho a distância entre as pás rotativas em uma linha lateral, transversal à direção da corrente, será de 3 diâmetros + o diâmetro da turbina e a distância entre linhas ao longo da direção da corrente será de 15 diâmetros da turbina + o diâmetro da turbina, neste caso utilizou-se turbina de 10m de diâmetro que totaliza área horizontal unitária de 6400 m^2, porém para evitar ainda mais o efeito esteira no seguimento total acrescentou-se 35% da área ocupada ficando em torno de 8640 m^2 para cada turbina hidrocinética. O acréscimo de 35% pode ser acrescentado no espaçamento longitudinal para ajudar na recuperação de ~91% da velocidade.

   Obs.: O espaçamento entre as turbinas utilizado neste trabalho foi para calcular o potencial técnico total dos segmentos. Porém, caso o número de turbinas instalados nos segmentos seja menor que os calculados neste trabalho, a preocupação com a distância entre as pás para evitar os efeitos esteira não perderá sua importância, porém serão menores, pois a distância entre as turbinas poderá ser maior, prejudicando menos o fluxo natural da correnteza do rio.

6. A densidade das matrizes de turbina deve ser tal que o efeito de bloqueio no campo de fluxo não cause muito amortecimento nas correntes de rio.
7. A proximidade dos SIs com as localidades isoladas que demandam energia elétrica também é importante, pois quanto maior é a distância maior é o investimento em sistemas de distribuição de eletricidade.
8. A proximidade dos segmentos caracterizados pela GD, com o sistema de distribuição de energia elétrica que são SIs respectivamente, também é importante, pois no sistema de compensação de energia elétrica, a energia excedente ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, é cedida por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015); Para SIs é importante, pois quanto maior é a distância, maior é o investimento em sistemas de distribuição.
9. O levantamento de dados de vazão será obtido de estações fluviométricas, através do Sistema de Informações Hidrológicas (HidroWeb) elaborado pela Agência Nacional de Águas – ANA, que possibilita a caracterização do regime hidrológico ao longo do ano (ANA, 2015).

Em sequência, será realizado um apontamento, onde é possível visualizar a distância dos locais com potencial hidrocinético das comunidades que demandam energia elétrica de SIs, tornando mais visível os dados de velocidade e profundidade de cada curso d'água, possibilitando quantificar e qualificar áreas para possíveis instalações de geradores hidrocinéticos para SIs.

III.2. Potencial de energia hidrocinética

III.2.1. Metodologia para quantificar os potenciais energéticos de geradores hidrocinéticos para aplicação em GD e SIs

O potencial de geração de energia a partir de HC é limitado pelo potencial teórico[2]. Esse potencial é definido como a energia média anual disponível na energia

[2] O potencial teórico é derivado de parâmetros naturais e climáticos e pode ser determinado com uma precisão razoável. Representa o limite superior de energia que pode ser produzido por determinado recurso, baseado em princípios físicos e conhecimento científico disponível. Não leva em consideração perdas de energia no processo de conversão necessário ou qualquer tipo de barreiras (*An Evaluation of the*

cinética presente na corrente do rio. Determinar o potencial teórico requer considerar vários fatores, como o tipo de rio e córrego (*An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments*, 2013).

Em relação ao potencial técnico[3], é definido como a parte do potencial teórico que pode ser capturado usando uma tecnologia específica. Para cada fonte de energia, existem restrições tecnológicas que determinam quanto do potencial teórico pode realmente ser extraído. É conceituado por *An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments* (2013) como filtros de extração física e tecnológica. Neste trabalho, a unidade de geração de energia a partir de HC desenvolvida no projeto Tucunaré será utilizada como tecnologia de conversão de energia, como hidrocinéticas dos rios para geração de energia. As características gerais desta THC e suas condições operacionais são apresentadas na Tabela III.1.

Tabela III.1. Dimensões e condições de operação da THC – Tucunaré.

DIMENSÕES E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO	
GRANDEZA	**VALORES**
Capacidade instalada	500 kW
Tensão elétrica	400 V
Corrente	780 A
Frequência	60 Hz
Velocidade da corrente do rio	1.0 a 2.5 m/s
Potência nominal	11 kW (1.0 m / s) e 304 kW (3.0 m / s)
Potência máxima	304 kW
Profundidade do rio	18 a 50 m
Número de pás	3
Diâmetro do rotor	10 m
Nacelle fairing length	4.4 m

Fonte: Adaptado de ALCÂNTARA GOMES TEIXEIRA (2014)

O potencial de mercado será analisado calculando-se a demanda de energia das localidades supridas pelos SIs existentes, conforme (BIG-ANEEL, 2017, «IBGE | Brasil em Síntese | Brasil | Panorama», 2018) e quanto dessa demanda pode ser atendida pela eletricidade gerada pela THC.

U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013), VERBRUGGEN, FISCHEDICK, *et al.*, 2009).

[3] Potencial técnico seria a produção de energia obtida pela implementação completa de tecnologias ou práticas já demonstradas. Não é feita nenhuma referência explícita a custos, barreiras ou políticas, mas pode conter restrições práticas (An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013; VERBRUGGEN *et al.*, 2009).

Para quantificar a geração de energia a partir de hidrocinética nos rios e saber os potenciais teórico e técnico é importante calcular uma série de fatores. Para isto é preciso seguir uma sequência de cálculos que são demonstrados a seguir:

Para calcular o potencial teórico Pth_n (W) utiliza-se a vazão Q_n (m^3 / s) e a diferença de desnível ΔH_n (m) ao longo do comprimento do segmento. A velocidade desta THC para a geração de energia a partir de hidrocinética está entre 1,5 m / s e 2,5 m / s. Assim, a energia disponível depende principalmente da velocidade da correnteza (ORTEGA-ACHURY *et al.*, 2010). Portanto, uma multiplicação dos valores de vazão com a elevação e a densidade da água fornece o potencial hidrocinético teórico específico ao segmento conforme a Equação III-1:

$$Pth_n = \rho \,.\, Q_n \,.\, \Delta H_n \qquad [W]$$ Equação III-1

Onde:

Pth_n = potência hidráulica teórica [Watts]

ρ: massa específica 998 [kg/m^3] ou 9800 [N/m^3] da água a temperatura de 20 ºC

ΔH_n = alteração na elevação ao longo do comprimento do segmento [m]

Q_n = vazão [m^3 / s]

A energia cinética (E_c) de uma massa de fluido em movimento a uma determinada velocidade é dada pela Equação III-2 (LIU; PACKEY, 2014; PICOLO; RÜHLER; RAMPINELLI, 2014), onde m é a massa da coluna de água. O volume V da geometria do segmento é o produto entre a área transversal A e o comprimento d do segmento. Considerando que esta geometria está sendo atravessada por um fluido com velocidade v, o volume de fluido que atravessa o mesmo, é dado pelo produto entre a área transversal A, a velocidade v do fluido e o tempo t (Equação III-3).

$$E_c = \frac{1}{2} . m . v^2 \; [J]$$ Equação III-2

$$V = A . d = A . v . t$$ Equação III-3

A vazão Q do fluido é a taxa de variação temporal do volume V de fluido que atravessa a geometria do segmento de área transversal A e comprimento d conforme Equação III-4.

$$Q = \frac{dV}{dt} = A.v$$ Equação III-4

Em um regime de escoamento permanente e incompressível, o fluxo de massa que atravessa o segmento pode ser determinado pela Equação III-5.

$$\Phi_m = \frac{dm}{dt} = \rho.v.A$$ Equação III-5

Onde:

Φ_m é o fluxo de massa;

ρ: massa específica da água 998 [kg/m^3] ou 9800 [N/m^3] a temperatura de 20 ºC;

A energia cinética *E* pode ser rescrita a partir da Equação III-6

Onde:

Obtém-se:

$$E = \frac{1}{2}.\rho.V.v^2 = \frac{1}{2}.\rho.A.v.t.v^2 = \frac{1}{2}.\rho.A.v^3.t$$ Equação III-6

Com base na Equação III-6, são descritos os procedimentos para obter a potência hidrocinética, potência elétrica, eletricidade gerada e fator de capacidade das turbinas inseridas em uma seção transversal ao fluxo de água em 62 locais do rio Amazonas.

A potência é a taxa de variação temporal da energia, portanto, derivando a Equação III-6 em relação ao tempo, pode-se determinar a potência hidrocinética ($PHC_{n,i}$) disponível no rio que passa por uma seção transversal de área A_i (área das pás) no local *n* (Equação III-7).

Para determinar o número de geradores hidrocinéticos que são possíveis de serem instalados nas áreas dos locais *n* (NGA_n), é necessário calcular a área do local com potencial para geração de eletricidade a partir de geradores hidrocinéticos (A_n) e a área horizontal necessária para inserção de um gerador hidrocinético nos segmentos (neste caso A_d = *8640* m^2) seguindo as especificações do item III.1.1. Realizando a razão entre A_n e A_d é determinado o NGA_n que podem ser implantados no local com potencial. Aplicando o NGA_n na Equação III-7, o potencial hidrocinético no local *n* com o gerador hidrocinético *i* é calculado.

Equação III-7

$$PHC_n = \frac{dE}{dt} = NGA_n.\left(1/2\,.\rho.\frac{\pi.D_i^2}{4}.v^3\right) \quad [W]$$

Onde:

$PHC_{n,i}$: potência hidrocinética disponível no local *n* com o turbina *i* [W];

n: são 58 locais analisados (1 a 58) no 1º trecho e 4 locais analisados (1 a 4) no 2º trecho do rio Amazonas.

A obtenção da área da turbina *i* é conseguida com a Equação III-8:

Equação III-8

$$A = \frac{\pi.D^2}{4}\ [m^2]$$

Onde:

D: diâmetro da turbina *i* [m]

A: área frontal da turbina *i* [m^2]

v: velocidade média do curso d'água [m/s]

A eficiência de conversão de energia dos geradores hidrocinéticos, varia de acordo com o modelo e projeto. Atribuindo o Rendimento Geral (η_g) do conjunto mecânico e elétrico do gerador em 96% (segundo dados de fabricantes encontrados no mercado é de 93,7% e 98%), obtém-se a potencial técnico representado pelo potencial elétrico (PE_n) conforme Equação III-9:

Equação III-9

$$PE_n = NGA_n.\left(\eta_g.CP.1/2.\rho.\frac{\pi.D^2}{4}.v^3\right) \quad [W]$$

Na Figura III.3, é ilustrado uma adaptação do trabalho de HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017) variando o coeficiente de potência[4] (*CP*) em função da rotação da turbina hidrocinética (*rpm*) para as velocidades da corrente do rio e utilizadas na tese. A Figura III.4 representa a rotação da turbina em função da velocidade do rio.

[4] Rendimento mecânico de uma turbina hidrocinética. Quantidade de energia aproveitada no escoamento de superfície livre (KUMAR, ANUJ; SAINI, 2017b).

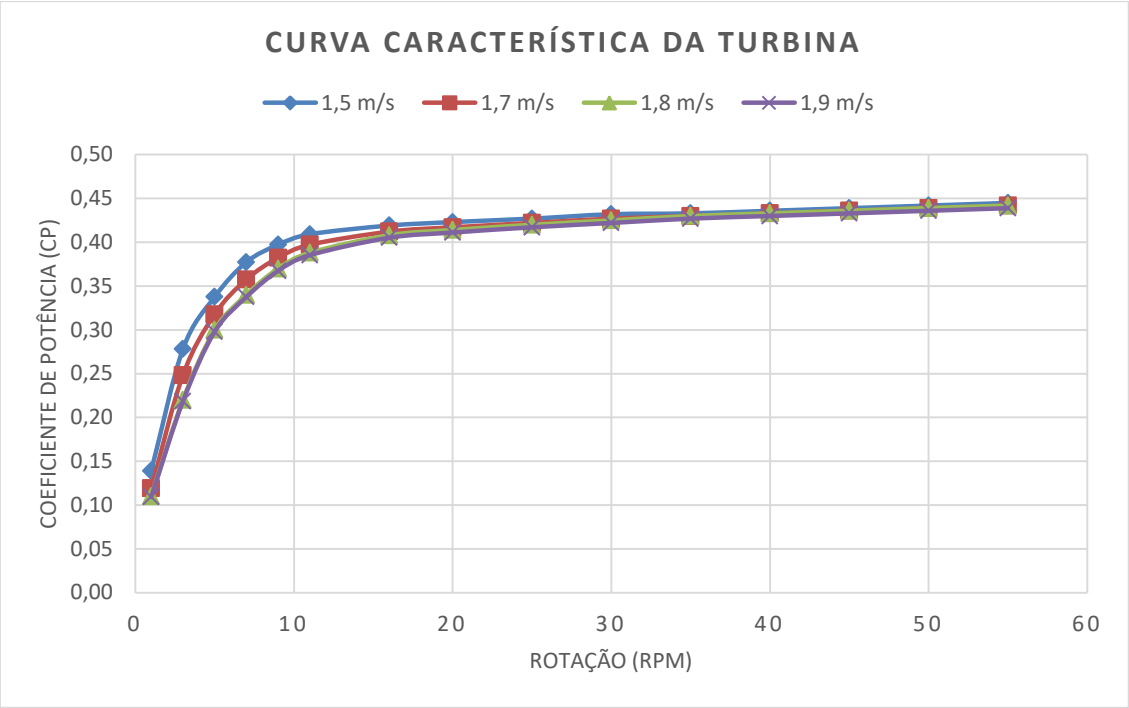


Figura III.3. Curva característica da turbina hidrocinética (adimensional).

Fonte: Adaptado de HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017)

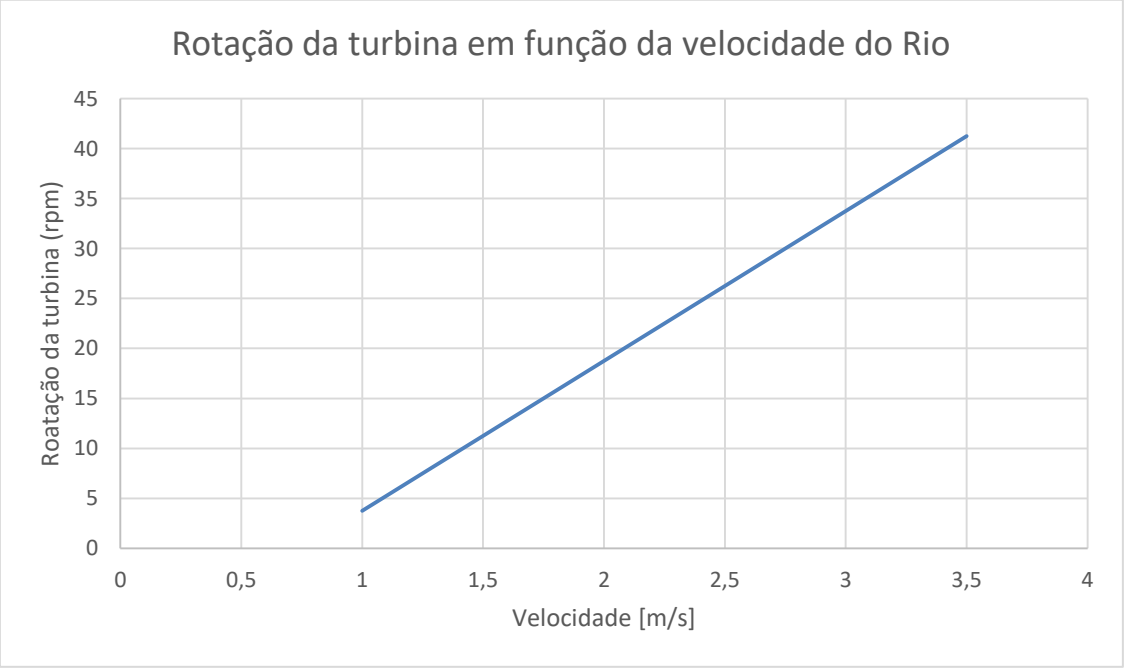


Figura III.4. Rotação da turbina em função da velocidade.

Fonte: Adaptado de HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017)

As limitações físicas da geração de energia a partir de hidrocinética, expressadas como rendimento, coeficiente de potência e razão de velocidade na ponta da pá do gerador hidrocinético será retirada da literatura conforme ALCÂNTARA GOMES

TEIXEIRA (2014), *An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments* (2013), HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017) e VÁSQUEZ (2014).

O Fator de Capacidade (FC_n) é um valor adimensional (LATA-GARCÍA *et al.*, 2018), analisado em termos de porcentagem com a razão entre a eletricidade produzida no ano ou no mês (EG_n) e a eletricidade teórica que poderia ser gerada considerando a potência elétrica do gerador hidrocinético (PE_n), no mesmo período. Para calcular a eletricidade produzida é importante levar em consideração a persistência da velocidade da correnteza do rio no local *n* (PV_n), que representa em porcentagem, quanto tempo do período analisado teve velocidades superiores a 1,5 m/s para o 1º trecho analisado. Esta persistência foi calculada pelo modelo hidrodinâmico e plotada com a escala de cores graduadas em porcentagem com períodos de 5%. No 2º trecho não houve persistência de velocidades, e sim a velocidade média de um dia de análise. Com isto, para os cálculos, a persistência considerada no 2º trecho foi o valor médio calculado no extenso 1º trecho. Tais informações também constam no artigo pulicado (OLIVEIRA *et al.*, 2021) e no APÊNDICE 10 - **Artigo publicado: Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region.**.

O FC_n é também um importante critério de verificação da viabilidade técnica e econômica do parque hidrocinético. O cálculo do FC_n considera o período de um ano conforme a Equação III-10:

$$FC_n(\%) = \left(\frac{EG_n}{\Delta t \,.\, PE_n}\right).100$$

Equação III-10

Onde:

FC_n = Fator de capacidade

EG_n (ano) = Energia produzida por ano [MWh/ano]

Δt = 24h * 365 dias = 8760 [h]

PE = Potência nominal do gerador hidrocinético = *PE*(kW)/1000 = [MW]

n: são 58 locais analisados (1 a 58) no 1º trecho e 4 locais analisados (1 a 4) no 2º trecho do rio Amazonas.

A energia firme pode ser calculada através do fator de capacidade estimado para o parque hidrocinético conforme Equação III-11:

$$EF_e = FC_n . PE_n \qquad [W_{médios}] \qquad \text{Equação III-11}$$

Onde:

EF_e: Energia firme [$W_{médios}$]
FC_n: Fator de Capacidade
PE_n: Potência elétrica do gerador hidrocinético no local *n* [W]

Agora para determinar os potenciais nas cidades que estão às margens dos segmentos do rio Amazonas, realiza-se o somatório nos *n* locais que estão dentro da sua jurisdição.

Após efetuar cálculo da potência elétrica disponível, será realizado os cálculos das densidades energéticas (*DEn*) de cada segmento. Tais densidades servirão como referência para a análise comparativa com outros trabalhos que realizaram e realizarão estudos de avaliação de potenciais energéticos hidrocinéticos. Para determinar as densidades energéticas, é necessário saber a velocidade e a persistência da velocidade do segmento no período analisado. Utilizando a Equação III-12 calculamos a densidade energética hidrocinética média por seção transversal (*DEst*). Relacionando as áreas correspondentes aos segmentos com os potenciais, calcularemos a densidade de potência hidrocinética por unidade de área média por seção transversal (*DPHCst*), densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal (*DPHCrhc*), densidade de potência elétrica por unidade de área hidráulica média (*DPEunA*), densidade de energia firme por unidade de área hidráulica média (*DEFunA*) e a densidade de energia firme média por unidade de diâmetro de turbina (*DEFunD*). Para os cálculos é importante utilizar dados que representam locais com fluxo livre, conhecido como raio hidráulico (*Rh*). Este parâmetro representa uma analogia com o raio de geometrias circulares sendo definido pela razão entre área molhada (*Am*) e perímetro molhado (*Pm*) da seção em estudo ou também da razão do diâmetro hidráulico por 4 (*Dh*/4).

$$DE_n = \frac{1}{2} . \rho . v^3 . PV_n \quad [W/m^2]$$ Equação III-12

Onde:

DE_n é a densidade energética no local *n* [W/m^2]

ρ é a massa específica da água (kg/m³)

v: velocidade média do curso d'água [m/s]

PV_n é a persistência da velocidade no local *n* e período analisado

III.2.2. Quantificação espacial

O critério mais importante utilizado para identificar as áreas mais adequadas para implantação da geração de eletricidade (LAASASENAHO *et al.*, 2019) a partir de HC é a existência de rios com as características básicas mencionadas nas seções anteriores.

III.2.3. Potencial de mercado

Para o desenvolvimento do potencial de mercado, será discutido o enquadramento da THC na REN 687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015), considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 026/2015, que foram objeto de análise da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e permitiram o aperfeiçoamento da REN 482/2012 (ANEEL, 2017), impactando diretamente sobre o mercado de energia elétrica para micro e mini geradores distribuídos, pois cria novos nichos de consumidores e possibilidades de negócios.

O potencial de mercado dos SIs será avaliado em função dos que já existem na região, relacionando principalmente os que possuem déficit de energia no período de 2019-2023 e/ou necessitam de substituição das máquinas. Também será discutido a relação entre SIs com UTEs associadas ou não a THC e a possibilidade de incentivos financeiros concedidos para estimular a substituição da geração termelétrica com combustíveis derivados de petróleo por outras fontes conforme disposto no Decreto n. 7.246/2010.

Importantes iniciativas políticas possibilitam que novas fontes de energia alcancem destaque no mercado de energia, por isso serão discutidos os impactos positivos sobre o setor industrial brasileiro em termos de criação de novas linhas industriais/companhias e do desenvolvimento da pesquisa em centros de pesquisa e instituições públicas.

Serão discutidos os impactos diretos e indiretos em termos de geração de emprego e renda, advindos da execução de um "programa hidrocinético" que produza e instale usinas hidrocinéticas com SIs e GD na região Norte do Brasil.

Será avaliado e discutido os impactos ambientais diretos relacionados à implementação da THC. Será apresentada uma avaliação qualitativa e quantitativa sobre os impactos ambientais comumente associados à instalação e operação de usinas hidrocinéticas para SIs e GD.

Para avaliar o potencial de mercado, será discutido como a THC pode ser implantada nas localidades que estão localizadas em regiões remotas[5] e/ou devido a seu porte se enquadram no programa *Luz para Todos* (famílias residentes na área rural que não possuam acesso ao público de energia elétrica) («Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica», 2020), conforme dispõe o Decreto n. 8.493 / 2015 («D9357», 2018, «Decreto nº 8493», 2015). Tais sistemas, em geral, são pequenas comunidades que já contam com um suprimento informal e, por vezes, parcial (algumas horas por dia). Quando são formalizadas junto as distribuidoras, busca-se regularizar e melhorar o atendimento, contratando soluções de suprimento por meio de leilão. Com isto, se faz necessária a inclusão das localidades no processo de planejamento de SIs.

O número de SIs pode variar a cada período (cinco anos), seja devido a interligações das regiões ao SIN ou pelas novas localidades criadas pelas distribuidoras. Segundo EPE (2018), em 2018 as distribuidoras informaram 28 novas localidades à EPE.

[5] Pequenos grupamentos de consumidores situados em Sistema Isolado, afastados das sedes municipais, e caracterizados pela ausência de economias de escala ou de densidade, conforme Decreto n. 7.246/2010.

Para esta pesquisa serão utilizados os dados referentes a três estados, Amapá, Amazonas e Pará totalizando 4 distribuidoras, 147 SIs, 626,7MW de potência nominal instalada e uma população atendida de 2.368.690 pessoas conforme mostra a Tabela III.2.

Tabela III.2. Quantidade de sistemas isolados por UF e empresa de serviços públicos utilizada na pesquisa.

Estado	**Distribuidor**	**Número de SIs**	**População atendida**
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43.315
Amazonas	Eletrobras Amazonas Energia	95	1.657.298
Pará	Centrais Elétricas do Pará S.A.	21	668.077
	Petrobras BR	2	-
TOTAL	4	147	2.368.690

Fonte: Elaboração própria

O potencial de mercado da THC para SIs será avaliado em função dos SIs que já existem na região, relacionando principalmente os que possuem déficit de energia no período de 2019 - 2023 e/ou necessitam de substituição das máquinas. Também será discutido a possibilidade de associação ou não da THC aos SIs com UTE e possibilidades de incentivos financeiros para estimular a substituição da geração termelétrica com combustíveis derivados de petróleo por outras fontes conforme disposto no Decreto n. 7.246/2010 («Decreto n^{o} 7246», 2010). Segundo JUMARE, BHANDARI, *et al.* (2020) a eletricidade é considerada um serviço fundamental e altamente relacionada com o desenvolvimento sustentável.

Segundo EPE (2018), prever a projeção de demanda de SIs é muito difícil, pois é afetado por muitas incertezas, principalmente quando se olha para o horizonte de longo prazo. Dependem de inúmeras variáveis (econômica, social, demográfica etc.). As previsões de interligação de localidades isoladas ao SIN são incertas. O tamanho dos locais às vezes é tão pequeno que uma nova atividade (comercial ou industrial) ou até movimentos migratórios podem aumentar ou reduzir a demanda de eletricidade, enfatizando a importância de atualizar o planejamento a cada ano, a fim de melhorar as estimativas, especialmente em locais menores.

O planejamento atual de um determinado mercado para suprir a demanda consiste, em resumo, em verificar os dados históricos do consumo de eletricidade, projetar a demanda para os próximos anos e verificar se a capacidade instalada de geração é suficiente para atender ao crescimento da demanda nos próximos cinco anos.

Na análise realizada por EPE (2018) e utilizada nesta tese, são considerados: as datas de término e a possibilidade de renovação dos contratos de geração; previsões de interligação; e solicitação dos distribuidores para substituir suas próprias máquinas. Em relação às informações de mercado (histórico e projeções) de cada Sistema Isolado analisado, as variáveis consideradas foram: consumo[6], carga[7], perdas e demanda[8] ou capacidade instalada.

III.2.4. Atratividade do empreendimento

Após realizada a avaliação do potencial local conforme descrito nas seções anteriores, a implantação de uma THC, importa em custos e devem gerar benefícios econômicos e socioambientais que compensem os investimentos a serem realizados.

Após verificar o estado da arte para obter os custos aproximados de implantação da THC, deverá ser feito um estudo econômico, comparando-se a implantação da THC com outras alternativas de atendimento ao mercado. Neste estágio, não é necessário que seja avaliado o benefício econômico gerado pela THC, pois a comparação se dá especificamente entre o custo de implantação da THC e o custo de atendimento pela outra tecnologia utilizada para gerar eletricidade (custo evitado), possibilitando estimular a produção anual de energia da THC utilizada nos segmentos.

O cálculo de viabilidade será função direta da produção energética da THC. Para os cálculos de viabilidade econômica será adotado a mesma produção energética durante todo o período de vida útil da THC (adotado 20 anos) sem nenhum tipo de

[6] Valor de energia requerido para atendimento aos consumidores, sendo esses separados por classe (residencial, industrial, comercial, rural e outros consumos) (MWh) («Publicações», 2019).

[7] Representa a geração de energia necessária para atendimento não só aos consumidores, mas também ao consumo próprio da usina acrescido das perdas e eventuais suprimentos (quando um sistema atende a mais de uma localidade) (kWh) («Publicações», 2019).

[8] Demanda corresponde ao valor (em kW) máximo instantâneo da localidade, a cada ano, independente do horário em que ocorra («Publicações», 2019). Potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW) («Demanda contratada - Busca - ANEEL», 2020).

ajuste na variação do comportamento do rio. Na realidade a produção energética através da THC nos rios pode variar ao longo dos anos.

Os parâmetros utilizados para análise de viabilidade econômica neste trabalho foram: o Valor Presente Líquido (*VPL*) na Equação III-13 e Custo Nivelado da Eletricidade (*LCOE*) na Equação III-14. O benefício econômico da THC, a ser considerado neste fluxo de caixa, é representado pelo custo de implantação e respectivas despesas de *O&M* da outra alternativa de atendimento com a qual a HC está sendo comparada durante o mesmo período de análise. O fluxo de caixa descontado deve fornecer um *VPL* positivo, indicando que o valor presente da implantação da HC é menor que o da alternativa de comparação.

$$VPL = \sum_{t=1}^{j} \frac{EG.T - C_{O\&M}}{(1+i)^t} - C \qquad \text{Equação III-13}$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{j} \frac{CT}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{j} \frac{EG}{(1+i)^t}} \qquad \text{Equação III-14}$$

Onde:

CT = Custo total com *O&M* a cada ano sem investimento anual (USD);

EG = Energia produzida anualmente (MWh/ano);

T = Tarifa de venda de energia;

j = Vida útil da THC (20 anos);

i = Taxa de desconto anual;

t = ano;

$C_{O\&M}$ = custo de operação e manutenção em USD/ano;

C = Custo de capital em USD, calculado a partir do produto entre o custo unitário (*Cun*) e a potência instalada do empreendimento.

A distribuição dos custos de um projeto com relação ao custo da turbina hidrocinética é um fator que pode variar muito, principalmente se tratar do tamanho do parque hidrocinético. Nesta tese serão utilizados custos adicionais (*CA*) ao *Cun* variando de 0 a 40%. Tais custos foram utilizados para análise caracterizando quatro

categorias: custo adicional ausente ou muito baixos, custo baixo (15% de custo adicional), custo médio (30% de custo adicional) e custo elevado (40% de custo adicional). Seguindo os mesmos princípios foi considerado custos adicionais na operação e manutenção ($C_{O\&M}$ variando de 3% a 35%) para avaliar a atratividade econômica, devido ao fato de serem ambientes complexos e isolados.

Os estudos de viabilidade econômica da THC precisam de custos da implantação da tecnologia. Tais custos ainda são escassos, pois não existe THC nacional sendo comercializada. Este trabalho utiliza o custo unitário máximo (*Cunmax*) que viabiliza o empreendimento. Para isto, deve-se variar o *Cun* até que o *VPL* da Equação III-13 seja igual à zero. De forma a justificar a ausência de dados na utilização da TCH para gerar eletricidade, foram utilizados valores de tarifa de venda de eletricidade de pequenas centrais hidrelétricas no ano de 2016 (*T* = R$227,02 / MWh («*Leilão de Energia de Reserva contrata 180,3 MW de 30 usinas - Sala de Imprensa - ANEEL*», 2016)). Os custos de operação e manutenção médio ($C_{O\&M}$ = 3% do custo do investimento inicial por kW (RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2012)) também iguais aos das pequenas centrais hidrelétricas. A taxa de desconto médio (*i* = 10%). O custo unitário médio (*Cun*) de 5000 USD/kW foi baseado em EN MONTOYA RAMÍREZ, ISAZA CUERVO, *et al.* (2016) que considerou custos unitários variando de 4000 a 6500 USD/kW. A taxa de conversão de dólares em reais adotada como referência média de 2016 foi dólar comercial de 3,489 R$/USD.

Como não existe um valor único ou uma fórmula para saber a Taxa Mínima de Atratividade (*TMA*) para implementar a THC nos locais (o mínimo que um investidor se propõe a ganhar, ou ao máximo que alguém se propõe a pagar ao realizar um financiamento), realizou-se o cálculo de *VPL* para os 20 anos médios de vida útil da THC e utilizou-se diferentes valores de *TMA* para analisar a viabilidade da implantação dos projetos nos locais.

Após a realização do estudo de atratividade econômica, será realizado uma análise direta sobre atratividade ambiental, onde será demonstrado quanto de CO_2 pode-se deixar de emitir para o meio ambiente com a utilização da THC substituindo ou complementando a demanda de energia elétrica dos SIs analisados. Segundo EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018), devido a elevada participação do diesel na geração nos SIs as emissões foram bem intensas em 2019, foram estimados

cerca de 2,91 milhões de toneladas de CO_2 equivalente nessa atividade, com 1.235.340 m^3 / ano de óleo diesel.

IV. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - GD

Segundo ANEEL (2016) a geração distribuída (GD) consiste na produção de energia elétrica através de geradores de pequeno porte através da micro e mini GD[9]. Normalmente a partir de fontes renováveis localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica e conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A bacia Amazônica, onde Brasil, Peru, Equador, Bolívia, Colômbia, Venezuela e Guiana fazem parte, mais da metade da bacia está localizada em território brasileiro. As cabeceiras estão localizadas na porção andina da bacia, que é compartilhada pela Bolívia, Peru, Equador e Colômbia. A densidade humana na bacia Amazônica é muito baixa e as pessoas estão concentradas em centros urbanos. Em toda a bacia, há cinco cidades com mais de um milhão de habitantes e três cidades com mais de 300.000 habitantes. No entanto, apesar da alta proporção da população que vive em áreas urbanas, a economia da região ainda depende principalmente da extração de minerais, óleos e produtos florestais exportáveis. A única exceção é a contribuição do parque industrial localizado na cidade de Manaus (FILIZOLA *et al.*, 2015).

A maior parte da Bacia Amazônica não ultrapassa uma altitude de 250 m, sendo que as principais zonas estão localizadas abaixo de 100 m. Os portos localizados em Iquitos, no Rio Amazonas (Peru), e Porto Velho, no Rio Madeira (Brasil), recebem navios que percorrem mais de 3.500 km nos rios. Nem todos os rios da Bacia Amazônica são navegáveis por navios comerciais, embora se estime que mais de 40.000 embarcações de vários tipos navegam pelos cursos de água dentro da bacia (FILIZOLA *et al.*, 2015).

Mesmo com um enorme potencial de navegação, inundações frequentes e secas, os governos ainda estão planejando a construção de grandes hidrelétricas na região amazônica. Tais infraestruturas não foram concebidas para resolver o problema da energia para as populações locais, mas como fonte para os grandes e distantes centros consumidores que têm uma procura significativa e crescente. Nesse contexto, a geração

[9] Para efeitos de diferenciação, a micro geração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a mini geração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (ANEEL, 2016).

hidrocinética é uma importante alternativa sustentável às áreas urbanas e rurais próximas a redes de distribuição de energia elétrica da região amazônica e do Brasil.

As dificuldades de se trazer energia de longas distâncias para os grandes centros de consumo no Brasil — uma vez que a maior parte do potencial que resta de usinas hidroelétricas se encontra na Amazônia — e a dificuldade de se terem usinas com grandes reservatórios devido a pressões ambientais e sociais, levou o País a diversificar sua matriz de energia elétrica com o aumento da presença do gás natural e o incentivo ao aumento de energias renováveis, como a biomassa do bagaço de cana, particularmente em São Paulo, e a energia eólica que se concentra hoje nas regiões Nordeste e Sul.

A GD permite que as fontes estejam mais próximas dos centros de consumo. Estamos passando por uma mudança de paradigma no setor elétrico brasileiro, pois ocorre a mudança de um sistema centralizado com grandes blocos de energia distante dos centros de consumo, para um modelo descentralizado e mais próximo da carga, o que caracteriza a geração distribuída.

A possibilidade de o consumidor gerar sua própria energia elétrica para atender às necessidades de consumo e até exportar a energia excedente já existe no Brasil com relação às grandes empresas de energia. Um exemplo clássico são as indústrias do setor sucroalcooleiro que queimam bagaço de cana para gerar energia elétrica para atender à própria demanda de consumo e que, em muitos casos, exportam o excedente para a rede de energia elétrica. Uma resolução da Aneel (482/2012) permite que pequenos consumidores também produzam e exportem energia. Inicialmente, a ideia é abater o que é exportado na conta de consumo, mas futuramente deve evoluir para a possibilidade de venda de excedente.

Após a publicação da Resolução Normativa - REN 482/12, iniciou-se no país um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos, o qual começou a acelerar a partir de 2016. A distribuição espacial da GD no Brasil pode ser vista na Figura IV.1, onde é possível observar que a região norte (foco do estudo) é a que possui menor quantidade de empreendimentos.

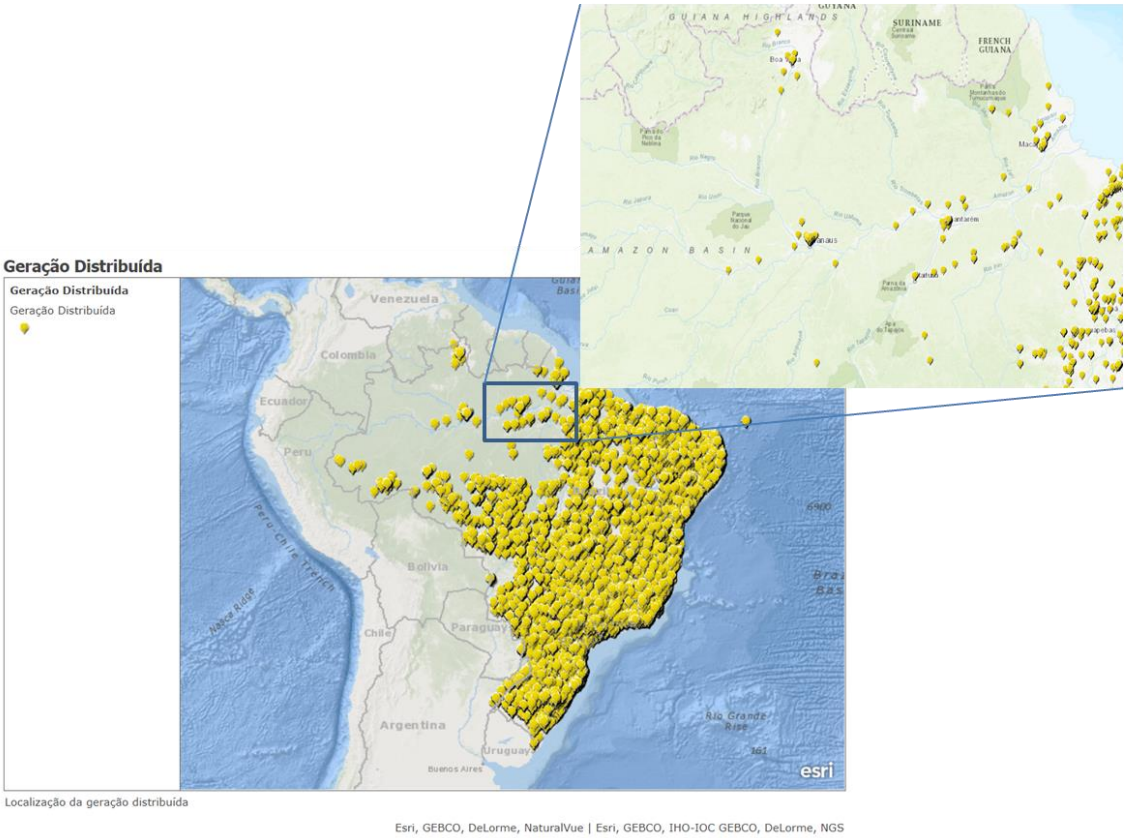


Figura IV.1. Distribuição espacial da geração Distribuída no Brasil.

Fonte: Adaptado de (Geração Distribuída, 2020)

A Resolução Normativa da Aneel no 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2017), estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, entre outras providências.

As seguintes definições iniciais (alteradas depois em 2015) se fazem necessárias para o melhor entendimento dessa resolução:

I) Microgeração distribuída: é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, que utiliza fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

II) Minigeração distribuída: é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada,

conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

III) Sistema de compensação de energia elétrica: é um sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa.

As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais dentro de um prazo de 240 dias, contados da publicação desta Resolução (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

Segundo a Resolução, no faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica, deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I) Deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B (baixa tensão), ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (alta e média tensões), conforme o caso.

II) O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

III) Caso a energia ativa injetada em determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.

IV) Os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de

energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

V) O consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.

VI) Os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

VII) A fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em quilowatt-hora (kWh), por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

VIII) Os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia serão considerados no cálculo de contratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. Aplicam-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa no 414, de 9 de setembro de 2010 (Art, 2019), relativas aos procedimentos para faturamento.

As três formas possíveis atualmente para tarifação da geração própria, inclusive nas usinas acima de 5 MW, são as seguintes:

• Leilão de energia elétrica no qual a energia é vendida no mercado de comercialização e no qual se aplicam as tarifas e os requisitos técnicos para esse tipo de conexão.

• Tarifação *net metering*. Nesse sistema há um medidor de consumo da residência e outro que mede o que foi produzido e eventualmente exportado para a rede. No final do mês, o consumidor paga a diferença entre o que consumiu e o que produziu. Para tanto é necessário um medidor (quatro quadrantes) que pode mensurar a energia que entra e sai da instalação. No caso do Brasil, o consumidor, segundo a Resolução no 482, terá 60 meses para utilizar a energia que exportou para a rede. A Figura IV.2 e a Figura IV.3 mostram um diagrama desse tipo de tarifação para uma instalação com gerador hidrocinético.

• Tarifa *feed-in*. Foi criada na Europa, e o sistema de medição é similar ao do *net metering*, mas o consumidor tem uma tarifa especial de geração de energia elétrica e outra de venda do excedente exportado para a rede, superior ao da tarifa de energia consumida, o que torna esse sistema extremamente vantajoso. A Figura IV.4 mostra um diagrama com esse tipo de tarifação para instalação em geração hidrocinética.

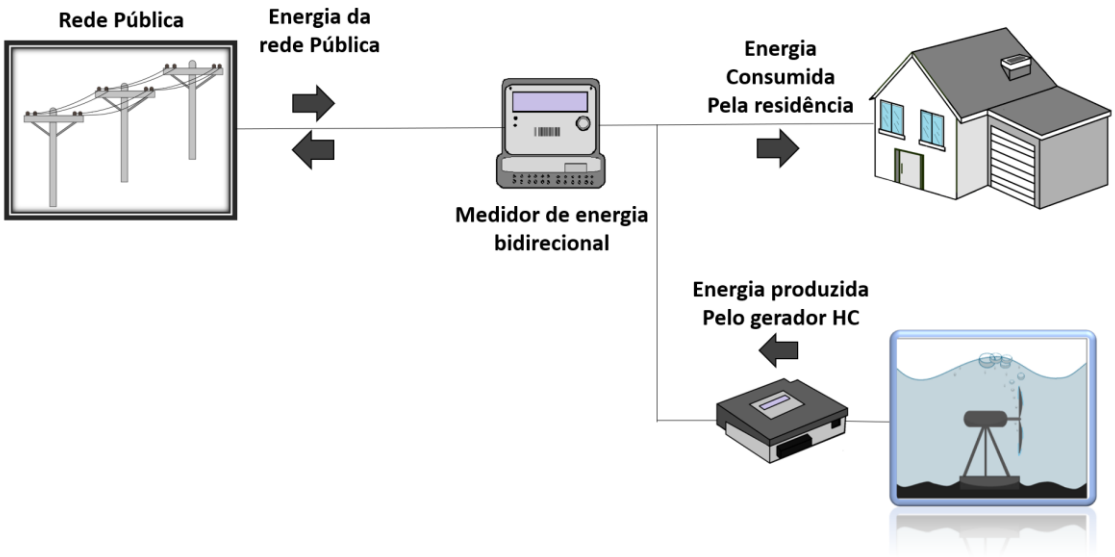


Figura IV.2. Tarifação *net metering* com um medidor.

Fonte: Elaboração própria

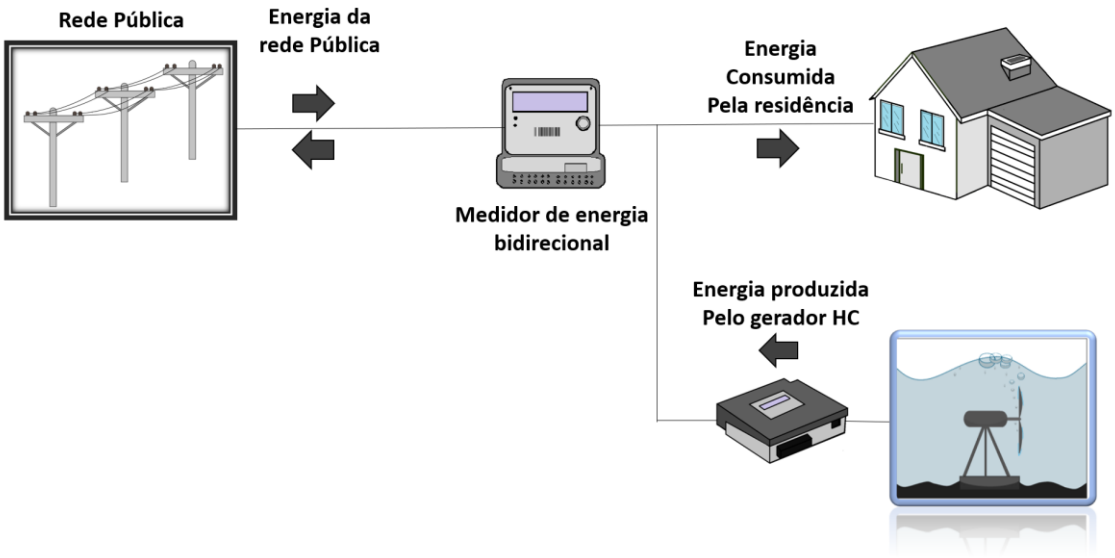


Figura IV.3. Tarifação *net metering* com dois medidores.

Fonte: Elaboração própria

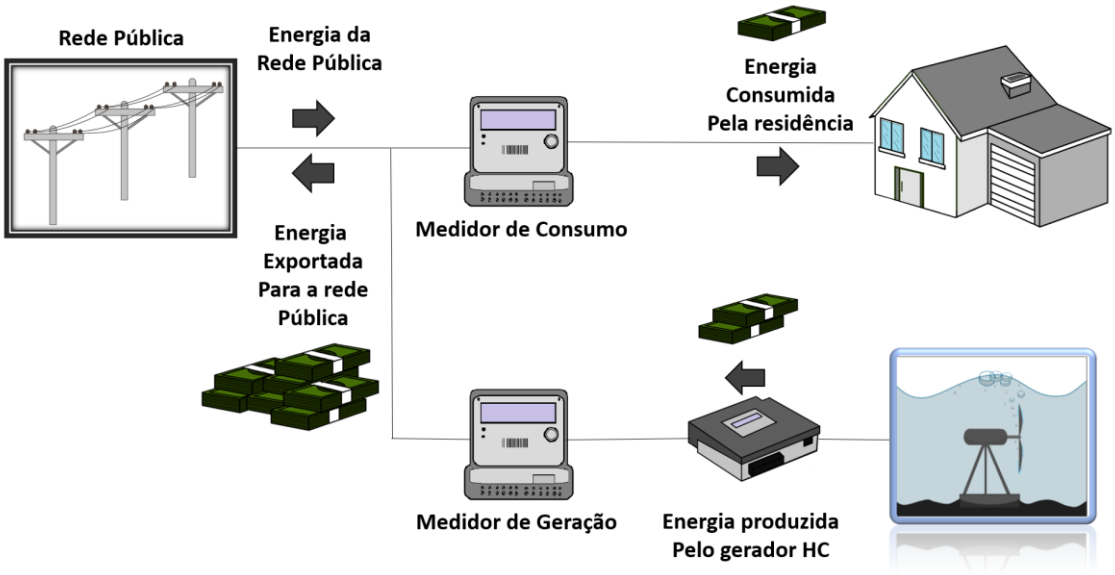


Figura IV.4. Diagrama de tarifação *feed-in* para instalação com geração HC.

Fonte: Elaboração própria

IV.1. Coleta de dados para GD

A Figura IV.5 apresenta os valores acumulados de conexões e consumidores que recebem os créditos de micro e mini geração distribuída até 06/2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2019). A Figura IV.6 mostra o número de conexões acumulas em função do número de consumidores com crédito, sendo possível observar que o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída no final de 2019 é 42 vezes superior ao registrado no final de 2015, indicando um crescimento bem acentuado neste período, mas ainda abaixo do potencial de expansão no país. A potência instalada acumulada (MW) é representa na Figura IV.7 e chega a 1.015,57 MW no mesmo período.

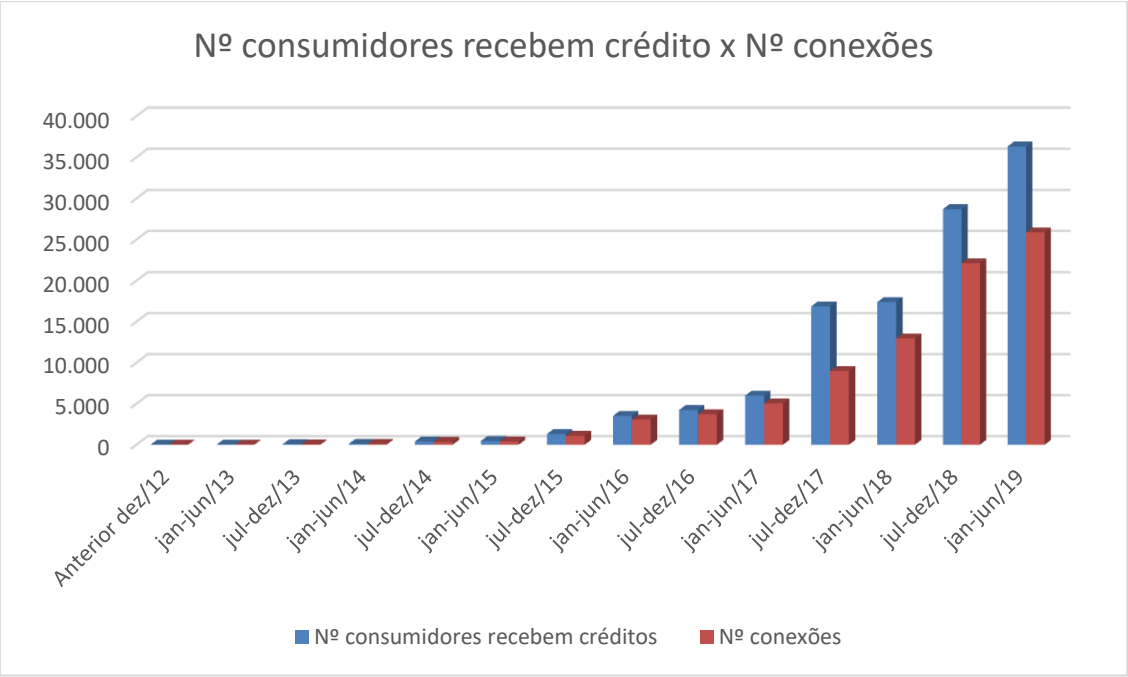


Figura IV.5. Número de consumidores que recebem crédito x número de conexões micro e minigeradores até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

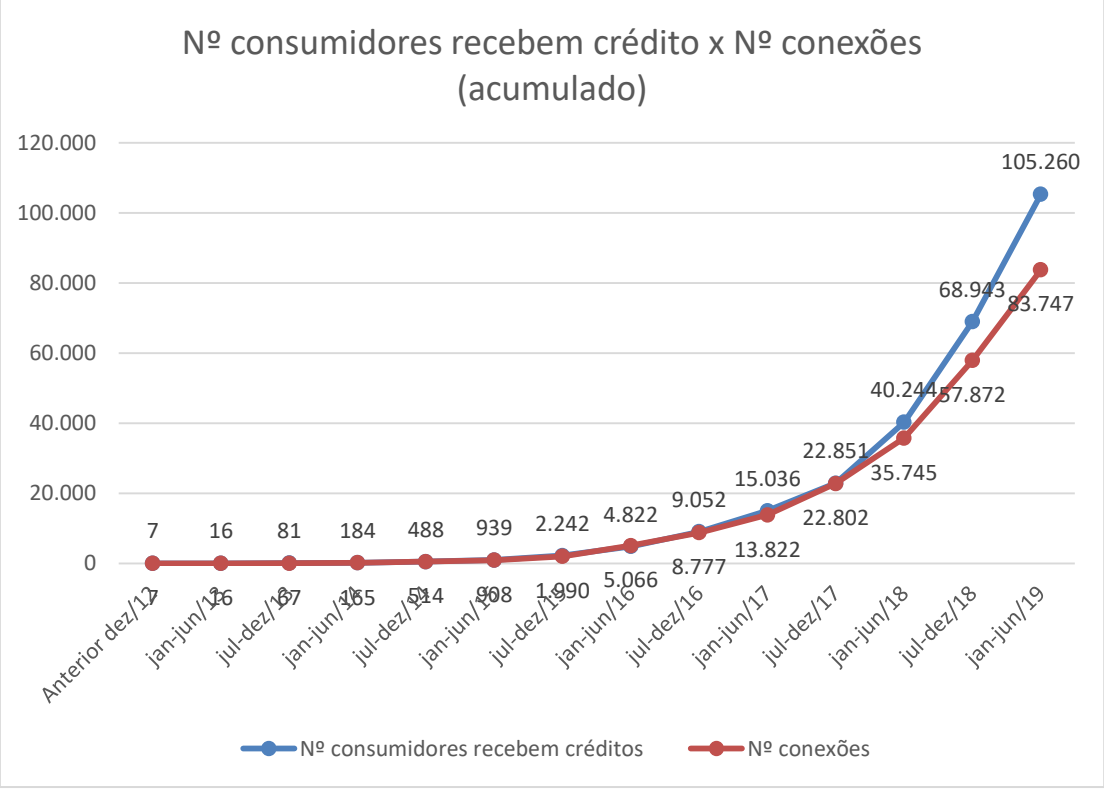


Figura IV.6. Número de consumidores que recebem crédito x número de conexões (acumulado) até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

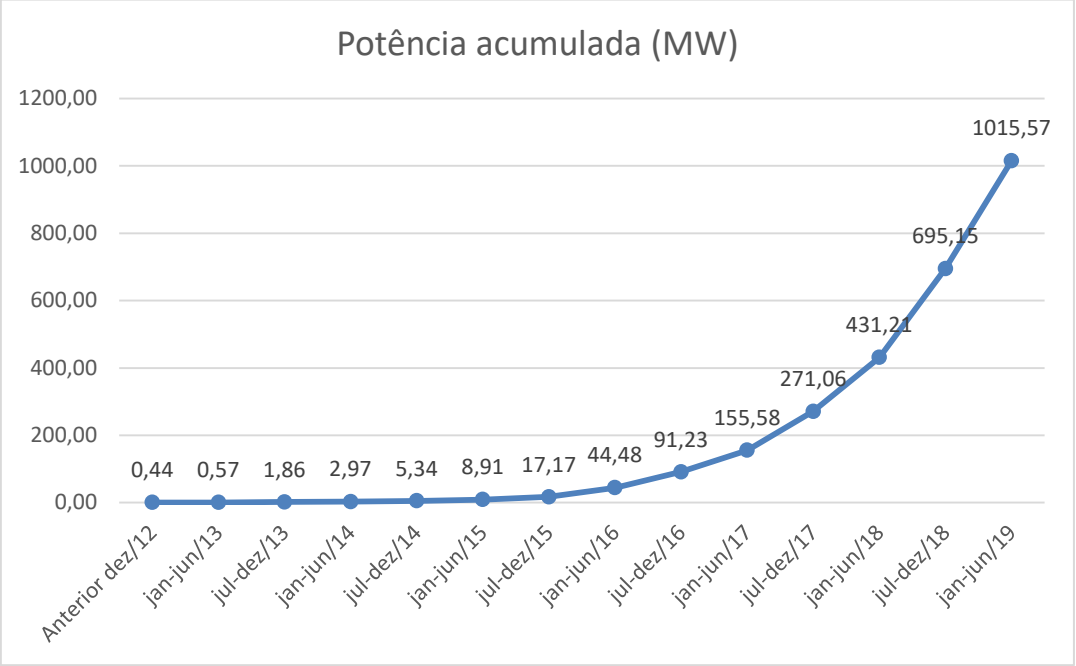


Figura IV.7. Potência acumulada (MW) até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

A Figura IV.8 ilustra a distribuição dos geradores como GD instalados por fonte de energia no Brasil, indicando que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações, seguida pelas usinas termelétricas - UTE, Centrais Geradoras Hidrelétricas e Eólica respectivamente. A GD por fonte solar responde por 86,5% da potência instalada com 83.194 unidades consumidoras geradoras. Porém a fonte hídrica ficou com potência instalada de 9,2% em 86 instalações do total de 83.499 unidades consumidoras geradoras (incluindo todas as unidades geradoras do sistema elétrico, sendo nenhuma delas por hidrocinética). Com isto, nota-se a importância de uma investigação mais detalhada da GD para fontes hídricas principalmente com a vertente de hidrocinéticas dos rios a fim de esclarecer a pouca utilização da fonte, e se possível melhorar esta situação. A tecnologia hidrocinética possui um Fator de Capacidade (FC) em ~90% (FILIZOLA *et al.*, 2015), sendo superior a qualquer outra fonte de energia elétrica.

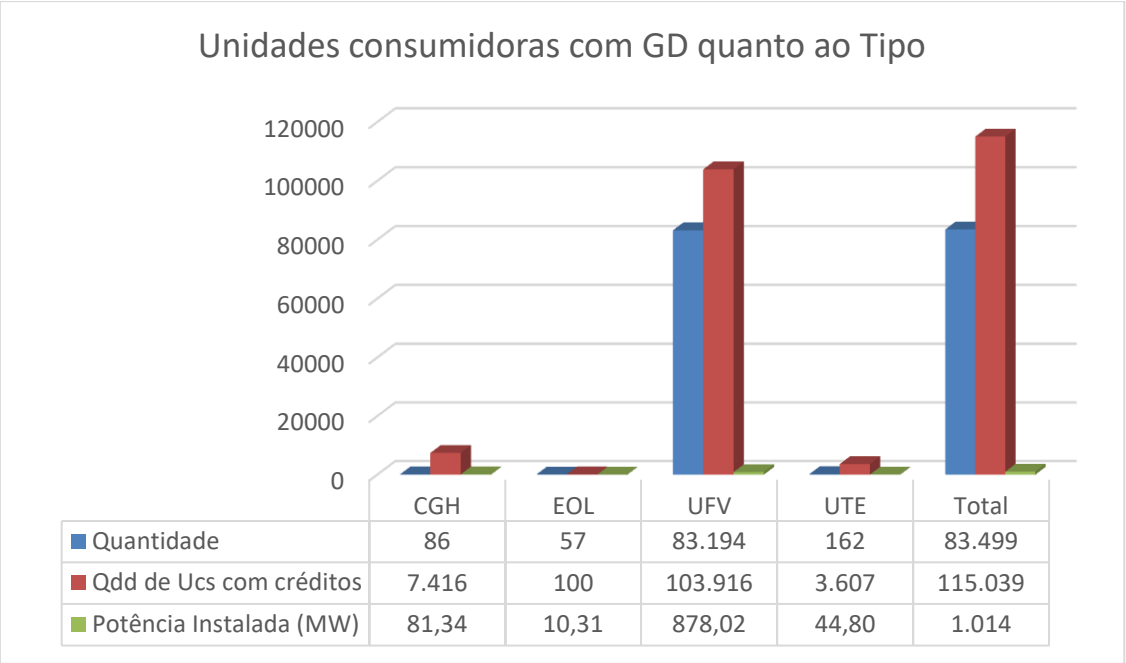


Figura IV.8. Unidades consumidoras com GD quanto ao tipo de fonte até 06/2019. Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

Com relação à participação dos consumidores, destacam-se as classes residencial com 73,9% e comercial com 17,19%, conforme ilustrado na Figura IV.9.

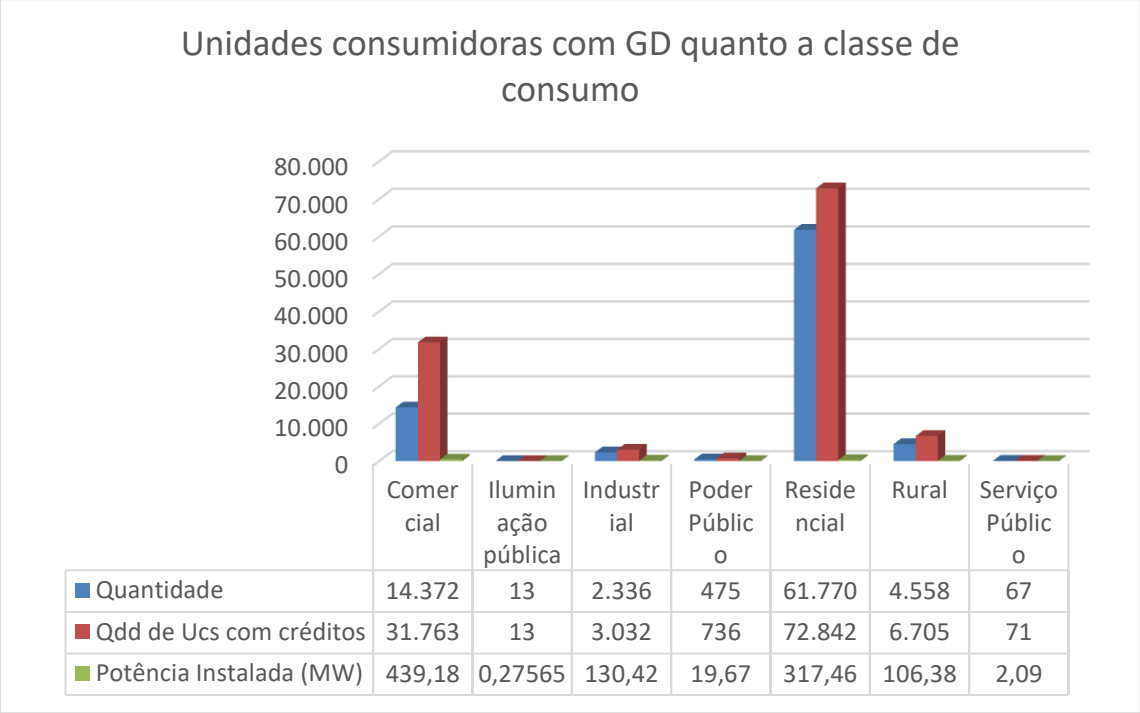


Figura IV.9. Classe de consumo dos consumidores até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

A Figura IV.10 demonstram o comportamento das unidades consumidoras – UCs com autoconsumo remoto[10] para centrais geradoras hidrelétricas – CGH como GD, pois possui uma certa semelhança tecnológica com a THC. No entanto, é possível observar que houve um crescimento inicial na implantação de CGHs na quantidade de UCs com autoconsumo remoto, porém houve um decréscimo de potência instalada. Até o momento no que trata de potência instalada acumulada houve um crescimento. O crescimento é tímido, porém relevante se comparado ao potencial de outras fontes de GD de forma individual (~37,7MW acumulado).

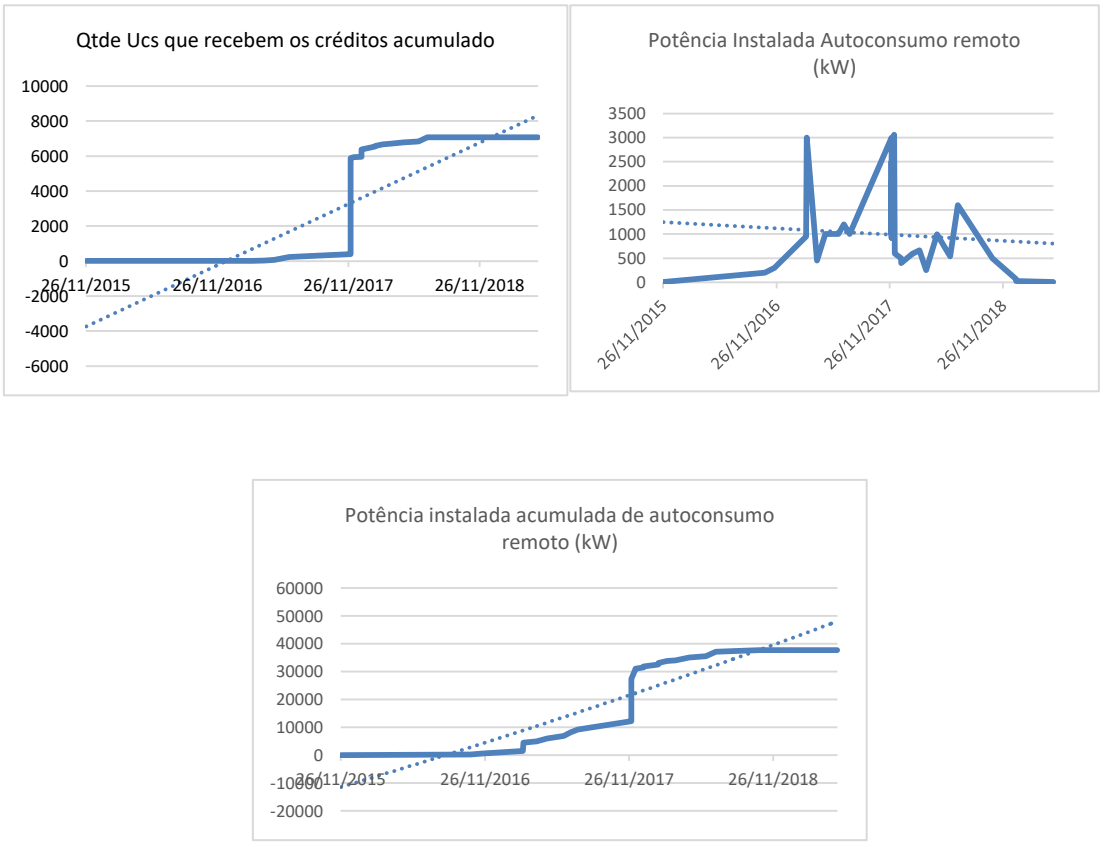


Figura IV.10. Quantidade e potência de UCs com autoconsumo remoto com CGH.

[10] Aqui enquadram-se todos os consumidores que desejam instalar um gerador de energia elétrica para compensar os gastos da fatura de energia, mas não possuem espaço suficiente para tal, no local de consumo. Nessa modalidade não se faz necessário estabelecer nenhum tipo de entidade administradora terceira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

IV.2. Aspectos geográficos

A região Sudeste, Centro-Oeste e Sul são maioria na utilização da GD no Brasil. A Figura IV.11 mostra a distribuição dessas UCs no Brasil, com a respectiva potência instalada por estado. É possível observar que as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul são as que possuem maior quantidade e potência instalada de UCs com GD para CGH.

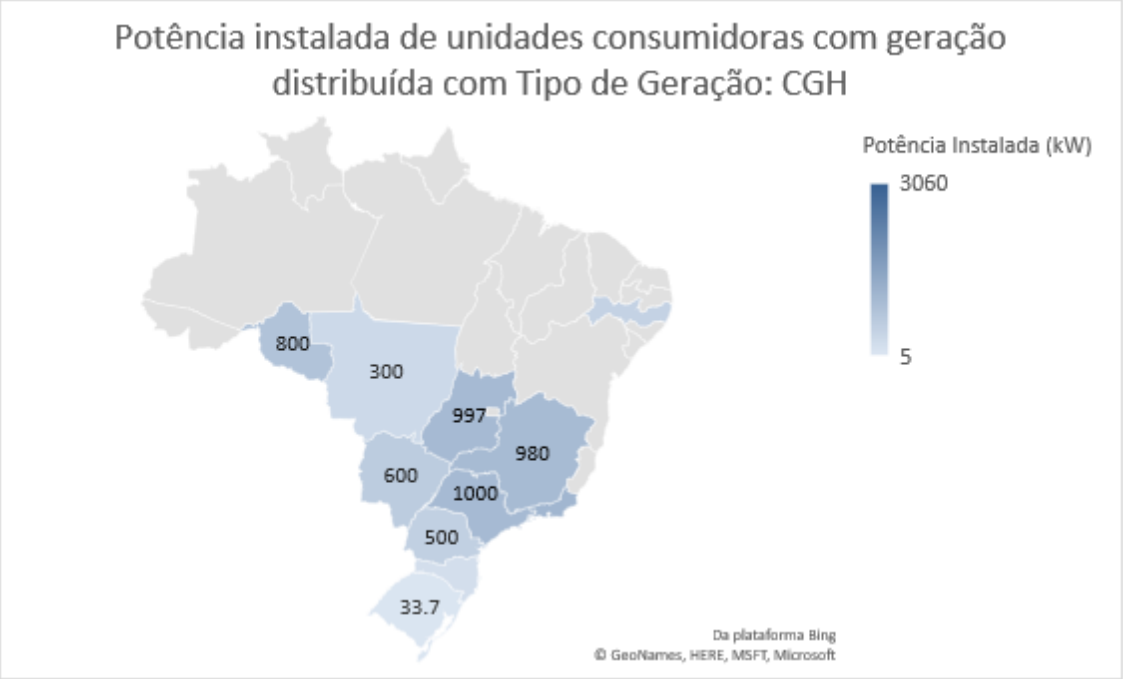


Figura IV.11. Potência instalada de UCs com GD com CGH.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

O levantamento de dados mostra a evolução da potência instalada acumulada de unidades consumidoras com centrais geradoras hidrelétricas atuando com GD na Figura IV.12 a partido do final de 2014 até 2019, chegando ao montante de ~81,34MW. A Figura IV.13 mostra a evolução da potência instalada de UCs com GD no Brasil. Pode-se observar que o nível de potência instalada para CGH praticamente dobrou no período.

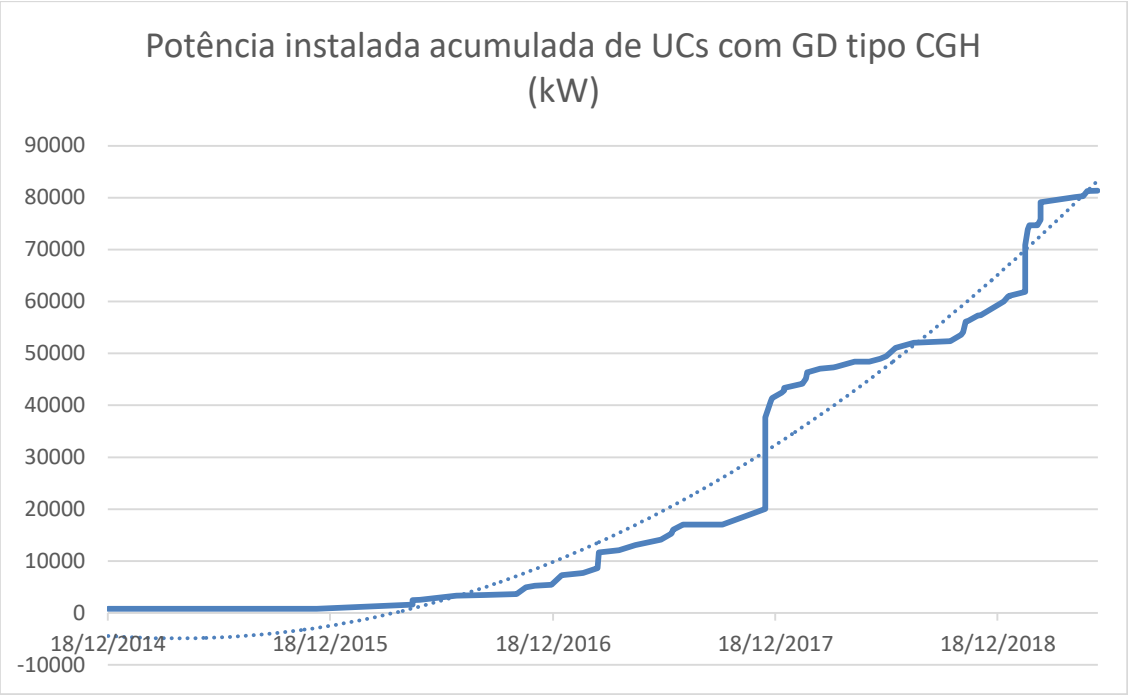


Figura IV.12. Potência instalada acumulada de UCs com CGH atuando como GD. Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

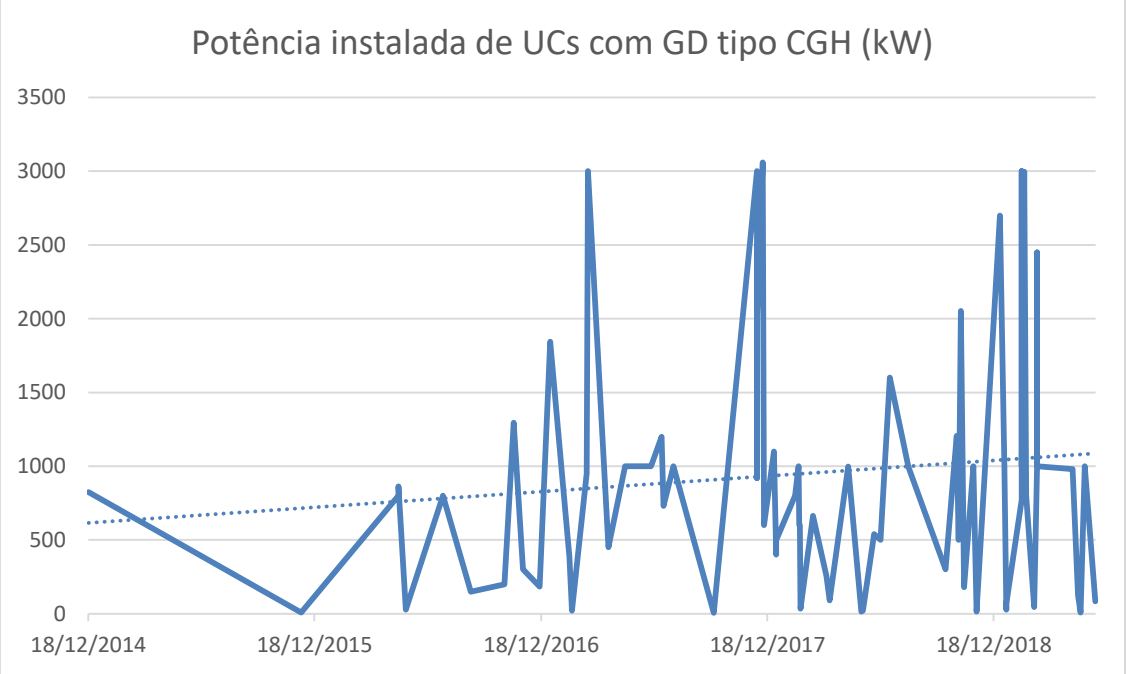
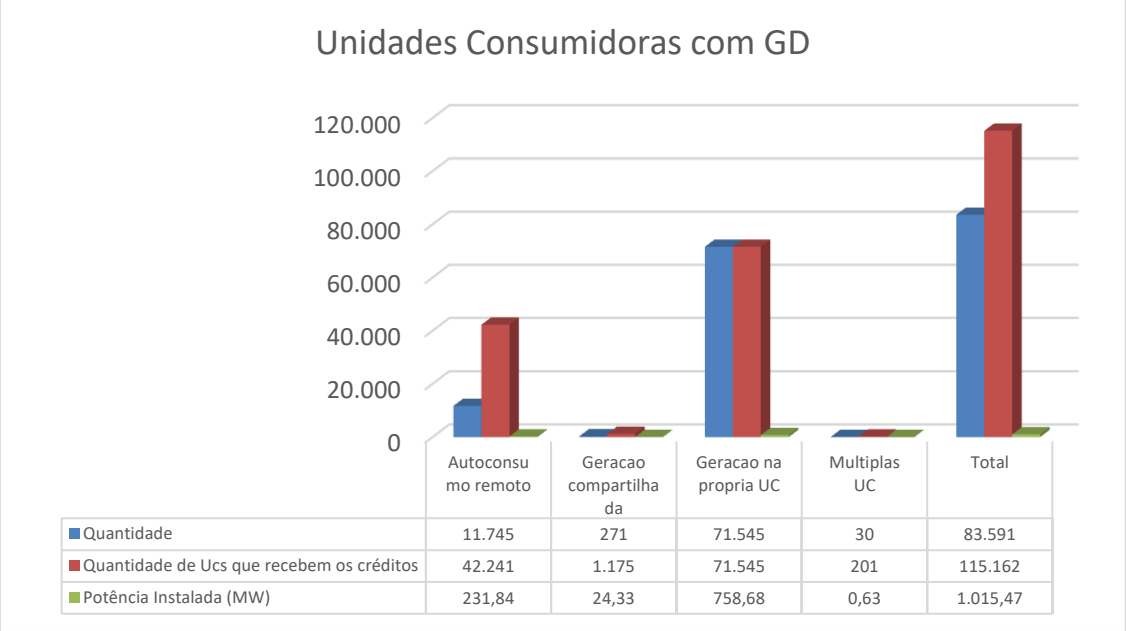


Figura IV.13. Evolução da potência instalada de UCs do tipo CGH atuando como GD. Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

Conforme apresentado na Figura IV.14 e Figura IV.15, foram registradas no site da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL até 06/2019 apenas 30 conexões

com múltiplas unidades consumidoras[11] - UCs com GD e 271 como geração compartilhada[12]. A falta de conhecimento das características destes tipos de conexões ou a falta conhecimento de locais que possuam potencial de geração de energia elétrica, podem caracterizar a subutilização destes tipos de conexões. No entanto o conhecimento de locais com potencial para geração hidrocinética atuando como GD para consumidores em comunidades isoladas próximas de rios e com acesso a rede de distribuição é fator motivador para a realização desta tese, pois existe a necessidade de realizar uma investigação mais profunda do potencial tecnológico, e analisar se existe a necessidade da criação de políticas de incentivo a geração hidrocinética como GD que favorecem a expansão do potencial do país. O potencial hídrico nacional é comprovado, porém não existe apontamentos consistentes de locais com potencial para tecnologia hidrocinética utilizada para GD no sistema nacional.



	Autoconsumo remoto	Geracao compartilhada	Geracao na propria UC	Multiplas UC	Total
Quantidade	11.745	271	71.545	30	83.591
Quantidade de Ucs que recebem os créditos	42.241	1.175	71.545	201	115.162
Potência Instalada (MW)	231,84	24,33	758,68	0,63	1.015,47

Figura IV.14. Modalidade de geração distribuída até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

[11] Nessa modalidade de geração, não é necessário estabelecer nenhum tipo de consórcio ou associação, pois a própria administradora do condomínio já representa a entidade (CNPJ) responsável pelo sistema gerador. É ela a responsável por estabelecer quem são e quais as parcelas que cada condômino tem direito sobre o crédito energético (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

[12] Para essa é necessário estabelecer um consórcio, associação ou cooperativa para que essa entidade (CNPJ) represente e administre o sistema gerador e estabeleça o rateio dos créditos energéticos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

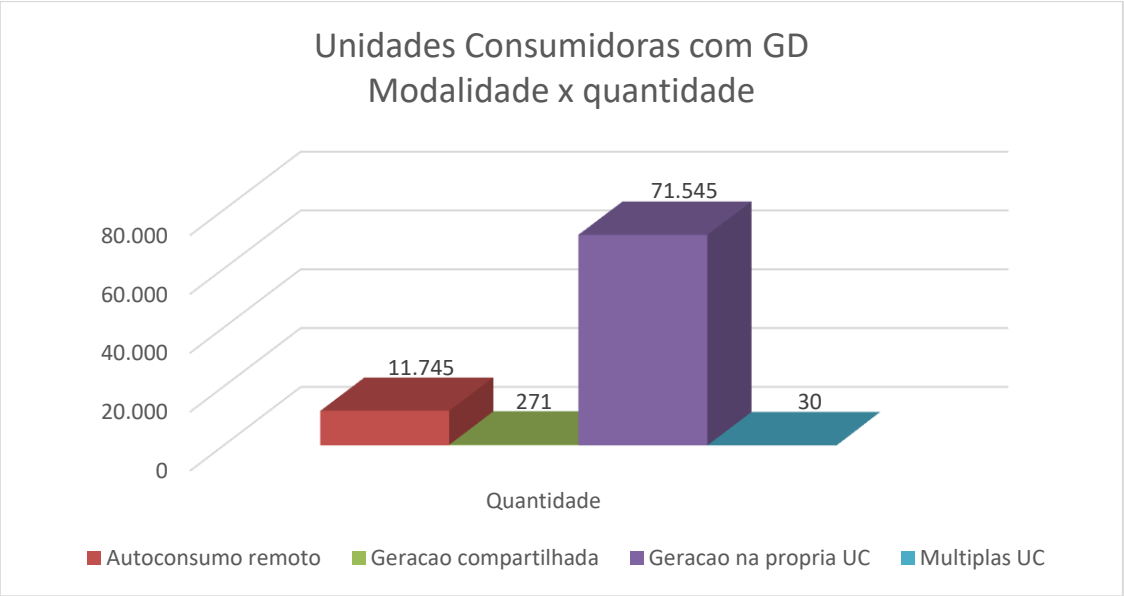


Figura IV.15. Modalidade de geração distribuída até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

A Figura IV.16 mostra o levantamento de dados realizado referente a unidades consumidoras com GD no Brasil por Estado. Observa-se que a região sudeste é a que tem maior quantidade de UCs, seguida da região centro oeste, nordeste e norte respectivamente. A Figura IV.17 representa o número de UCs que recebem os créditos da GD por estado. Na região sudeste o número de UCs que recebem quase dobram em relação ao número de UCs com GD. Nas outras regiões houve pouca alteração. Na Figura IV.18 está representada a potência instalada de UCs com GD no Brasil. Até 06/2019 possuía um total de 1.015,47MW. Sendo Minas Gerais o estado com a maior potência instalada, seguida de Rio Grande do Sul, São Paulo e Mato Grosso respectivamente.

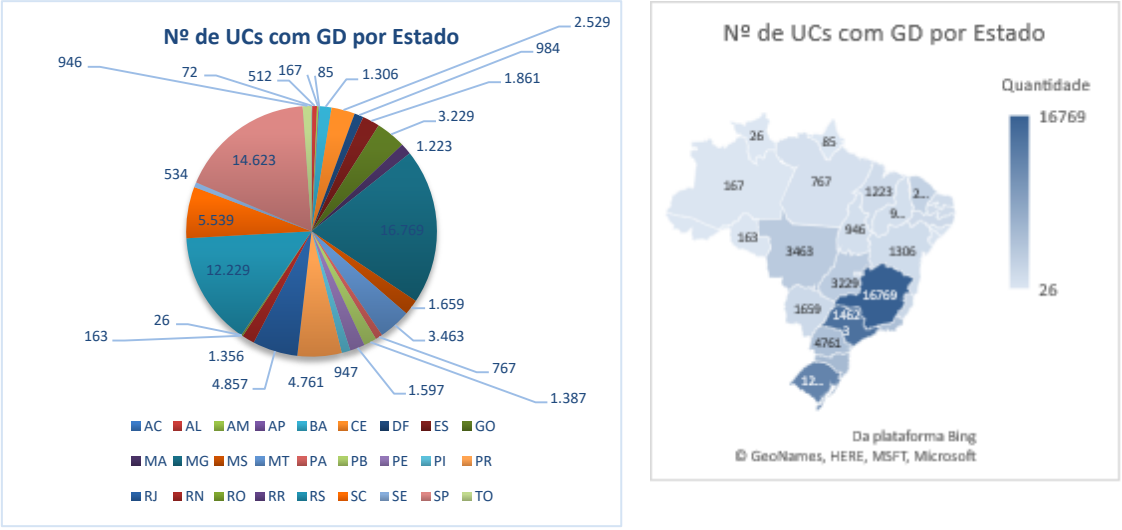


Figura IV.16. Número de unidades consumidoras com GD por Estado até 06/2019.
Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

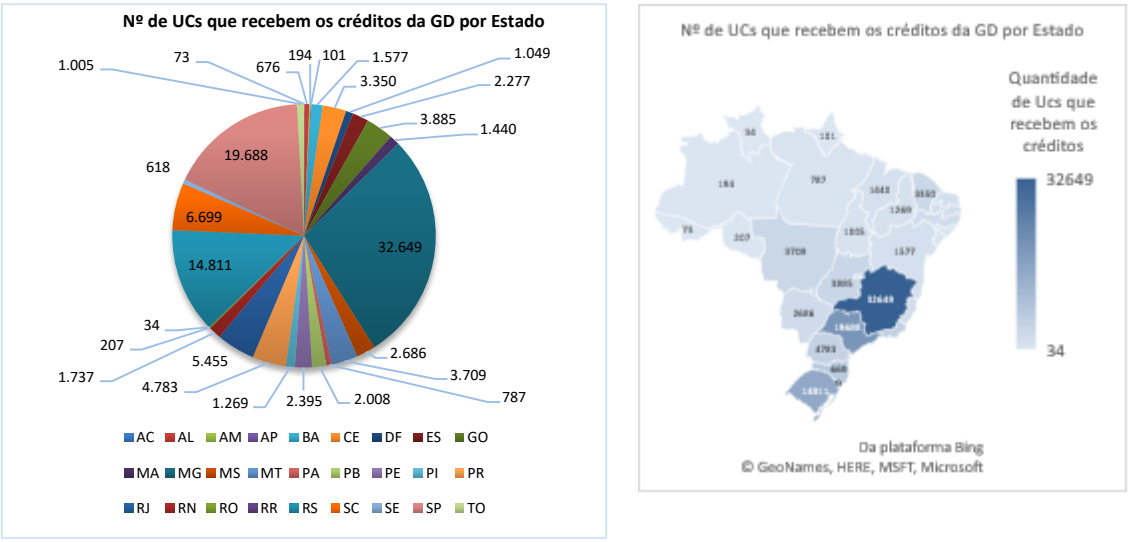


Figura IV.17. Número de unidades consumidoras que recebem os créditos da GD por Estado até 06/2019.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

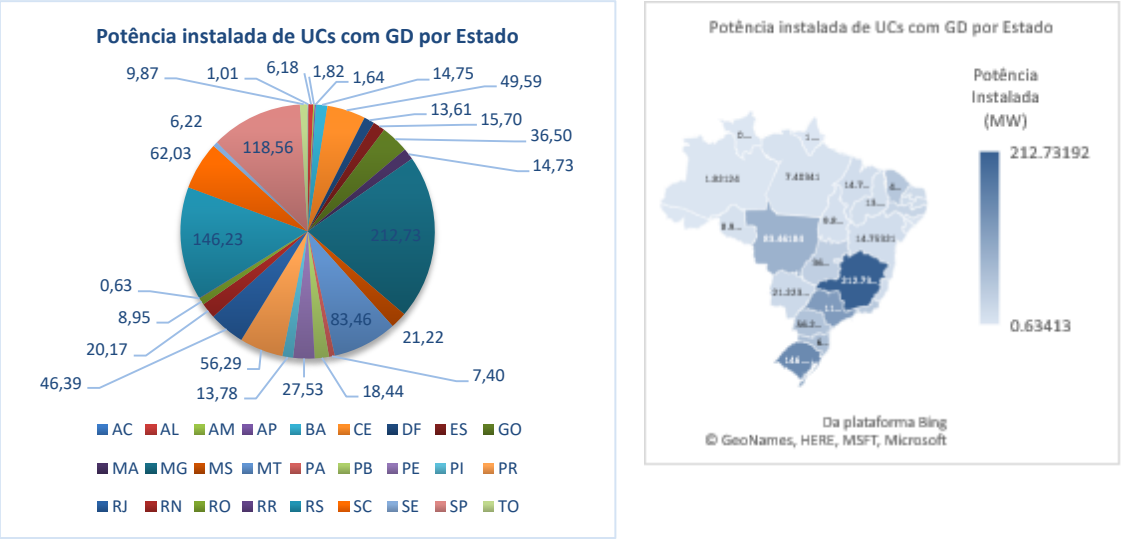


Figura IV.18. Potência instalada de unidades consumidoras com GD por Estado. Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

Em resposta ao desinteresse na energia HC como GD conforme demonstrado pelo levantamento de dados relacionados no decorrer dos capítulos anteriores, será realizada uma investigação a fim de estimar o tamanho da base de recursos HC em dois trechos do Rio Amazonas. O objetivo do trabalho em avaliar os recursos HC fluviais é ajudar a formar um banco de dados para auxiliar pesquisas futuras, aumentar a compreensão do potencial HC para gerar eletricidade nos rios e direcionar os desenvolvedores de dispositivos e / ou projetos HC para locais promissores. Com isto, foi realizado um levantamento específico de GD para a região em análise conforme representa a Figura IV.19. O Estado do Pará possui maior quantidade de UCs que produzem sua própria energia e consequentemente maior potência instalada, seguida do Amazonas e do Amapá.

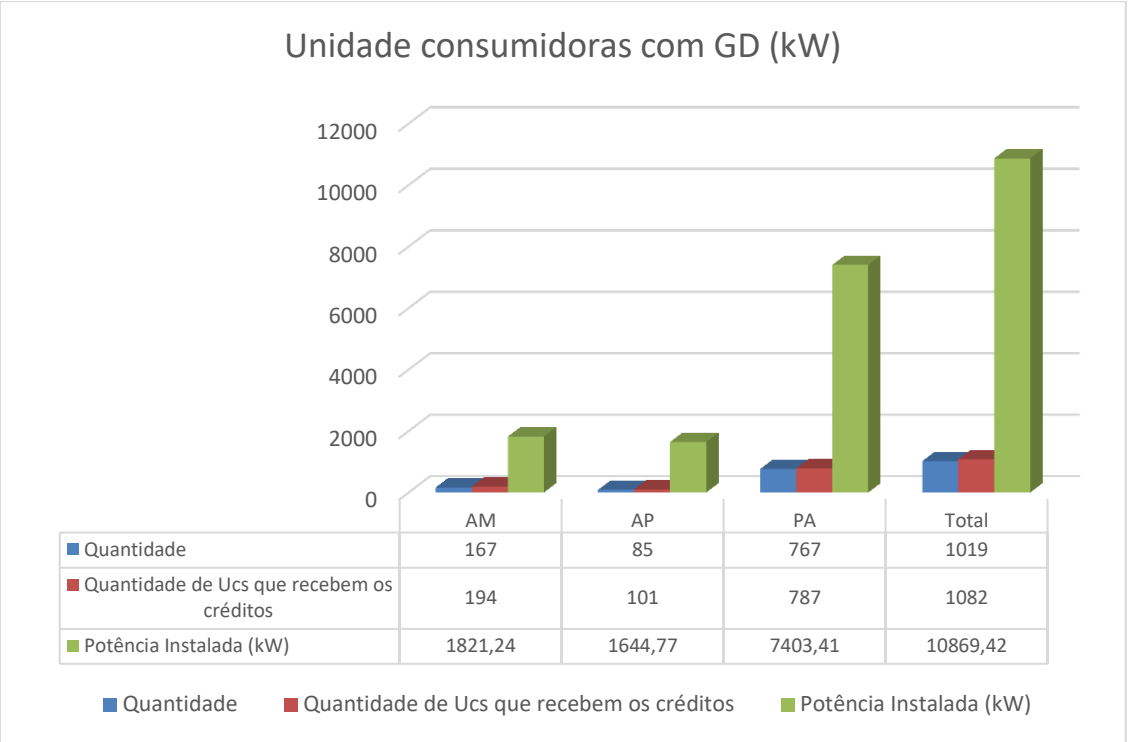


Figura IV.19. Unidades consumidoras com GD nos Estados Amazonas, Amapá e Pará até 06/2019.

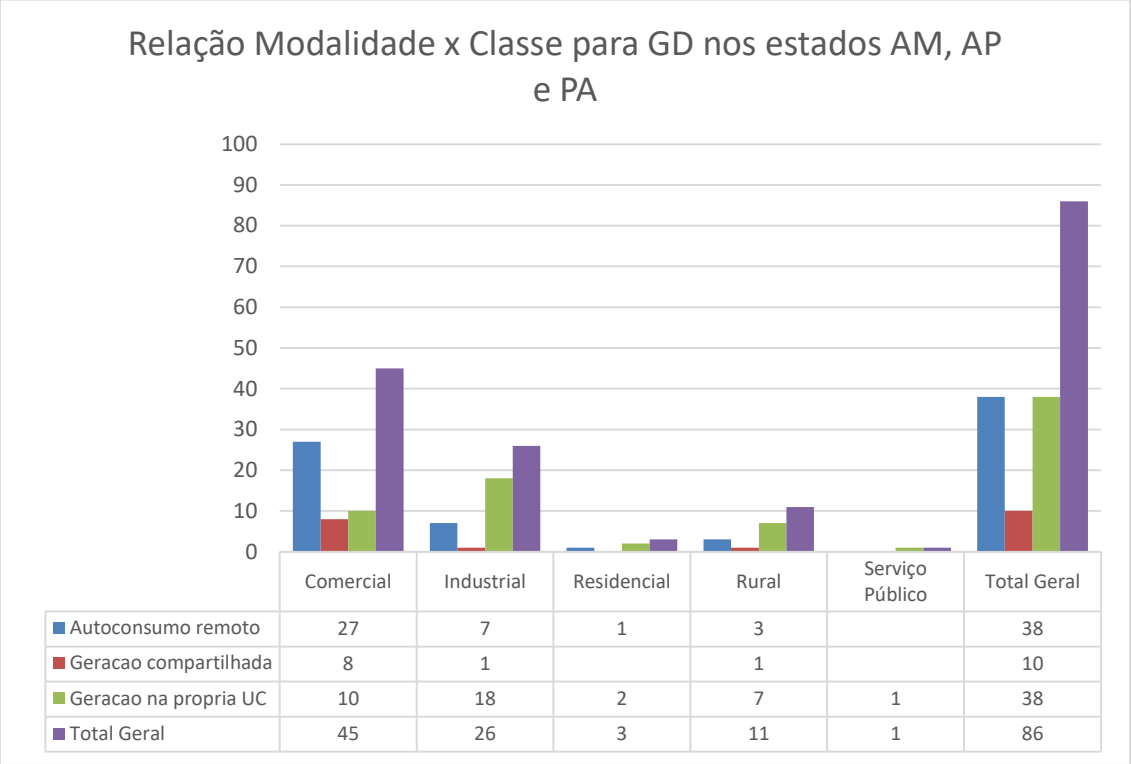
Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

A Figura IV.20 relaciona a quantidade de GD mostrando a modalidade (autoconsumo remoto, geração compartilhada e geração na própria UC[13]) em relação a classe (comercial, industrial, residencial, rural e serviço público) para os estados do Amazonas – AM, Amapá – AP e Pará - PA que envolvem os trechos do rio analisado na tese. Como pode ser observado a modalidade de autoconsumo remoto e geração compartilhada são soberanas na classe comercial, seguida da industrial, rural e residencial. Para a modalidade de geração na própria UC a soberania fica para a classe industrial, seguida da comercial, rural, residencial e serviço público. No geral, a quantidade da modalidade de autoconsumo remoto e geração na própria UC são iguais.

[13] Para essa modalidade um sistema de geração de energia, por exemplo, solar fotovoltaico, é instalado no mesmo endereço, e no mesmo ponto de conexão com a rede da distribuidora, que uma Unidade Consumidora (UC) existente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015).

.

Este levantamento é importante, caracteriza o sistema de GD que tem maior participação na região analisada.



	Comercial	Industrial	Residencial	Rural	Serviço Público	Total Geral
Autoconsumo remoto	27	7	1	3		38
Geracao compartilhada	8	1		1		10
Geracao na propria UC	10	18	2	7	1	38
Total Geral	45	26	3	11	1	86

Figura IV.20. Relação entre modalidade e classe para GD nos estados do Amazonas, Amapá e Pará.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

Analisando a Figura IV.21, Figura IV.22 e Figura IV.23 que relacionam as classes, tipo e modalidade para GD no estado do Amapá, Pará e Amazonas separadamente, pode-se dizer que a quantidade Usinas Fotovoltaicas – UFV residencial com geração na própria unidade consumidora – UC é superior para todos os três estados. É importante observar nos três estados a ausência de GD com outras fontes de energia, exceto uma Eólica – EOL comercial com geração na própria UC.

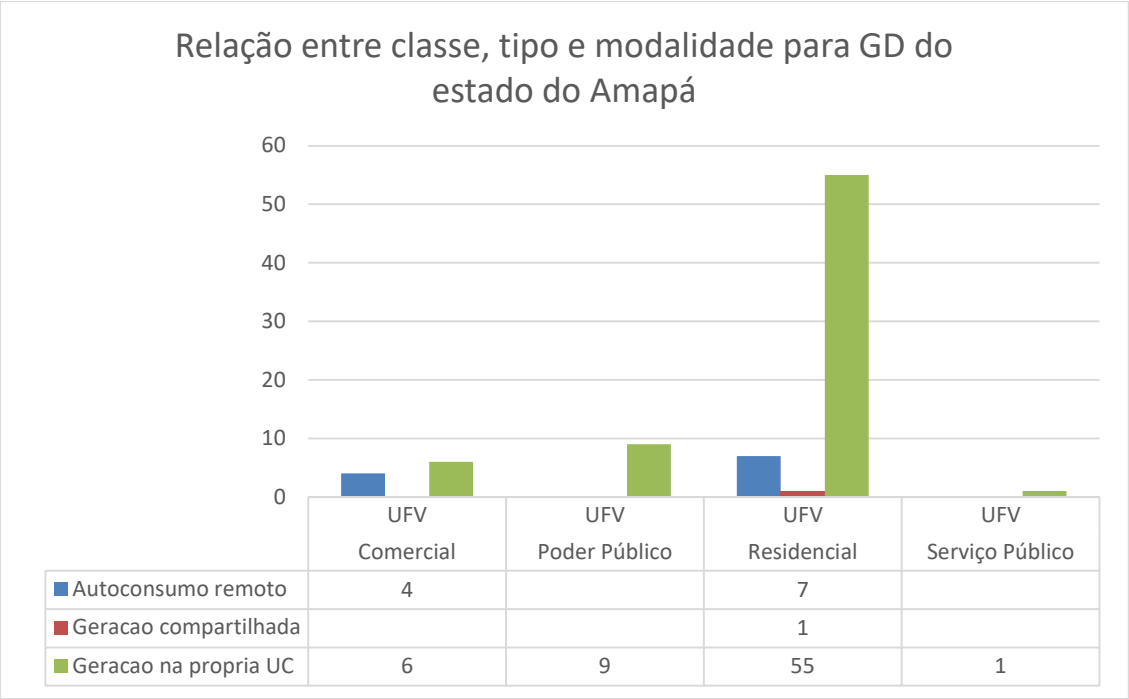


Figura IV.21. Relação entre classe, tipo e modalidade para GD no estado do Amapá.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

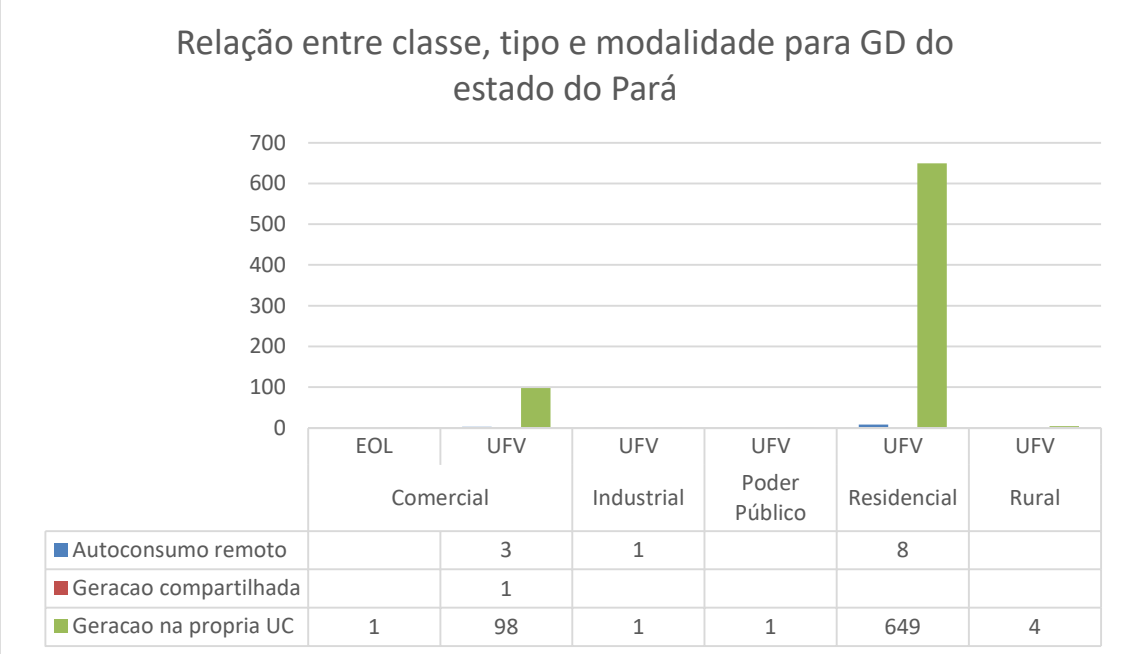


Figura IV.22. Relação entre classe, tipo e modalidade para GD no estado do Pará.

Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

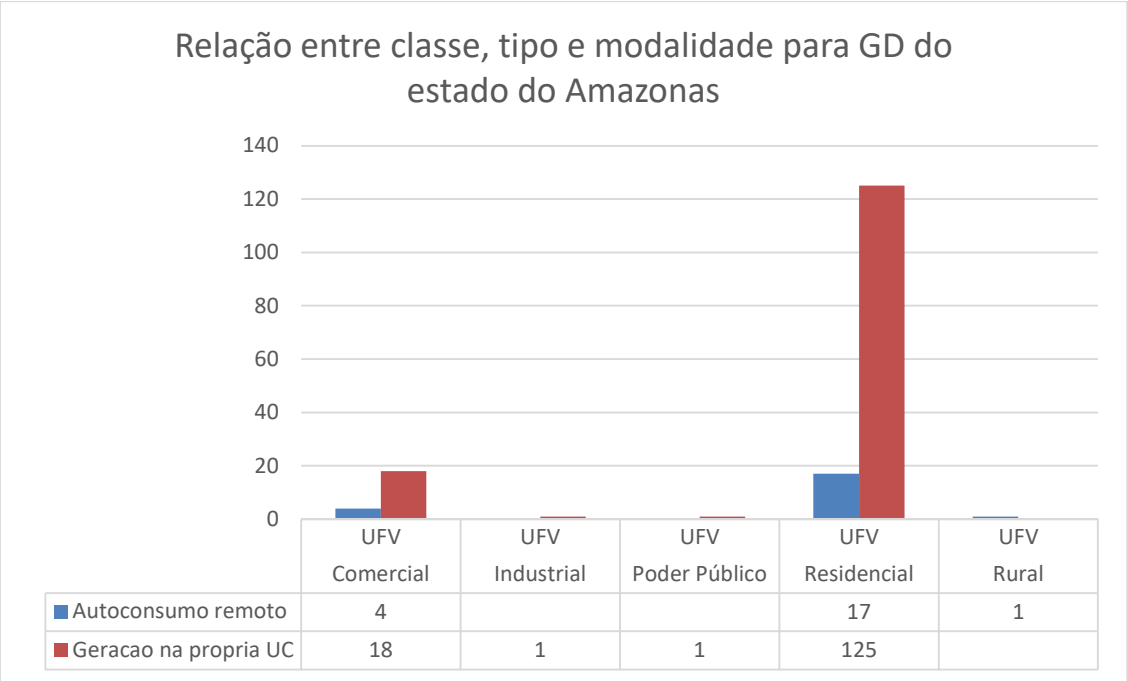


Figura IV.23. Relação entre classe, tipo e modalidade para GD no estado do Amazonas. Fonte: Elaboração própria com dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL (2019)

V. SISTEMA ISOLADO - SI

Denomina-se Sistema Isolado (SI) o sistema elétrico, que em sua configuração normal, não esteja conectado ao Sistema Interligado Nacional - SIN. A Figura V.1 e a Figura V.2 mostram dois exemplos de geradores hidrocinéticos atuando em conjunto com um sistema isolado num rio. O primeiro exemplo demonstra um sistema com maior grau de complexidade e aplicação, inserido em um sistema de transmissão para levar energia a longas distâncias. O segundo exemplo mostra o sistema isolado inserido no sistema de distribuição das concessionárias locais, e pode ser utilizado de forma dedicada e com grau de complexidade menor (dedicado a clientes específicos).

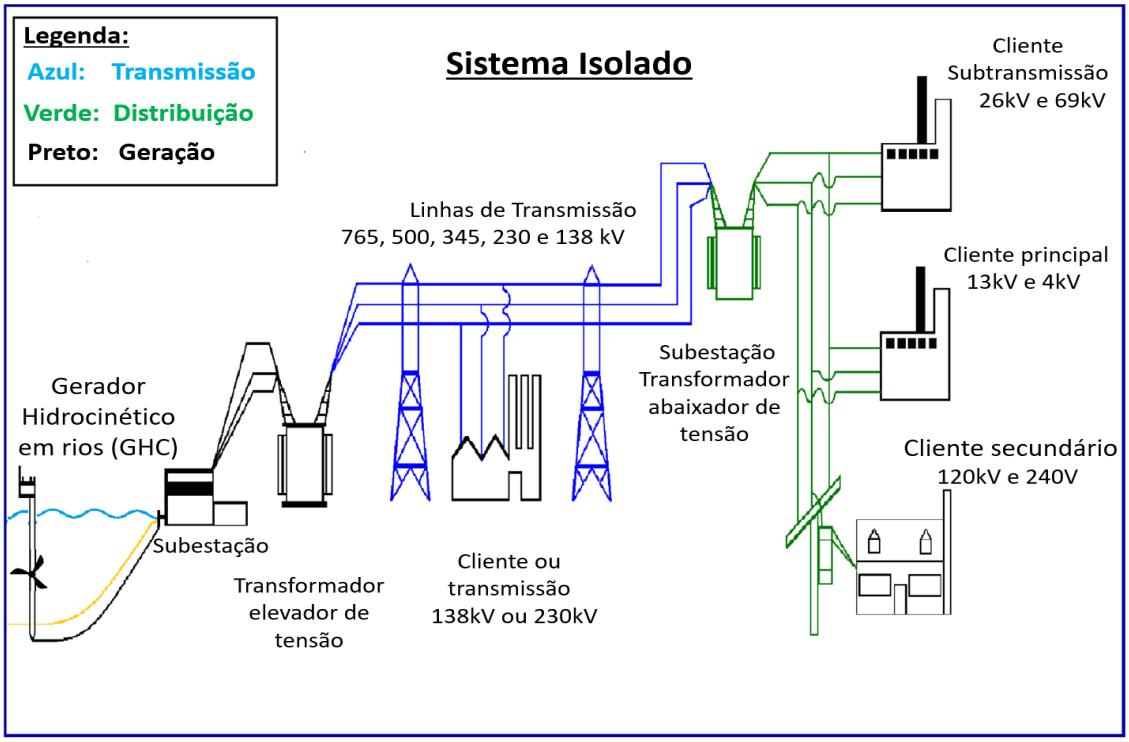


Figura V.1. Exemplo de Sistema Isolado com gerador hidrocinético em rios inserido em um sistema de transmissão.

Fonte: Elaboração própria.

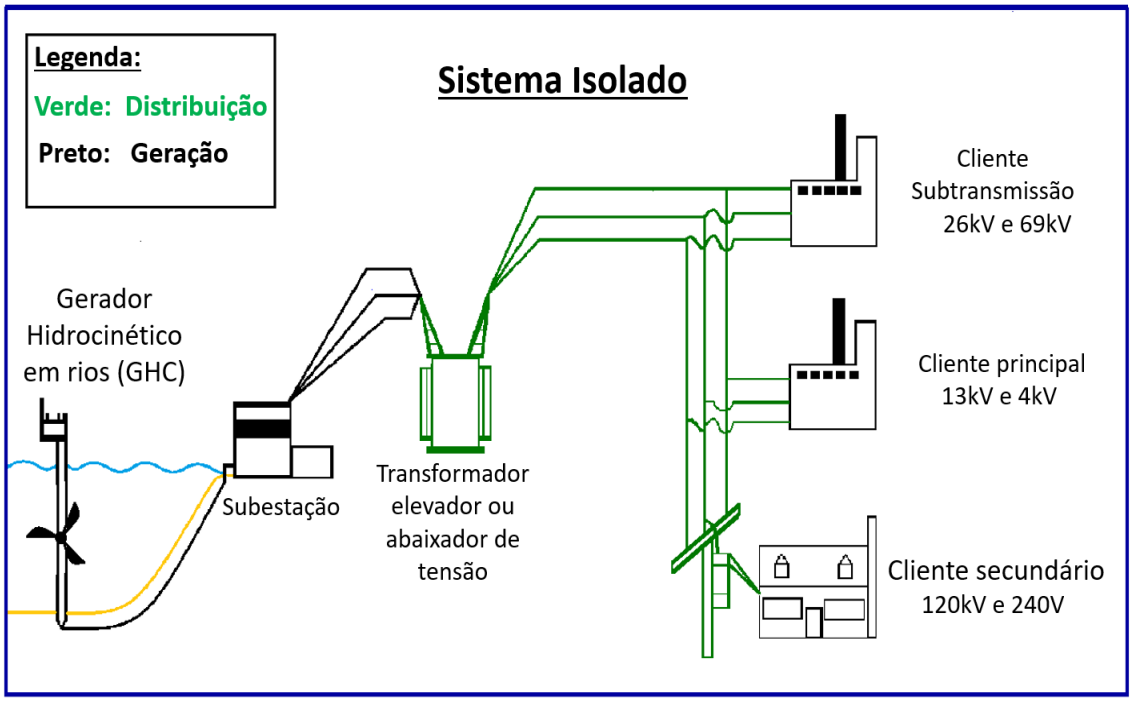


Figura V.2. Exemplo de Sistema Isolado com gerador hidrocinético em rios no sistema de distribuição da concessionária local.

Fonte: Elaboração própria.

A geração termelétrica também tem sido associada à expansão das fontes renováveis intermitentes para ser acionada nos períodos de indisponibilidade da geração a partir dos recursos intermitentes (AYODELE *et al.*, 2019; EPE, 2018; OLATOMIWA *et al.*, 2018; OLATOMIWA; MEKHILEF; OHUNAKIN, 2016; TAH; DAS, 2016). O suprimento de energia de locais isolados por SIs no Brasil é contemplado por meio de Leilões, onde o planejamento consiste nas projeções de mercado de energia elétrica em cada localidade isolada, no balanço entre oferta e demanda para os próximos cinco anos e, consequentemente, em apontar as necessidades futuras de expansão dos parques geradores ou da substituição das usinas atuais, de forma a garantir a segurança do suprimento de energia elétrica às localidades não conectadas ao SIN. Identificadas as necessidades de contratação de solução de suprimento para a expansão ou substituição da oferta existente, o Ministério de Minas e Energia (MME) definirá diretrizes para a realização dos Leilões para atendimento aos SIs (NACIONAL; ELÉTRICO, 2019).

Compete à EPE a avaliação técnica das propostas de planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados, apresentadas pelos Agentes de Distribuição, bem como a habilitação técnica das propostas de Solução de Suprimento, cadastradas para

participar dos Leilões para atendimento aos Sistemas Isolados (EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Nesta sessão será possível obter informações sobre os Leilões em curso para os Sistemas Isolados, consultar as Instruções para apresentação das propostas de solução de suprimento (por empreendedores interessados) e do planejamento do atendimento a esses sistemas (pelas distribuidoras). Também serão disponibilizados os estudos diversos realizados pela EPE sobre o assunto, dentre outros (EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Conforme descreve EPE (2018), o Decreto n. 7.246/2010 define Sistemas Isolados como sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal não estejam, eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por razões técnicas ou econômicas.

Este decreto estabelece ainda que os agentes de distribuição de energia elétrica deverão submeter à aprovação do MME, anualmente, o planejamento do atendimento dos mercados nos Sistemas Isolados, para o horizonte de cinco anos. Portanto, a cada ano se estabelece um novo ciclo de coleta de dados.

O planejamento tem por objetivo estimar as projeções de carga e demanda em cada Sistema Isolado, bem como apontar a oferta atual e futura de geração, de forma a assegurar o suprimento de energia elétrica nesses locais, levando em consideração a previsão de interligação quando houver.

Assim, em conformidade com o Decreto supracitado e com a Portaria MME n. 67/2018, as distribuidoras com Sistemas Isolados submeteram para análise da EPE suas propostas de planejamento, contemplando projeções de mercado, oferta de geração, necessidades de contratação e previsões de interligação, no horizonte até 2023 (EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Segundo EPE (2018), os dados de planejamento coletados em 2018 apontam algumas localidades com déficits de geração ao longo do horizonte, bem como necessidades de substituição de unidades geradoras atuais, o que deverá ser feito por meio de leilões, conforme diretrizes a serem estabelecidas pelo MME.

V.1. Coleta de dados para SIs

Conforme («Notícias EPE publica instruções para a apresentação de propostas de solução de suprimento em Sistemas Isolados», 2020), a Portaria MME n. 67/2018 diz que as distribuidoras devem enviar à EPE suas propostas de planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados até 30 de junho de cada ano, contemplando dados para o horizonte de cinco anos, a contar do ano subsequente. Esse envio é disciplinado pelas "Instruções para Apresentação de Proposta de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados", disponíveis no site da EPE e se consolida por meio de planilhas, uma para cada localidade, conforme modelo disponibilizado pela EPE, contendo:

a) Aspectos geográficos das localidades;

b) Projeção do mercado de energia elétrica e demanda para os dez anos subsequentes ao do ano-ciclo;

c) Previsões de interligação ao SIN, quando possível;

d) Informações do mercado verificado nos três anos anteriores ao ano-ciclo, com discretização mensal;

e) Curvas de carga;

f) Oferta (atual e já contratada) de geração de energia elétrica, com os respectivos prazos de vencimento;

g) Balanços de energia e de demanda, para verificação de eventual déficit ao longo do horizonte (até 2023);

h) Substituição desejada da oferta existente e necessidade de contratação de reserva de capacidade de geração;

i) Descrição das condições da rede de distribuição; e

j) Previsão de programas de eficiência energética.

No ciclo 2018, o mercado verificado para os três anos anteriores (2015, 2016 e 2017), bem como as previsões de 2020 a 2028 foram coletados diretamente das

distribuidoras, enquanto os dados de mercado de 2018 e 2019 foram fornecidos à EPE pelo ONS[14], exceto para as novas localidades, ver item IV.3.

V.2. Aspectos geográficos

A maioria absoluta dos Sistemas Isolados brasileiros encontra-se na região Norte, principalmente no estado do Amazonas, com 95 sistemas. Destaca-se que há desde pequenas comunidades, com população de 15 habitantes até cidades maiores como Parintins-AM (cerca de 100 mil habitantes) e Boa Vista-RR, única capital ainda não conectada ao SIN com população superior a 300 mil pessoas.

Com o mapa (Figura V.3), percebe-se que grande parte das localidades se encontram nas margens dos rios, que representam a principal via de transporte da região Norte. Dada a predominância da geração a partir do óleo diesel, o suprimento de energia elétrica nos Sistemas Isolados depende de uma complexa logística de fornecimento desse combustível.

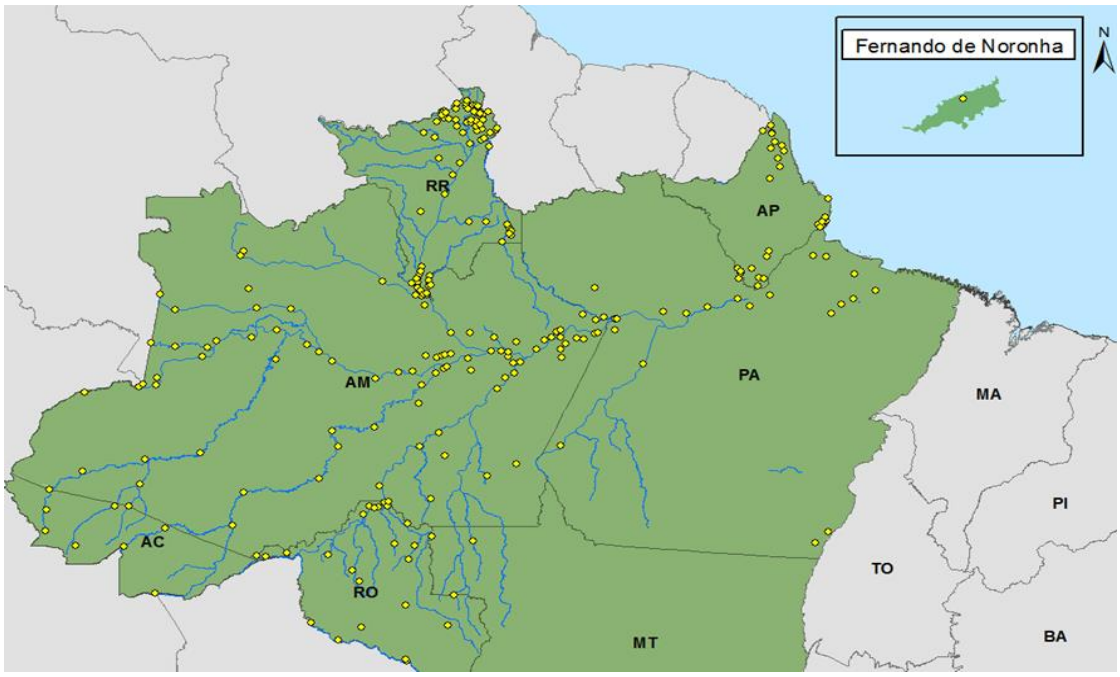


Figura V.3. Sistemas Isolados - Ciclo 2018.

Fonte: (EPE, 2019).

[14] A Lei n. 13.360/2016 e o Decreto n. 9.022/2017 definiram a participação do ONS no processo de coleta e análise dos dados de planejamento da operação dos Sistemas Isolados no ano-ciclo e ano seguinte. Por sua vez, o documento "Procedimentos Operacionais para previsão de carga e planejamento da operação dos Sistemas Isolados", elaborado pelo ONS, definiu a sua participação no repasse à EPE dos dados de planejamento da operação, sob sua responsabilidade.

As informações disponibilizadas em EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019), apontam a existência de 270 Sistemas Isolados no Brasil, distribuídos em 8 estados, conforme mostra Tabela V.1. Para esta pesquisa serão utilizados os dados referentes a três Estados, Amapá, Amazonas e Pará totalizando 4 distribuidoras, 147 SIs e uma população atendida de 2.368.690 pessoas conforme mostra a Tabela V.2.

Tabela V.1. Quantidade de sistemas Isolados por UF e distribuidora.

Estado	**Distribuidora**	**Número SIs**	**População atendida**
Acre	Eletrobrás Distribuição Acre	9	213.579
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43.315
Amazonas	Eletrobras Amazonas Energia	95	1.657.298
Pará	Centrais Elétricas do Pará S.A.	21	668.077
	Petrobras BR	2	-
Rondônia	Eletrobrás Distribuição Rondônia	25	170.953
Roraima	Eletrobrás Distribuição Roraima	86	494.409
Mato Grosso	Energisa Mato Grosso	2	4.038
Pernambuco	Companhia Energética de Pernambuco	1	3.016
TOTAL	9	270	3.254.685

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019).

Tabela V.2. Quantidade de sistemas isolados por UF e distribuidora utilizados na pesquisa.

Estado	**Distribuidora**	**Número SIs**	**População atendida**
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43.315
Amazonas	Eletrobras Amazonas Energia	95	1.657.298
Pará	Centrais Elétricas do Pará S.A.	21	668.077
	Petrobras BR	2	-
TOTAL	4	147	2.368.690

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019).

V.3. Novos sistemas isolados

O número de sistemas isolados pode variar a cada ciclo, seja devido a interligações das regiões ao SIN ou pelas novas localidades criadas pelas distribuidoras. Segundo EPE (2019), em 2018 as distribuidoras informaram 28 novas localidades à EPE, sendo 27 no Amapá e 1 no Mato Grosso.

Tais sistemas considerados "novos", em geral, são pequenas comunidades que já contam com um suprimento informal e, por vezes, parcial (algumas horas por dia). Quando são formalizadas junto as distribuidoras, busca-se regularizar e melhorar o atendimento, contratando soluções de suprimento por meio de leilão. Com isto, se faz necessária a inclusão das localidades no processo de planejamento.

As localidades podem ser consideradas como Regiões Remotas[15], dado seu porte, sendo assim, o atendimento deve se dar por meio do Programa Luz para Todos, conforme dispõe o Decreto n. 8.493/2015 (Decreto no 8493, 2019). A classificação das localidades como "sistema isolado" ou "região remota" poderá ser definida pelo MME quando da aprovação do planejamento.

V.4. Mercados consumidores e planejamento do atendimento

Segundo EPE (2019), prever a projeção da demanda dos sistemas isolados é muito difícil, pois trabalha com muitas incertezas, e com elevado grau de complexidade no planejamento para um horizonte de longo prazo. Elas dependem de inúmeras variáveis (econômicas, sociais, demográficas etc.). As previsões de interligação são incertas e o porte das localidades as vezes tão pequenas que uma nova atividade (comercial ou industrial) ou mesmo movimentos migratórios podem elevar ou reduzir a demanda elétrica, enfatizando a importância de revisitar o planejamento a cada ano, visando aprimorar as estimativas, sobretudo nas localidades menores.

A análise do planejamento ao atendimento aos mercados consumidores consiste, resumidamente, em verificar os dados históricos de mercado, avaliar a coerência das projeções para os próximos anos e averiguar se o parque gerador instalado é suficiente para atender ao crescimento da demanda nos próximos cinco anos.

[15] Pequenos grupamentos de consumidores situados em Sistema Isolado, afastados das sedes municipais, e caracterizados pela ausência de economias de escala ou de densidade, conforme Decreto n. 7.246/2010.

Na análise realizada por EPE (2019) e utilizadas nesta tese são considerados: as datas de término e possibilidade de renovação dos contratos de geração; previsões de interligação; e solicitação das distribuidoras para substituição de máquinas próprias. Em relação às informações de mercado (histórico e projeções) para cada sistema isolado analisado nesta tese, foram consideradas as variáveis: consumo[16], carga[17], perdas e demanda[18].

Conhecidas essas variáveis, a EPE realizou o balanço de energia e demanda, ou seja, verificou se a geração disponível é capaz de atender aos valores de carga e demanda previstos. Eventuais déficits, por sua vez, correspondem às necessidades de contratação de soluções de suprimento.

Estas informações são importantes, pois podem criar a possibilidade de inserção da tecnologia hidrocinética como uma fonte de energia alternativa renovável atuando como sistemas isolados em localidades próximas das regiões analisadas nesta tese. Em síntese, será apresentado o planejamento do Estado do Amapá, Amazonas e Pará com suas respectivas distribuidoras de energia. Tais estados são os que estão relacionados com os trechos do rio Amazonas analisados neste trabalho.

V.4.1. Amapá

A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) apresentou projeções de mercado para 29 localidades (Figura V.4), sendo 27 novas, em geral pequenas comunidades indígenas, que representam cerca de 35% do consumo dos sistemas isolados desse estado, com demandas máximas anuais variando de 24 a 905 kW (valores de 2017).

O consumo de energia nas localidades isoladas da CEA é predominantemente residencial, representando 48% do consumo total, seguida pela classe industrial com 22%.

[16] Valor de energia requerido para atendimento aos consumidores, sendo esses separados por classe (residencial, industrial, comercial, rural e outros consumos).

[17] Representa a geração de energia necessária para atendimento não só aos consumidores, mas também ao consumo próprio da usina acrescido das perdas e eventuais suprimentos (quando um sistema atende a mais de uma localidade).

[18] Valor (em kW) máximo instantâneo da localidade, a cada ano, independente do horário em que ocorra.

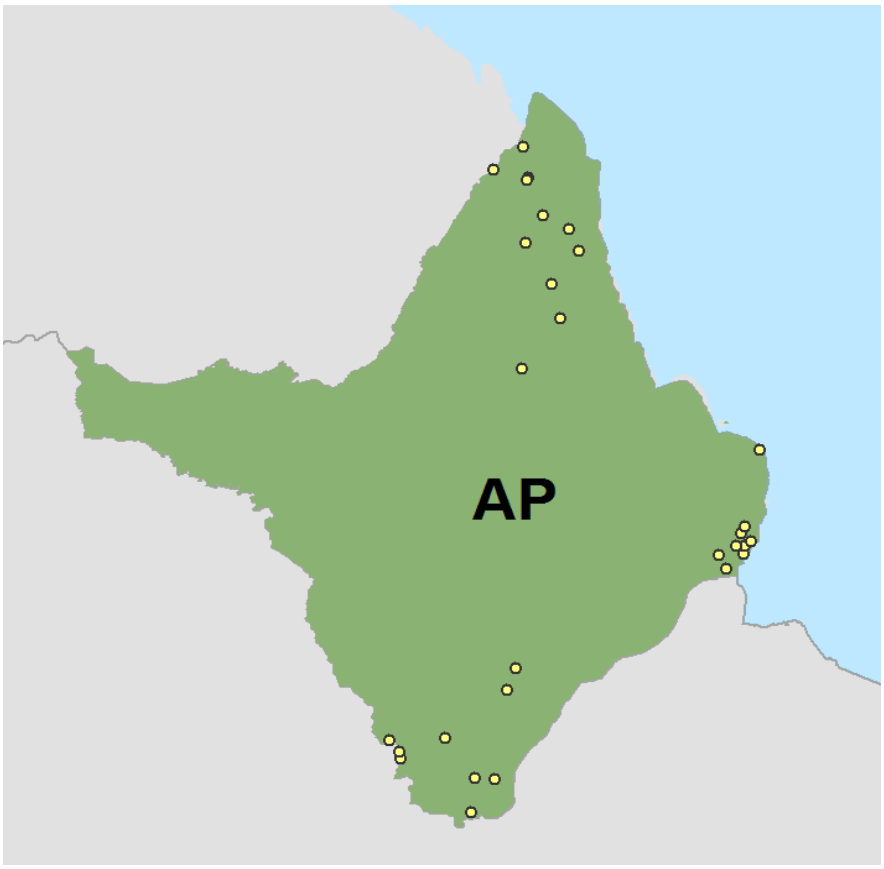


Figura V.4. Localidades isoladas no Amapá

Fonte: (EPE, 2019).

A Tabela V.3 apresenta a evolução do mercado da CEA no período 2019-2023. Mais do que as interligações, o que de fato impacta no mercado da distribuidora é a consideração das novas localidades, resultando no elevado crescimento observado para 2020.

Tabela V.3. CEA - Carga (MWh) e demanda (kW).

Carga (MWh)					
CEA	2019	2020	2021	2022	2023
Carga total (MWh)	46.240	56.776	58.434	60.169	62.006
Var. anual (%)	-	23%	3%	3%	3%
Demanda (kW)					
CEA	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda total (kW)	7.616	9.638	10.034	10.450	10.892
Var. anual (%)	-	27%	4%	4%	4%

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

Os elevados crescimentos observados em 2020 devem-se ao fato da EPE considerar, a partir desse ano, os dados das 27 novas localidades apresentadas pela CEA conforme Tabela V.4.

Tabela V.4. Resumo sistemas isolados Amapá.

Localidade	CEP	Tipo	Combustível	Máquinas	Potência Nominal Instalada Total (kW)	Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023)	Ano de início do déficit	Previsão Interligação	Obs.
OIAPOQUE/AP	68980-970	UTE	Diesel	4	8.724	0	-	-	-
OIAPOQUE/AP	68980-970	UFV	-	-	3.600	0	-	-	-
OIAPOQUE/AP	68980-970	PCH	-	-	7.500	0	-	-	Início de operação previsto para 2020
LOURENÇO/AP	68970-970	UTE	Diesel	2	1.000	-49	2018	dez/19	-
SUCURIJU/AP	68958-000	UTE	Diesel	2	120	-50	2020	-	Solicitada a substituição das máquinas atuais devido ao estado precário de operação
CONCEIÇÃO DO MURIACÁ/AP	68920-000	UTE	Diesel	1	65	0	-	-	
SÃO FRANCISCO DO IRATAPURU/AP	68920-000	UTE	Diesel	1	65	-58	2020	-	
BAILIQUE/AP	68913-970	UTE	Diesel	3	1.320	-816	2020	-	
FRANCO GRANDE/AP	68997-000	UTE	Diesel	1	48	0	-	-	
FREGUESIA DO BAILIQUE/AP	68913-000	UTE	Diesel	1	60	0	-	-	
JANGADINHA DO CURUÁ/AP	68210-000	UTE	Diesel	1	40	0	-	-	
LIMÃO DO CURUÁ/AP	68913-000	UTE	Diesel	1	60	0	-	-	
LIVRAMENTO/AP	68912-450	UTE	Diesel	1	48	0	-	-	
MARANATA/AP	68913-000	UTE	Diesel	1	65	0	-	-	
PONTA DA ESPERANÇA/AP	68900-000	UTE	Diesel	1	44	0	-	-	
CASSIPORÉ/AP	68950-000	UTE	Diesel	2	120	-32	2020	-	
ESPIRITO SANTO/AP	68950-000	UTE	Diesel	1	44	0	-	-	
KUMARUMÃ/AP	68908-120	UTE	Diesel	2	300	-135	2020	-	
KUMENÊ/AP	68980-000	UTE	Diesel	2	160	-57	2020	-	
KUNANÃ/AP	68950-000	UTE	Diesel	1	40	0	-	-	
SAMAÚMA/AP	68950-000	UTE	Diesel	1	40	0	-	-	
SANTA IZABEL/AP	68950-000	UTE	Diesel	1	80	0	-	-	
VILA VELHA/AP	68988-000	UTE	Diesel	1	92	0	-	-	
SÃO JOÃO DO RIO CAJARI/AP	68950-000	UTE	Diesel	2	88	-37	2020	-	
ÁGUA BRANCA DO CAJARI/AP	68920-000	UTE	Diesel	2	160	0	-	dez/19	-
CARNOT/AP	68950-000	UTE	Diesel	3	522	0	-	dez/19	-
JARILÂNDIA/AP	68924-000	UTE	Diesel	2	288	0	-	dez/19	-
PADARIA/AP	68950-000	UTE	Diesel	2	80	0	-	dez/19	-
SANTO ANTONIO DA CACHOEIRA/AP	68924-000	UTE	Diesel	1	40	0	-	dez/19	-
VILA DO RIO PRETO DO MARACÁ/AP	68950-000	UTE	Diesel	1	44	0	-	dez/19	-
VILA MARACÁ/AP	68950-000	UTE	Diesel	3	576	0	-	dez/19	-
Total					25.433	-1234			

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

O suprimento ao Oiapoque[19] foi objeto do Leilão n° 01/2014, tendo sido vencedora a proposta contemplando uma usina termelétrica diesel, já implantada, associada a uma PCH (Salto Cafesoca), em processo de licenciamento. Posteriormente o Produtor Independente de Energia (PIE) responsável instalou também usina solar fotovoltaica, representando um dos poucos exemplos de geração renovável nos sistemas isolados. Dadas as instalações relativamente novas, não é observado déficit de geração no horizonte avaliado.

Para Lourenço, havia previsão de interligação em dezembro/2019 e foi realizada em janeiro de 2020, por meio de obras do programa Luz para Todos. Contudo, verificou-se balanço de demanda negativo de 49 kW no ano de 2019, o que pode demandar renovação do contrato atual ou mesmo a realização de um novo processo licitatório, sobretudo ao se considerar o histórico de atrasos em obras de interligação dos sistemas isolados.

Para sete das novas localidades foi indicada previsão de interligação em dezembro/2019, já para as outras vinte, foi indicada a necessidade de substituição das máquinas, por meio de licitação, pois estas encontram-se em estado precário de operação, segundo a distribuidora.

A Figura V.5 e Figura V.6 mostram a distribuição do potencial nominal instalado (kW) e a distribuição do déficit máximo de demanda para o período de 2019 à 2023 dos sistemas isolados por município no estado do Amapá.

[19] Embora não exista previsão de interligação do Oiapoque ao SIN, a EPE avaliou em 2018, a pedido do MME, alternativas de suprimento a esse sistema isolado. O estudo está disponível em http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-elabora-estudo-de-alternativas-para-atendimento-aooiapoque-(ap)

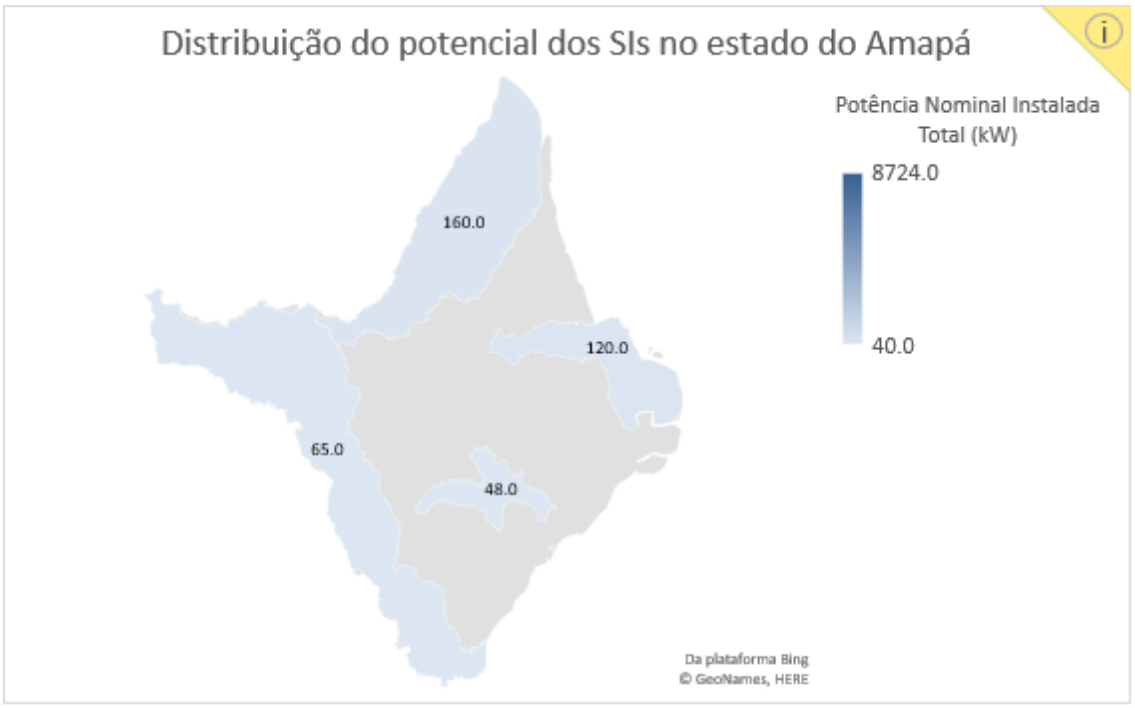


Figura V.5. Distribuição do potencial dos SIs no estado do Amapá.

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

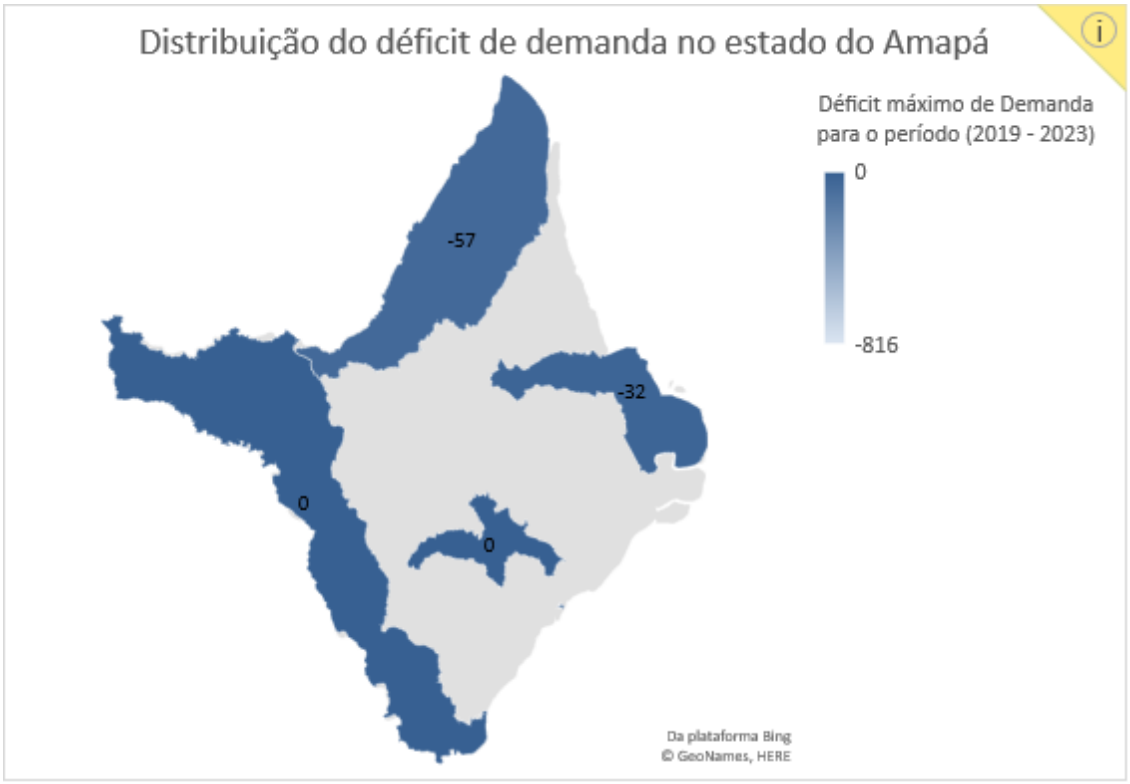


Figura V.6. Distribuição do déficit de demanda no estado do Amapá.

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

V.4.2. Pará

Duas distribuidoras atendem aos sistemas isolados do Pará (Figura V.7): Petrobras, responsável pelas localidades Alcoa Porto e Alcoa Beneficiamento; e Celpa, responsável pelo atendimento de outras 21 localidades, sendo que 17 destas apresentam previsão de interligação no horizonte analisado.

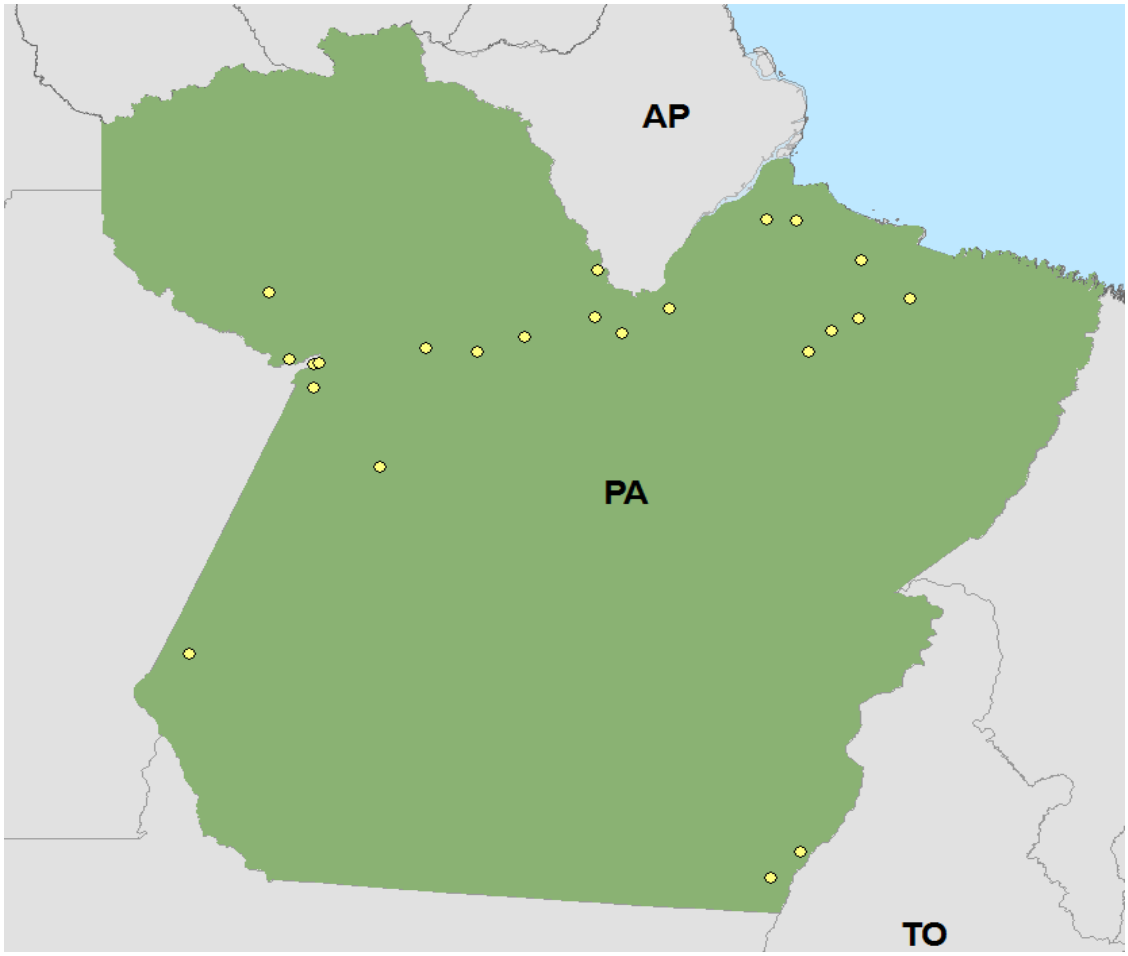


Figura V.7. Localidades isoladas do Pará.

Fonte: (EPE, 2019)

V.4.2.1. Centrais Elétricas do Pará - CELPA

A CELPA apresentou projeções de mercado para 21 localidades. A participação do consumo residencial nos Sistemas Isolados da Celpa foi de 56% do total verificado em 2017, seguido da classe comercial, com 14% de representatividade. As perdas da distribuidora variam em torno de 28%.

A .

Tabela V.5 apresenta a evolução do mercado da CELPA no período 2019-2023.

Tabela V.5. CELPA – Carga (MWh) e demanda (kW).

Carga (MWh)					
CELPA	2019	2020	2021	2022	2023
Carga total (MWh)	308.448	313.992	334.652	355.473	46.735
Var. anual (%)	-	2%	7%	6%	-87%
Demanda (kW)					
CELPA	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda total (kW)	65.938	54.519	58.096	61.698	8.347
Var. anual (%)	-	-17%	7%	6%	-86%

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

A partir de 2023, segundo as previsões da distribuidora, somente permanecerão como isoladas as localidades de Aveiro, Cotijuba, Gurupá e Jacareacanga conforme mostra a Tabela V.6.

Tabela V.6. Resumo Sistemas Isolado atendidos pela CELPA.

Localidade	**CEP**	**Tipo**	**Combustível**	**Máquinas**	**Potência nominal instalada Total (kW)**	**Déficit máximo de demanda para o período (2019-2023)**	**Ano de início do déficit**	**Previsão interligação**
AFUA/PA	68890-000	UTE	Diesel	5	4.479	0	-	jan/23
ALENQUER/PA	68200-000	UTE	Diesel	16	15.022	0	-	mar/19
ALMEIRIM/PA	68230-000	UTE	Diesel	9	7.153	0	-	jan/23
ANAJAS/PA	68810-000	UTE	Diesel	9	4.800	0	-	jan/23
AVEIRO/PA	68150-000	UTE	Diesel	3	1.400	-610	2022	-
CHAVES/PA	68880-000	UTE	Diesel	3	1.400	0	-	jan/23
COTIJUBA/PA	66846-060	UTE	Diesel	5	2.800	-2.261	2022	-
FARO/PA	68280-000	UTE	Diesel	5	2.026	0	-	jan/23
GURUPA/PA	68300-000	UTE	Diesel	8	5.057	-2.906	2022	-
JACAREACANGA/PA	68195-000	UTE	Diesel	7	3.600	-2.825	2022	-
JURUTI/PA	68170-000	UTE	Diesel	17	15.661	0	-	jan/23
MONTE ALEGRE/PA	68220-000	UTE	Diesel	16	13.785	0	-	mar/19
MUANÁ/PA	68825-000	UTE	Diesel	9	6.031	-4.014	2019	jan/23
OEIRAS DO PARA/PA	68470-000	UTE	Diesel	7	5.106	0	-	jan/23
PORTO DE MOZ/PA	68350-000	UTE	Diesel	8	6.768	0	-	jan/23
PRAINHA/PA	68130-000	UTE	Diesel	9	3.348	-2.135	2019	jan/23
SANTA CRUZ DO ARARI/PA	68850-000	UTE	Diesel	4	1.600	-915	2019	jan/23
SANTANA DO ARAGUAIA/PA	68560-000	UTE	Diesel	13	15.990	-11.404	2020	jan/23
SÃO SEBASTIAO DA BOA VISTA/PA	68820-000	UTE	Diesel	12	5.335	0	-	jan/23
TERRA SANTA/PA	68285-000	UTE	Diesel	6	5.076	-379	2021	jan/23

MONTE DOURADO/PA	68240-000	UTE	Diesel	5	7.700	0	-	jan/19
Total					134.137	-27.449		

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

A Figura V.8 e Figura V.9 mostram a distribuição do potencial nominal instalado (kW) e a distribuição do déficit máximo de demanda para o período de 2019 a 2023 dos sistemas isolados por município no estado do Pará.

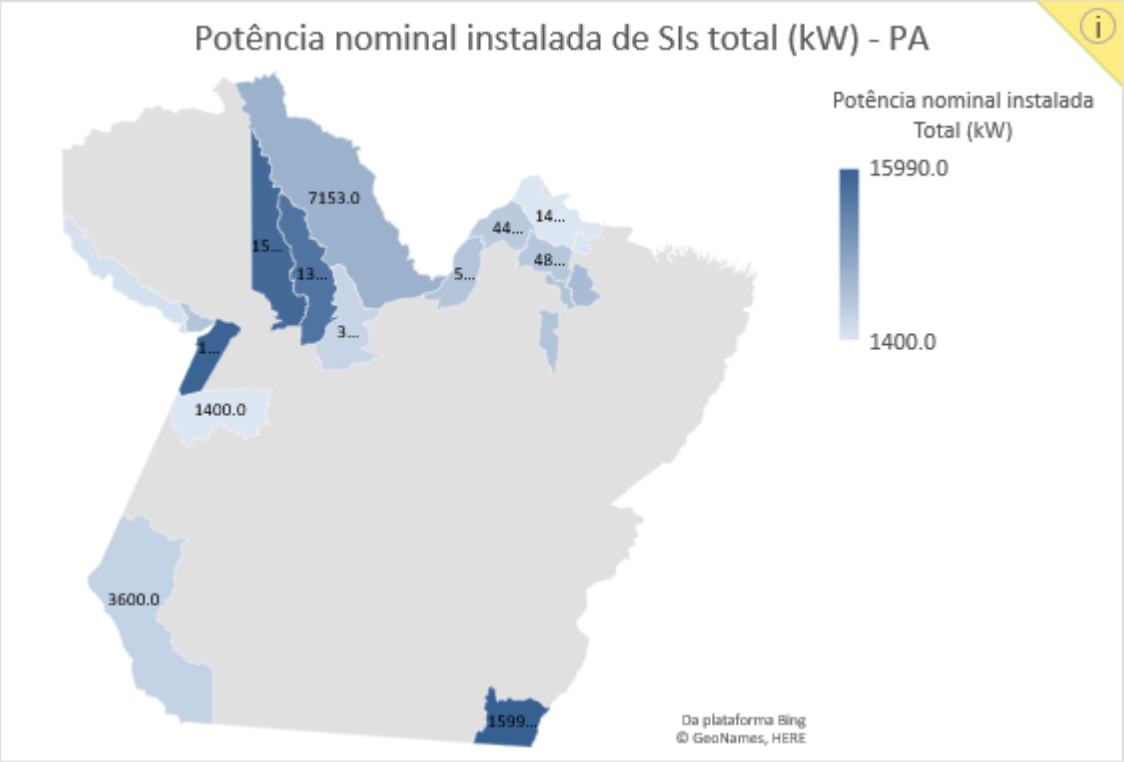


Figura V.8. Distribuição do potencial dos SIs no estado do Pará.

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

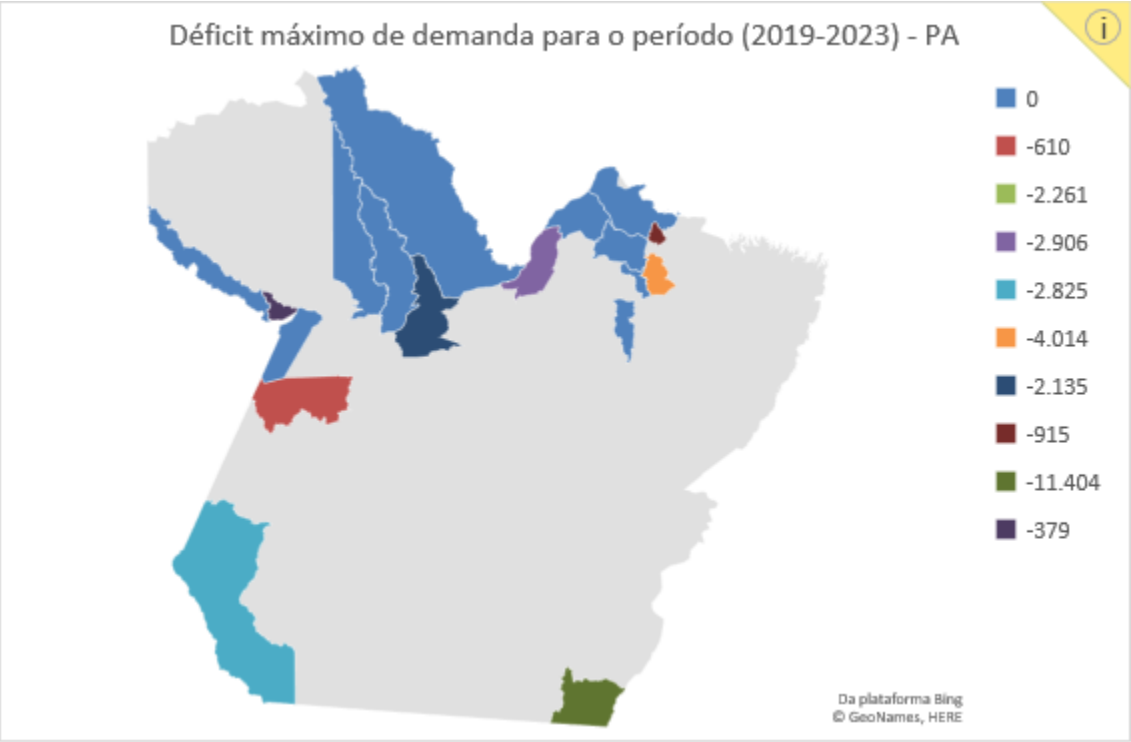


Figura V.9. Distribuição do déficit de demanda no estado do Pará.
Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

Com relação à interligação de Juruti ao SIN, prevista pela distribuidora para janeiro de 2023, cumpre notar que esse empreendimento (LT 230 kV Oriximiná – Juruti – Parintins) está inserido no Leilão de Transmissão 004/2018 (Lote 16), com data para entrada em operação comercial prevista para março de 2024.

É esperado déficit de energia e demanda para 9 das 21 localidades da CELPA, mesmo para localidades em que há previsão de interligação, sendo necessário providenciar contratação de geração. Destas *Muana*, *Prainha* e *Santa Cruz do Arar*i representam os casos mais críticos, com déficit de geração já para 2019.

V.4.2.2. Petrobras Juriti

A Petrobras Juriti apresentou projeções de mercado para duas localidades: Alcoa Porto e Alcoa Beneficiamento. Diferentemente da maioria dos Sistemas Isolados, o perfil da Petrobras é 100% industrial, com cerca de 8% de perdas no horizonte avaliado.

A Tabela V.7 apresenta a evolução do mercado da Petrobras no período 2019-2023. O crescimento nulo para essa distribuidora indica não haver crescimento da produção.

Tabela V.7. Petrobras – Carga (MWh) e demanda (kW).

Carga (MWh)					
PETROBRAS	2019	2020	2021	2022	2023
Carga total (MWh)	72.565	71.246	71.246	71.246	71.246
Var. anual (%)	-	-2%	0%	0%	0%
Demanda (kW)					
PETROBRAS	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda total (kW)	11.100	11.600	11.600	11.600	11.600
Var. anual (%)	-	5%	0%	0%	0%

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

As Resoluções Autorizativas n. 2.099 e 2.100, de 15/09/2009, autorizam a Petrobras Distribuidora S.A. a estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica nesses dois sistemas, localizados no município de Juruti (PA) (Tabela V.8). Trata-se de um projeto de mineração e beneficiamento de bauxita, sendo o suprimento de energia elétrica dedicado ao empreendimento da Alcoa (porto e mina de beneficiamento).

Os valores projetados para a Petrobras apresentam regularidade ao longo do horizonte, em função do tipo de atividades realizadas (extrativas minerais, cuja variação depende, principalmente, da quantidade de mineral extraído).

Tabela V.8. Sistemas Isolados atendidos pela Petrobras.

Localidade	**CEP**	**Tipo**	**Combustível**	**Máquinas**	**Potência Nominal Instalada Total (kW)**	**Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023)**	**Ano de início do déficit**	**Previsão Interligação**	**Obs.**
ALCOA PORTO/PA	68170-000	UTE	Biodiesel	10	10.584	-4.000	2020	-	A renovação do contrato elimina a necessidade de contratação adicional
ALCOA BENEFICIAMENTO/PA	68170-000	UTE	Biodiesel	7	9.612	-7.600	2020	-	

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

V.4.1. Amazonas

A Eletrobras Distribuição Amazonas apresentou projeções de mercado para 95 localidades, sendo a classe residencial responsável por 48% do consumo nesses sistemas isolados (Figura V.10). O nível de perdas da distribuidora é elevado, próximo a 35%.

Convém mencionar a variedades de sistemas no Amazonas, com pequenas localidades de demanda da ordem de 62 kW, até cidades maiores como Parintins e Itacoatiara, com demanda verificada de 25.600 kW em 2017.

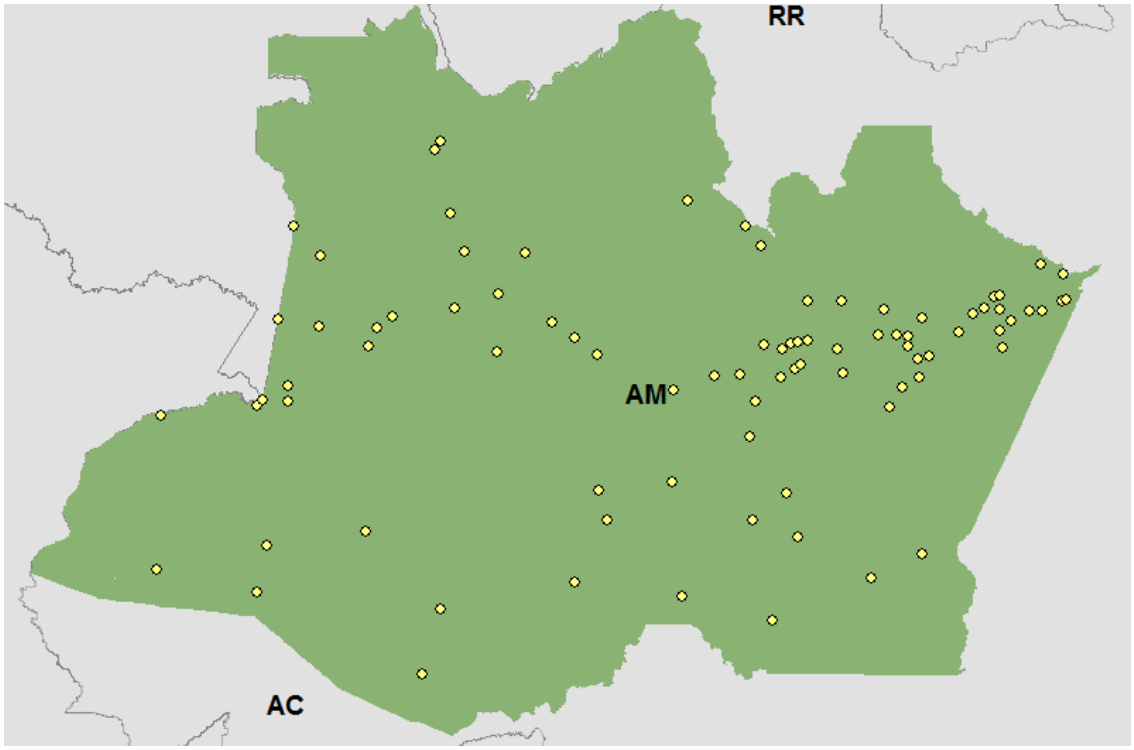


Figura V.10. Localidades Isoladas no Amazonas.

Fonte: (EPE, 2019).

A Tabela V.9 apresenta a evolução do mercado da Eletrobras Distribuição Amazonas - AMEN no período 2019-2023:

Tabela V.9. AMEN – Carga (MWh) e demanda (kW).

Carga (MWh)					
AMEN	2019	2020	2021	2022	2023
Carga total (MWh)	1.690.660	1.698.166	1.795.925	1.795.925	1.701.026
Var. anual (%)	-	0,4%	3%	3%	-5%
Demanda (kW)					
AMEN	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda total (kW)	329.727	344.293	357.035	369.971	355.285
Var. anual (%)	-	4%	4%	4%	-4%

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2019)

Dos 95 Sistemas Isolados apresentados pela Eletrobras Distribuição Amazonas apresentados na Tabela V.10, onde 84 usinas foram objeto de leilão em 2016 e 2017. Apesar disso, as projeções de mercado para algumas dessas localidades apontam crescimentos significativos, levando a demandas máximas superiores às potências contratadas.

Tabela V.10. Resumo Sistemas Isolados Amazonas.

Localidade	CEP	Tipo	Combustível	Máquinas	Potência Nominal Instalada Total (kW)	Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023)	Ano de início do déficit	Previsão Interligação	Obs.
ALTEROSA/AM	69005-080	UTE	Diesel	4	600	0	-	-	-
ALVARÃES/AM	69540-000	UTE	Diesel	5	3.100	0	-	-	-
AMATURÁ/AM	69620-000	UTE	Diesel	4	2.420	0	-	-	-
ANAMÃ/AM	69445-000	UTE	Gás	5	2.165	0	-	-	-
ANORI/AM	69440-000	UTE	Diesel	5	4.570	0	-	-	-
APUÍ/AM	69265-000	UTE	Diesel	6	5.600	0	-	-	-
ARARA/AM	69630-000	UTE	Diesel	3	370	0	-	-	-
AUGUSTO MONTENEGRO/AM	69160-000	UTE	Diesel	3	450	0	-	-	-
AUTAZES/AM	69245-000	UTE	Diesel	9	8.840	0	-	-	-
AUXILIADORA/AM	69800-000	UTE	Diesel	4	1.000	0	-	-	-
AXINIM/AM	69200-000	UTE	Diesel	4	1.235	-331	2020	-	Leilão Grupo B - Lote III
BARCELOS/AM	69700-000	UTE	Diesel	7	5.300	0	-	-	-
BARREIRINHA/AM	69160-000	UTE	Diesel	6	4.320	-672	2020	-	Leilão Grupo B -Lote IA
BELÉM DO SOLIMÕES/AM	69640-000	UTE	Diesel	4	1.000	-54	2020	-	Leilão Grupo A -Lote III
BENJAMIN CONSTANT/AM	69630-000	UTE	Diesel	9	8.600	0	-	-	-
BERURI/AM	69430-000	UTE	Diesel	7	4.740	0	-	-	-
BETÂNIA/AM	69073-040	UTE	Diesel	3	910	0	-	-	-
BOA VISTA DO RAMOS/AM	69195-000	UTE	Diesel	8	5.400	-542	2020	-	Leilão Grupo B -Lote IA
BOCA DO ACRE/AM	69850-000	UTE	Diesel	9	9.000	0	-	-	-
BORBA/AM	69200-000	UTE	Diesel	8	7.420	0	-	-	-
CAAPIRANGA/AM	69425-000	UTE	Gás	5	2.165	0	-	-	-
CABORI/AM	69460-000	UTE	Diesel	4	3.050	-814	2020	-	Leilão Grupo B -Lote I
CAIAMBÉ/AM	69470-000	UTE	Diesel	4	1.400	0	-	-	Leilão Grupo A -Lote II
CAMARUÃ/AM	69480-000	UTE	Diesel	4	440	0	-	-	-
CAMPINAS/AM	69400-000	UTE	Diesel	3	550	0	-	-	-
CANUTAMA/AM	69820-000	UTE	Diesel	5	3.320	0	-	-	-
CARAUARI/AM	69500-000	UTE	Diesel	7	6.680	0	-	-	-
CAREIRO/AM	69250-000	UTE	Diesel	4	3.220	0		-	-
CARVOEIRO/AM	69700-000	UTE	Diesel	3	210	0	-	-	-
CASTANHO/AM	69200-000	UTE	Diesel	21	24.830	0	-	-	-
CAVIANA/AM	69400-000	UTE	Diesel	4	850	0	-	-	-
COARI/AM	69460-000	UTE	Diesel	24	22.240	0	-	-	-
CODAJÁS/AM	69452-000	UTE	Gás	6	5.484	0	-	-	-
CUCUÍ/AM	69750-000	UTE	Diesel	3	450	0	-	-	-
EIRUNEPÉ/AM	69880-000	UTE	Diesel	8	8.000	0	-	-	-

ENVIRA/AM	69870-000	UTE	Diesel	7	4.900	-108	2023	-	Leilão Grupo A -Lote II
ESTIRÃO DO EQUADOR/AM	69650-000	UTE	Diesel	3	450	0	-	-	-
FEIJOAL/AM	69600-000	UTE	Diesel	4	800	0	-	-	-
FONTE BOA/AM	69670-000	UTE	Diesel	6	5.840	0	-	-	-
Guajará/AM	69895-000	UTE	Diesel	1	3.000	0	-	-	-
HUMAITÁ/AM	69800-000	UTE	Diesel	14	13.500	0	-	-	-
IAUARETÊ/AM	69750-000	UTE	Diesel	3	800	0	-	-	-
IPIRANGA/AM	69680-000	UTE	Diesel	4	540	0	-	-	-
IPIXUNA/AM	69890-000	UTE	Diesel	5	3.540	0	-	-	-
ITACOATIARA/AM	69110-000	UTE	Diesel	31	30.400	0	-	-	A distribuidora informou que a localidade receberá energia de Silves a partir de 2021
	69112-000	UTE	Biomassa	1	6.000	0	-	-	A distribuidora não possui informações sobre as máquinas instaladas
ITAMARATI/AM	69510-000	UTE	Diesel	4	2.600	0	-	-	-
ITAPIRANGA/AM	69120-000	UTE	Diesel	6	6.821	0	-	-	A distribuidora informou que a localidade receberá energia de Silves a partir de 2021
ITAPURU/AM	69430-000	UTE	Diesel	3	520	0	-	-	-
JAPURÁ/AM	69495-000	UTE	Diesel	3	280	0	-	-	-
JURUÁ/AM	69520-000	UTE	Diesel	5	2.900	0	-	-	-
JUTAÍ/AM	69660-000	UTE	Diesel	5	4.500	0	-	-	-
LÁBREA/AM	69830-000	UTE	Diesel	8	7.800	0	-	-	-
LIMOEIRO/AM	69890-000	UTE	Diesel	3	2.340	-217	2021	-	Leilão Grupo A - Lote II
LINDÓIA/AM	69100-000	UTE	Diesel	3	1.500	0	-	-	-
MANAQUIRI/AM	69435-000	UTE	Diesel	6	5.500	0	-	-	-
MANICORÉ/AM	69280-000	UTE	Diesel	9	8.520	0	-	-	-
MARAÃ/AM	69490-000	UTE	Diesel	5	4.540	0	-	-	-
MATUPÍ/AM	69280-000	UTE	Diesel	5	4.600	0	-	-	-
MAUÉS/AM	69190-000	UTE	Diesel	12	11.680	0	-	-	-
MOURA/AM	69700-000	UTE	Diesel	3	350	-11	2023	-	Leilão Grupo B - Lote I
MURITUBA/AM	69450-000	UTE	Diesel	2	200	0	-	-	-
NHAMUNDÁ/AM	69140-000	UTE	Diesel	6	4.460	0	-	-	-
NOVA OLINDA DO NORTE/AM	6230-000	UTE	Diesel	8	9.776	0	-	-	-
NOVO AIRÃO/AM	69730-000	UTE	Diesel	6	5.500	0	-	-	-
NOVO ARIPUANÃ/AM	69260-000	UTE	Diesel	7	5.600	0	-	-	-
NOVO CÉU/AM	69240-000	UTE	Diesel	5	5.590	-525	2020	-	Leilão Grupo B -Lote II
NOVO REMANSO/AM	69100-000	UTE	Diesel	8	5.800	0	-	-	-

PALMEIRAS/AM	69650-000	UTE	Diesel	3	450	0	-	-	-
PARAUÁ/AM	69750-000	UTE	Diesel	3	700	0	-	-	-
PARINTINS/AM	69151-290	UTE	Diesel	5	3.420	-2.996	2021	jan/23	-
PAUINI/AM	69860-000	UTE	Diesel	5	3.420	0	-	-	-
PEDRAS/AM	69160-000	UTE	Diesel	4	1.050	-81	2020	-	Leilão Grupo B -Lote IA
RIO PRETO DA EVA/AM	69117-000	UTE	Diesel	11	15.525	0	-	-	A distribuidora informou que a localidade receberá energia de Manaus a partir de 2020
SACAMBU/AM	69400-000	UTE	Diesel	4	650	-70	2020	-	Leilão Grupo B -Lote II
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO/AM	69740-000	UTE	Diesel	4	2.920	0	-	-	-
SANTA RITA DO WEIL/AM	69600-000	UTE	Diesel	5	1.350	0	-	-	-
SANTANA DO UATUMÃ/AM	69135-000	UTE	Diesel	3	370	0	-	-	-
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ/AM	69680-000	UTE	Diesel	6	4.760	0	-	-	-
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA/AM	69750-000	UTE	Diesel	10	9.680	0	-	-	-
SÃO PAULO DE OLIVENÇA/AM	69600-000	UTE	Diesel	5	4.740	0	-	-	-
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ/AM	69135-000	UTE	Diesel	4	2.450	0	-	-	-
SILVES/AM	69114-000	UTE	Diesel	5	4.040	0	-	-	-
SUCUNDURI/AM	69265-000	UTE	Diesel	4	500	0	-	-	-
TABATINGA/AM	69640-000	UTE	Diesel	14	13.380	0	-	-	-
TAPAUÁ/AM	69480-000	UTE	Diesel	7	5.260	0	-	-	-
TEFÉ/AM	69559-000	UTE	Diesel	19	18.360	0	-	-	-
TONANTINS/AM	69685-000	UTE	Diesel	7	4.540	0	-	-	-
TUIUÉ/AM	69430-000	UTE	Diesel	4	900	-55	2020	-	Leilão Grupo B -Lote II
UARINI/AM	69530-000	UTE	Diesel	4	3.000	0	-	-	-
URUCARÁ/AM	69130-000	UTE	Diesel	8	5.820	-310	2022	-	Leilão Grupo B -Lote I
URUCURITUBA/AM	69180-000	UTE	Diesel	7	4.200	-602	2020	-	Leilão Grupo B -Lote IA
VILA AMAZÔNIA/AM	69000-000	UTE	Diesel	4	3.400	0	-	-	-
VILA BITENCOURT/AM	69495-000	UTE	Diesel	4	570	0	-	-	-
VILA URUCURITUBA/AM	69180-000	UTE	Diesel	3	400	0	-	-	-
Total					446.931	-7.388			

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

Foi indicado pela distribuidora haver previsão de interligação para: Parintins, em 2023, por uma linha de transmissão em 230 kV proveniente de Juruti - PA; Itacoatiara e Itapiranga, em 2021, a partir de Silves em 138 kV; e da conexão de Rio Preto da Eva a Manaus por uma LT em 138 kV a partir de 2020. Recentemente foram publicadas

Resoluções Autorizativas da ANEEL[20] («ANEEL aprova sub-rogação de CCC para projeto de térmica no Pará - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL», 2011) para a utilização da sub-rogação[21] da Conta de Consumo de Combustíveis Fosseis (CCC) para a interligação de Itacoatiara («ANEEL autoriza repasse financeiro para interligação de Itacoatiara (AM) ao SIN - Sala de Imprensa - ANEEL», 2018), Humaitá e Parintins («Autorizadas sub-rogações para interligar Parintins e Humaitá (AM) ao SIN - Sala de Imprensa - ANEEL», 2018) ao SIN.

Convém destacar as dificuldades dessas obras, em região de floresta, que já foram postergadas anteriormente.

Com relação à interligação de Parintins ao SIN, prevista pela distribuidora para janeiro de 2023, cumpre notar que esse empreendimento (LT 230 kV Oriximiná – Juruti – Parintins) está inserido no Leilão de Transmissão 004/2018 (Lote 16), com data para entrada em operação comercial prevista para março de 2024.

A interligação de Humaitá, embora seja de responsabilidade da distribuidora, depende de da implantação de uma subestação 230/138 kV, contemplada no mesmo leilão (Lote 15), com data para entrada em operação comercial prevista para março de 2024.

O estado do Amazonas se destaca por ter quatro localidades supridas por gás natural (Anamã, Anori, Caapiranga e Codajás) e uma por ser parcialmente suprida por biomassa de cavaco de madeira (Itacoatiara).

A distribuição do potencial nominal instalado (kW) e a distribuição do déficit máximo de demanda para o período de 2019 à 2023 dos sistemas isolados por município no estado do Amazonas estão representados nas Figura V.11 e Figura V.12 respectivamente.

[20] Resoluções Autorizativas n. 7.385, 7.408 e 7.409, de 2018.

[21] Incentivo financeiro concedido para estimular a substituição da geração termelétrica com combustíveis derivados de petróleo por outras fontes ou para tornar a usina mais eficiente.

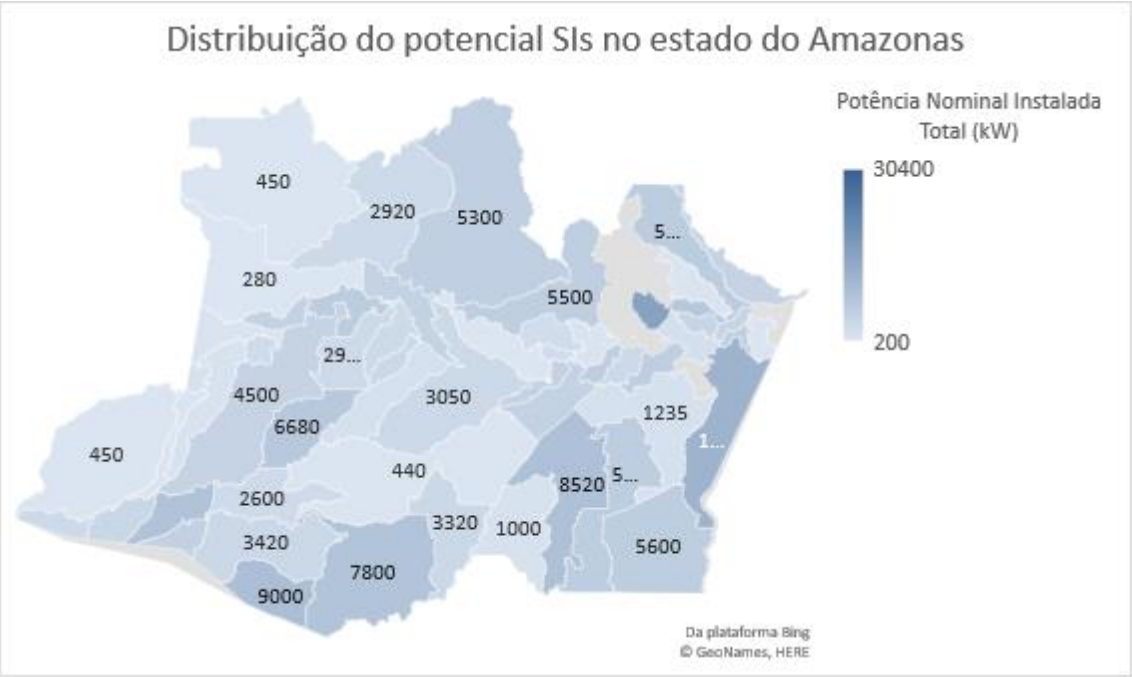


Figura V.11. Distribuição do potencial dos SIs no estado do Amazonas.

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

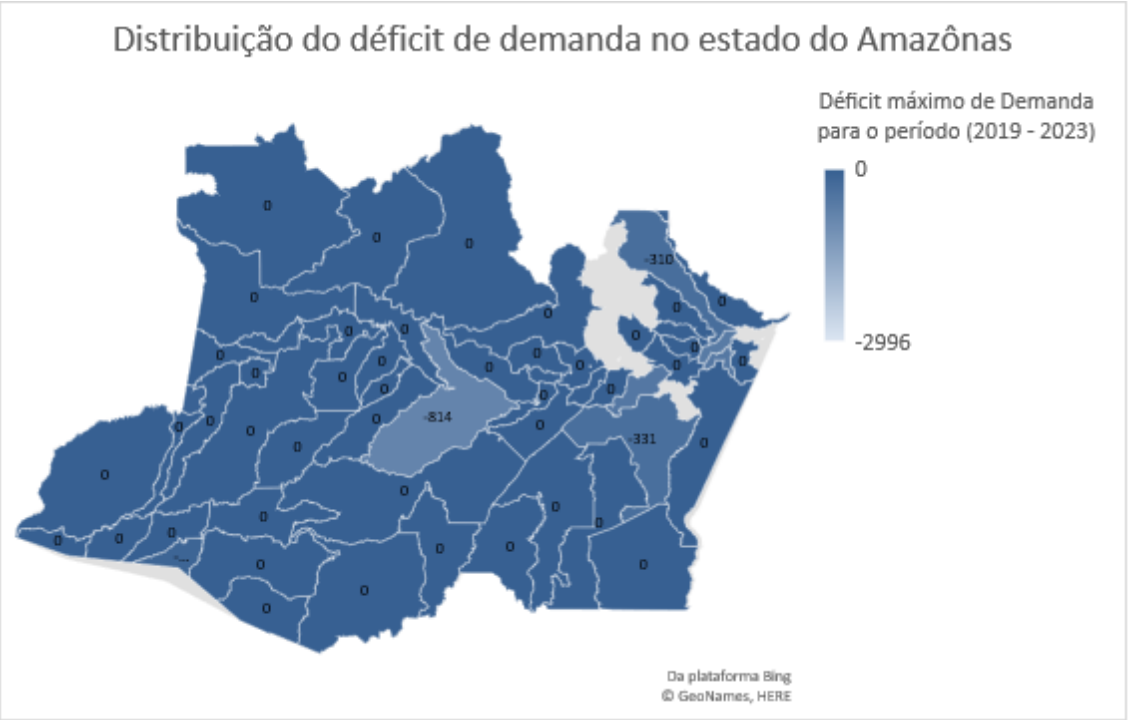


Figura V.12. Distribuição do déficit de demanda no estado do Amazonas.

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

VI. RESULTADOS

Os resultados numéricos serão apresentados em função dos resultados do comportamento hidrodinâmico correspondente a dois trechos do Rio Amazonas, onde o 1º Trecho analisado está localizado entre Óbidos – Pará (oeste) e Macapá – Amapá (leste). O 2º Trecho está em Manaus no estado do Amazonas. Primeiramente será discutido o comportamento do fluxo hidrodinâmico, e depois as condições necessárias e as existentes para a extração de potência efetiva das correntes fluviais em locais destes municípios.

Neste trabalho todos os resultados dos cálculos de potencial energético foram inseridos resumidamente no APÊNDICE 1- **Potenciais energéticos de 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho).** para o 1º trecho e APÊNDICE 2- **Potenciais energéticos em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho).** para o 2º trecho do rio Amazonas, onde mostram os resultados da análise com a relação de municípios, bairros e locais que possuem alguma virtude que caracterize potencial para geração e/ou consumo de eletricidade oriunda da energia hidrocinética fluvial.

VI.1. 1º Trecho - Cálculos Energéticos - Segmentos localizados entre Óbidos – Pará (oeste) e Macapá – Amapá (leste)

VI.1.1. Potencial teórico

Dadas as restrições e condições apresentadas na seção III.1.1, pode-se observar nos resultados do modelo hidrodinâmicos que no 1º trecho existem pelo menos 58 segmentos no trecho do rio Amazonas que merecem atenção, pois apresentam a característica básica necessária para extração de energia (velocidade compatível). A Figura VI.1 mostra a persistência de velocidades superiores a 1,5 m / s durante 12 meses, variando de 0% a 100% com escala de cores e períodos de 5%. Estes segmentos do rio possuem áreas com as profundidades variando em uma faixa de 1 a 50 m conforme a Figura VI.2. Tais características do segmento do rio são suficientes para indicar os potenciais teóricos dos locais.

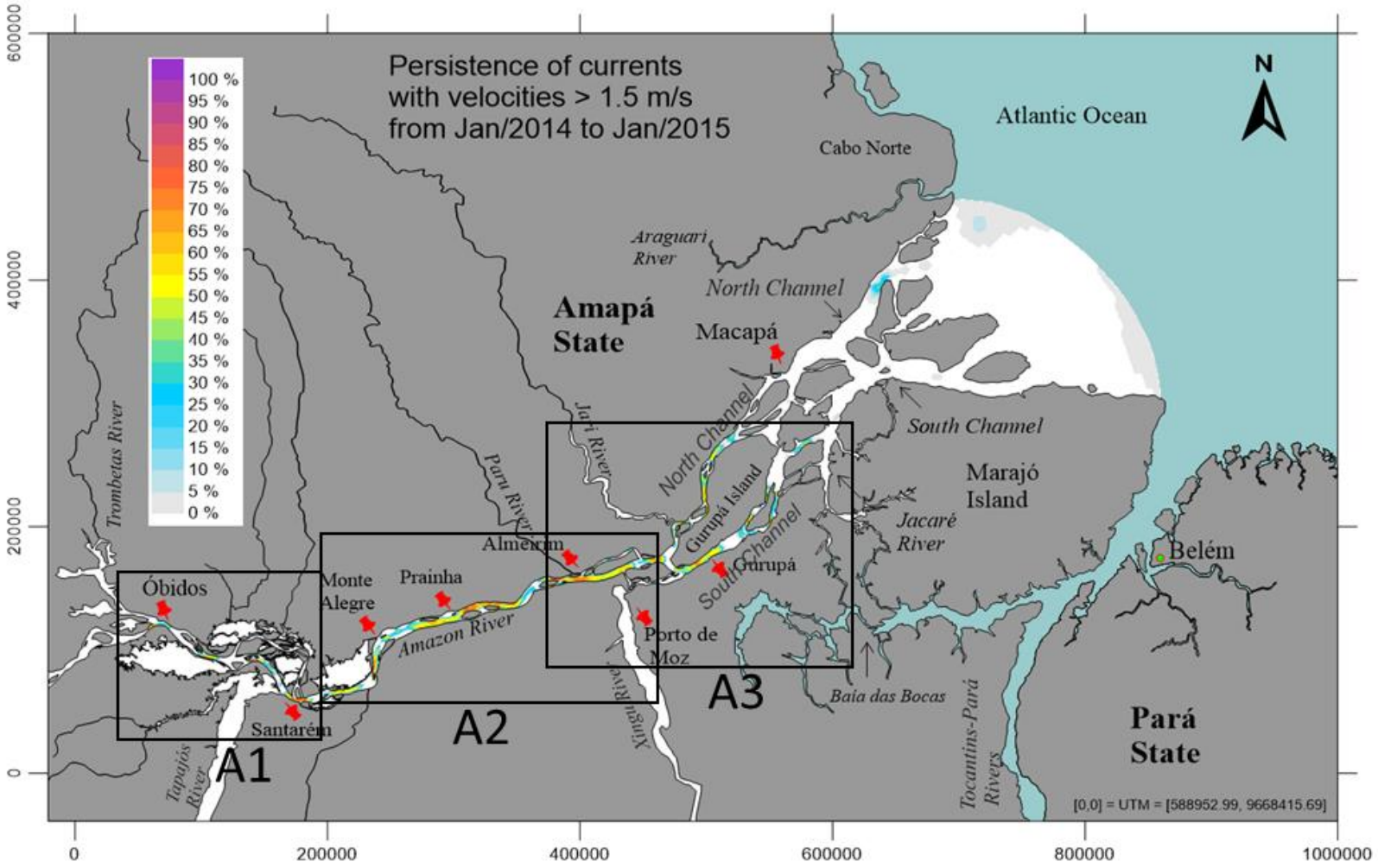


Figura VI.1. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com escala de cores e porcentagem correspondente a persistência de correntes fluviais com velocidades superiores a 1,5 m/s, durante o período de um ano de simulação.

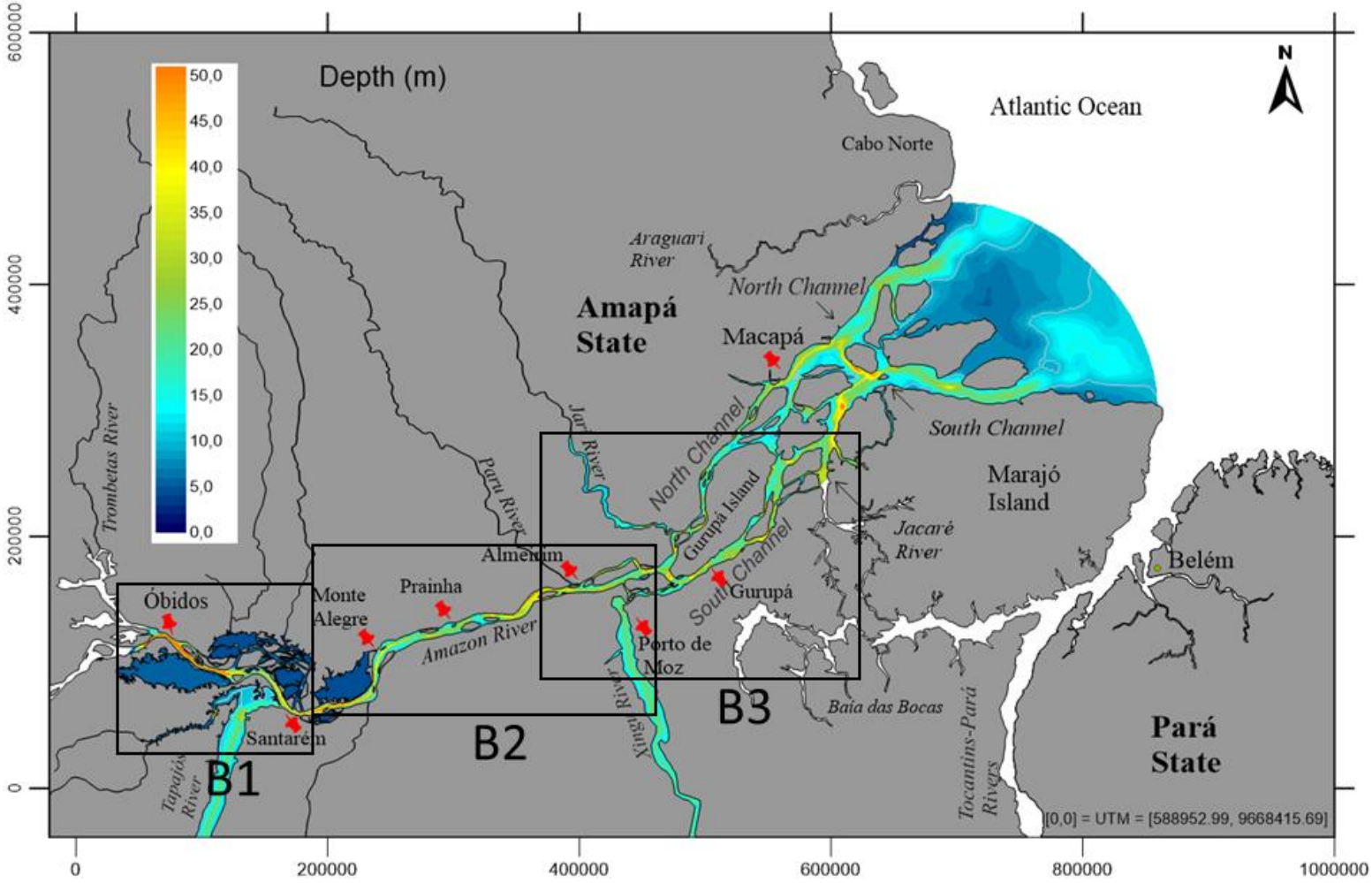


Figura VI.2. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com a profundidade dos segmentos em análise variando de 0 < H < 50m.

Obedecendo a sequência metodológica apresentada na seleção III.1.1, verificou-se que, dos 58 locais previamente selecionados, 37 locais do rio amazonas possuem velocidades (Figura VI.3) e profundidades adequadas para a THC utilizada neste trabalho (Figura VI.4).

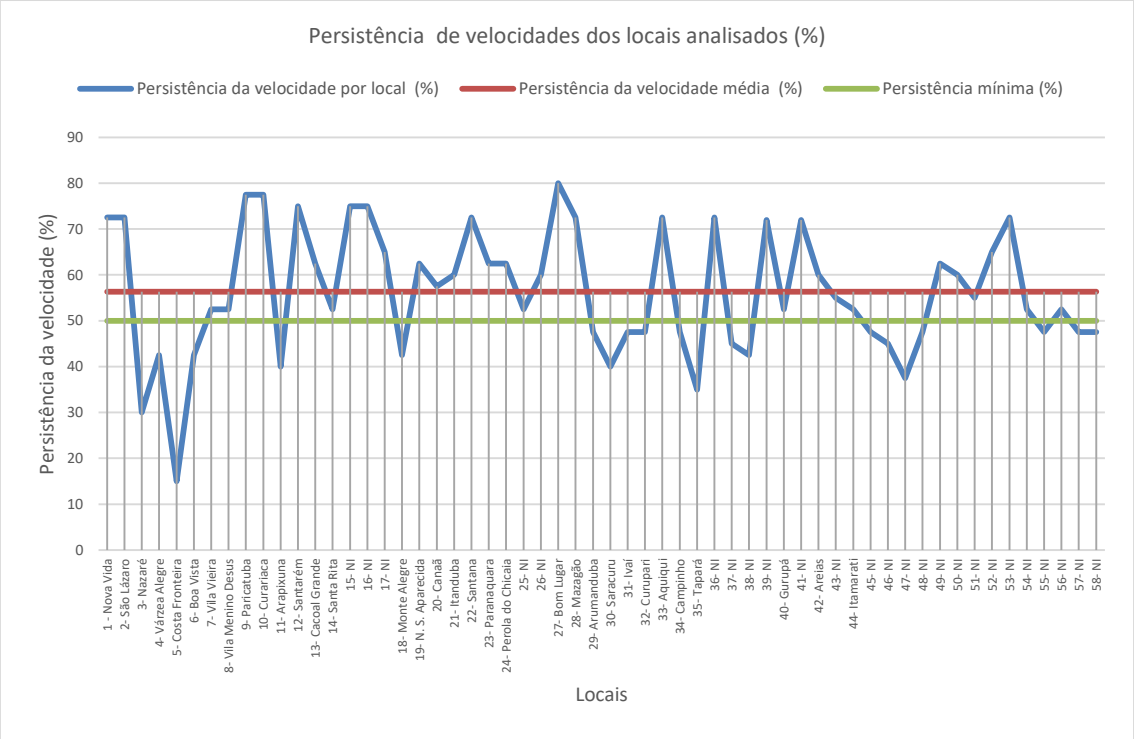


Figura VI.3. Persistência da velocidade de 1,5 m / s nos 58 locais analisados.

Fonte: Elaboração própria.

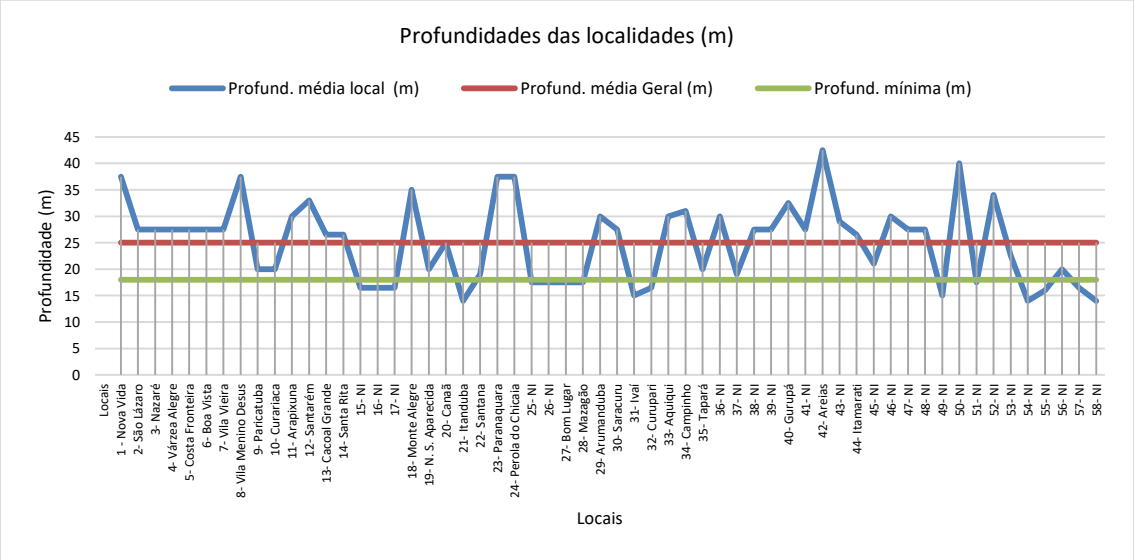


Figura VI.4. Profundidades para cada localidade (m).

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela VI.1 resume os resultados dos cálculos do potencial teórico para vazões referentes a velocidades de 1,5 m / s e 2,5 m / s para cada município que está na margem do rio Amazonas e paralelo aos segmentos analisados no trabalho. Também estão os dados médios de persistência de velocidade e os dados médios de batimetria. Serão calculados os erros relativos entre os dados médios e máximo de persistência de velocidade e batimetria apresentado pelo modelo nos segmentos. O erro calculado pode ser considerado alto, porém as áreas dos segmentos analisados com potencial teórico são muito grandes, deixando as amostras menos homogenias com valores de persistência mais distribuídos em torno da média, proporcionando um desvio maior. Já os segmentos com erro menor possuem persistências mais homogenias e mais perto da persistência média em consequência desvio menor.

Tabela VI.1. Resumo do potencial teórico estimado em 58 segmentos do rio Amazonas utilizando uma THC nacional de 10m de diâmetro (1º trecho).

Locais	**Município - Estado**	***PVn* [%]**	***Erro PVn* [%]**	***Bat* [m]**	***Erro Bat* [%]**	***Pth* 1,5 m / s [MW]**	***Pth* 2,5 m / s [MW]**
Total por Cidade	Óbidos - PA	47,50	16.97	30,00	27.34	845,82	1409,70
	Santarém - PA	67,50	20.42	25,75	27.29	956,42	1594,04
	Monte Alegre - PA	62,08	21.71	22,92	22.08	1565,61	2609,35
	Prainha - PA	63,13	14.55	19,50	16.83	1748,28	2913,80
	Almeirim - PA	58,33	10.68	24,17	15.97	769,96	1283,27
	Porto de Moz - PA	55,00	5.83	25,50	20.74	3553,75	5922,92
	Gurupá Island (South Channel)-PA	54,40	11.25	28,30	15.85	1396,45	2327,41
	Gurupá Island (North Channel)-PA	53,96	8.23	22,04	11.74	1192,16	1986,93
Total		**57,74**	**13.70**	**24.77**	**19.73**	**12028,45**	**20047,41**

Fonte: Elaboração própria

Turbinas com diferentes diâmetros caracterizando a mini e micro GD e SIs podem ser utilizadas nestes locais. As características fluviais são suficientes para indicar o potencial teórico dos locais.

A Figura VI.5 mostra a densidade de potência teórica das seções transversais (kW/m^2) variando as velocidades de 1,0 m/s a 3,5 m/s. A análise mostra que para o valor de 1,5 m/s (valor utilizado), o potencial teórico é 8,63 kW/m^2 de seção transversal. Porém, à medida que avança com as exigências para uma extração eficiente de energia, o número de locais é menor. Tal fato, não reduz a importância do local, pois o potencial teórico é útil para saber os locais que precisam ter prioridade no planejamento

energético (An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013).

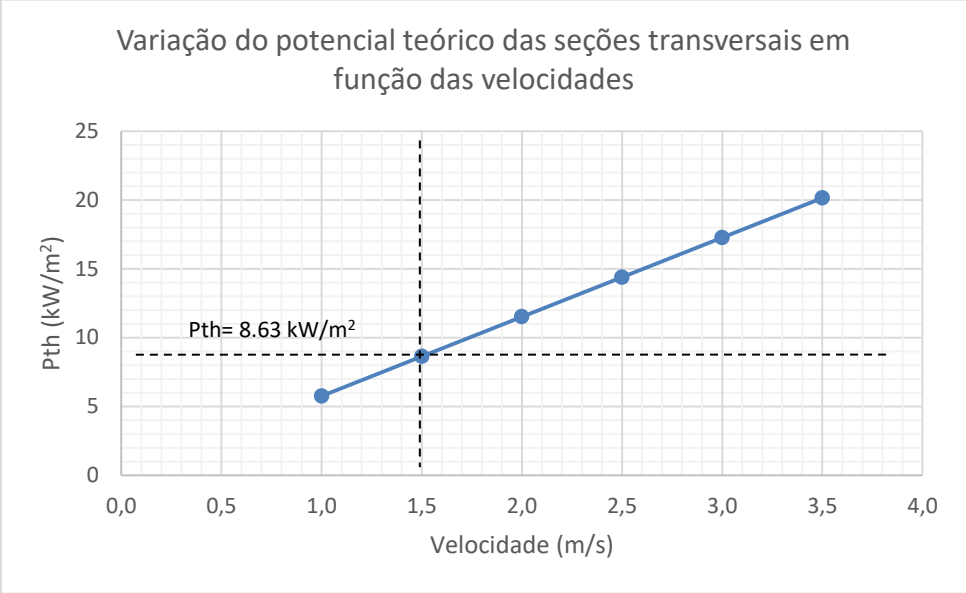


Figura VI.5. Potencial teórico das seções transversais dos segmentos para velocidades variando de 1,0 m / s a 3,5 m / s.

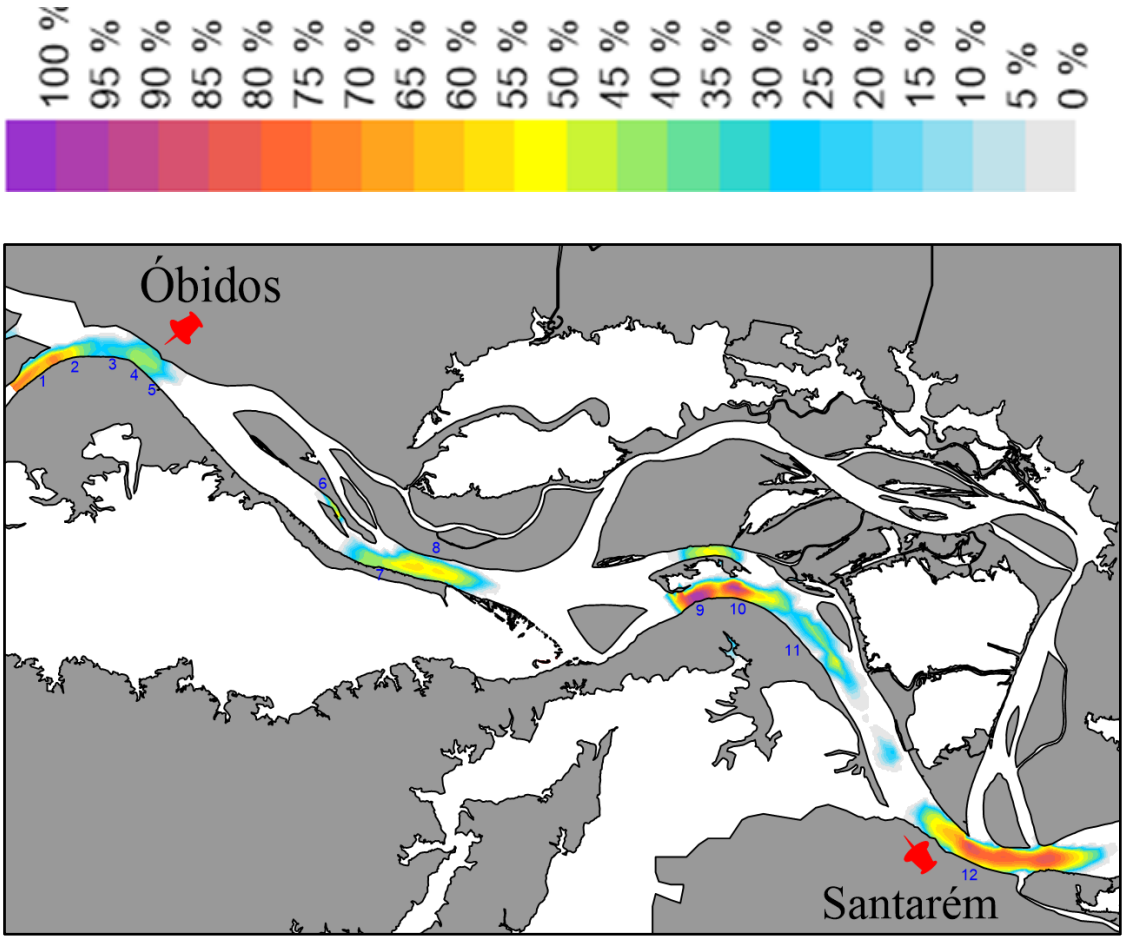
Fonte: Elaboração própria

VI.1.2. Potencial geográfico

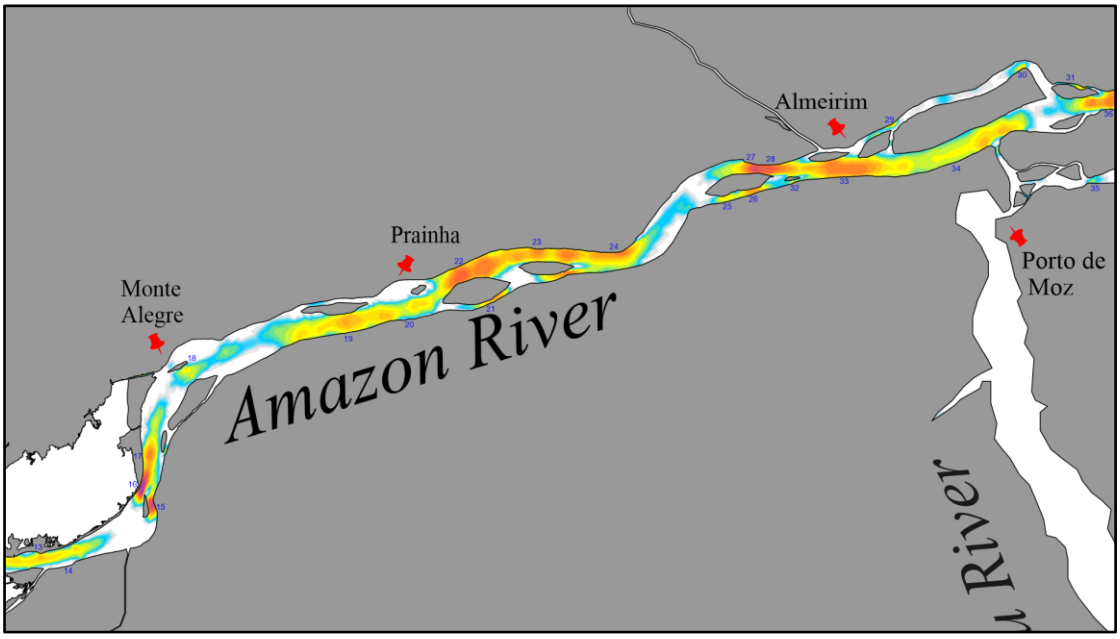
A Figura VI.6 e Figura VI.7, mostram os locais com potencial geográfico de acordo com a persistência das velocidades e profundidades. Porém, considerando a folga necessária do fundo e da superfície livre, e considerando o tamanho da turbina para geração hidrocinética fluvial, os diâmetros das turbinas podem ter um alcance de 0,8 a 10m com ancoragens variadas. Porém, para fins de cálculo será utilizado uma turbina de 10m de diâmetro, pois esta opção também abrange a utilização de turbinas com diâmetros menores.

Os três trechos ampliados elucidam a análise da interseção entre áreas com persistência de correntes com velocidade > 1,5 m/s conforme Figura VI.6 (A1, A2 e A3) e profundidades variando de 0 a 50 m representadas na Figura VI.7 (B1, B2 e B3).

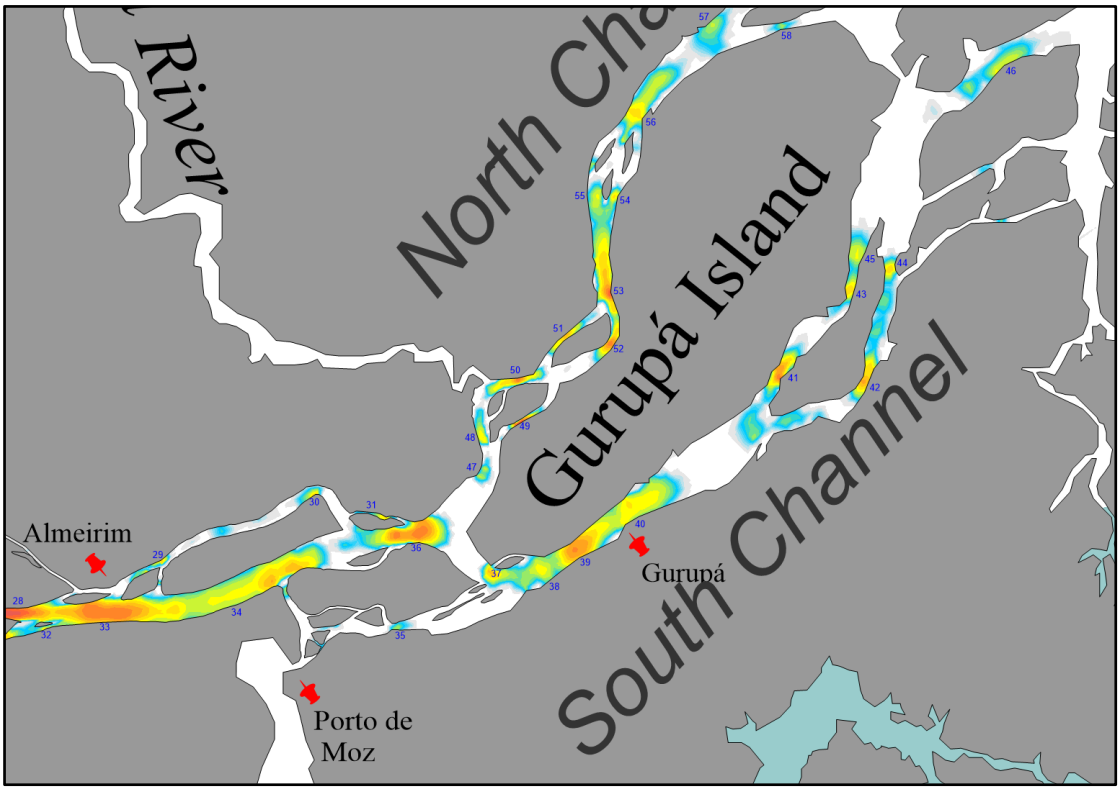
Persistência de correntes com velocidades > 1,5 m/s



A1



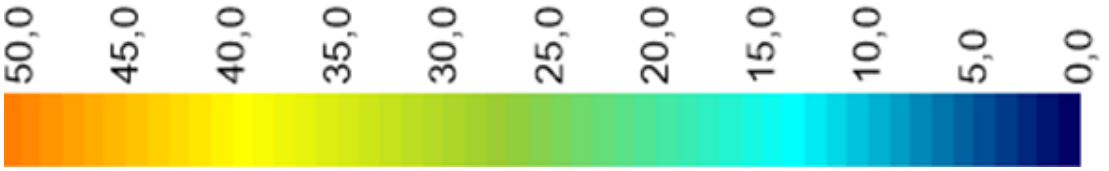
A2

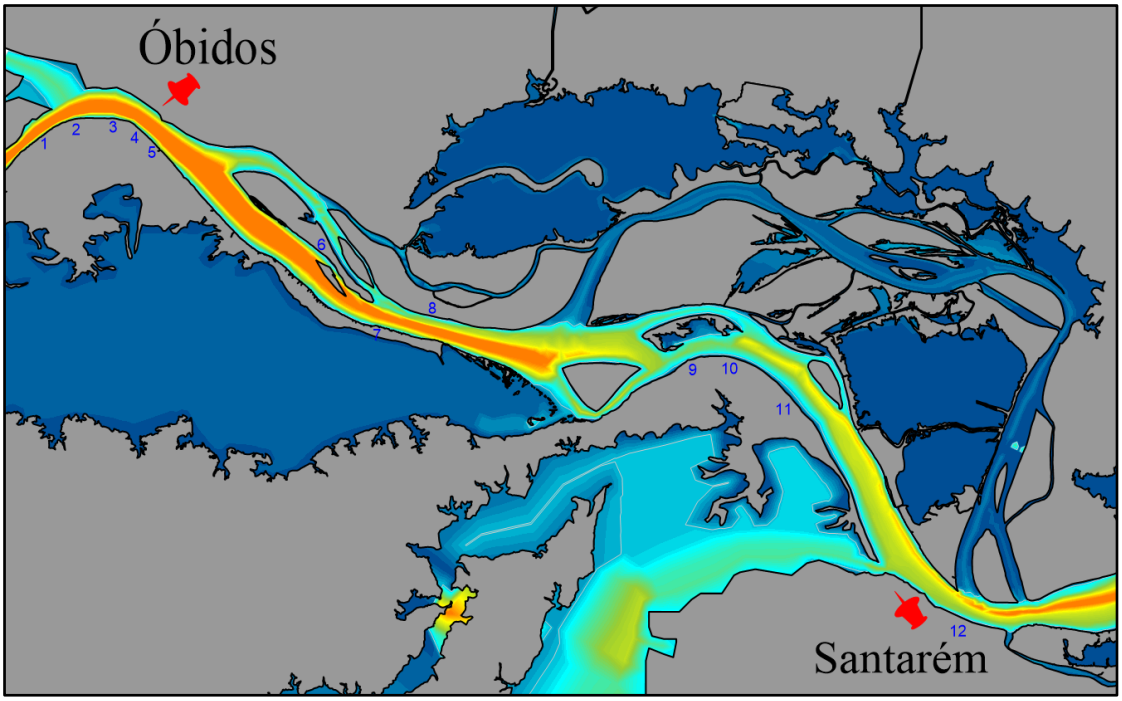


A3

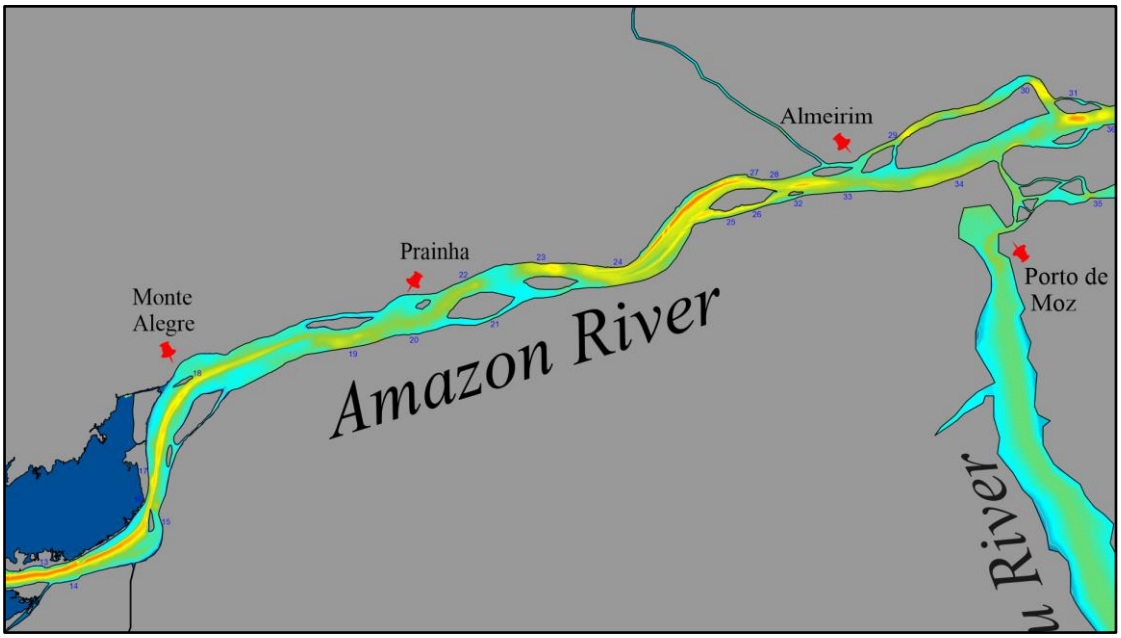
Figura VI.6. Trechos ampliados para análise da interseção entre áreas com persistências de correntes com velocidades maiores que 1,5m/s (A1, A2 e A3).

Profundidades (m)

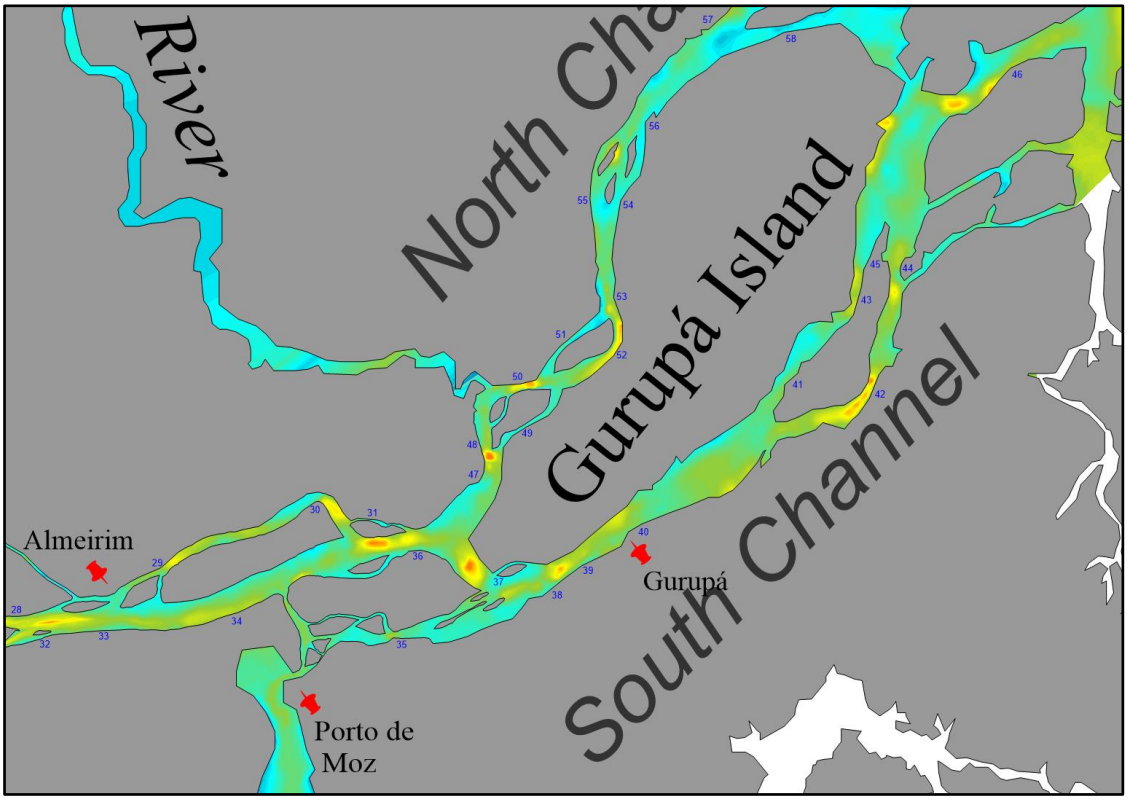




B1



B2



B3

Figura VI.7. Trechos ampliados para análise da interseção entre áreas com profundidades apropriadas para a THC (B1, B2 e B3).

Com o objetivo de obter uma sensibilidade dos resultados, a Figura VI.8 mostra as variações da potência gerada em função da velocidade do rio e do coeficiente de potência. A velocidade varia de 1,0 m/s a 3,0 m/s e o coeficiente de potência (*CP*) de 0.1 a 0.593. Como pode ser observado, para o *CP* = 0,3 a potência gerada pode variar com valores de 11,29 kW a 304,75 kW dependendo da velocidade do rio, mas será igual a 38,09 kW para velocidade de 1,5 m/s utilizada nesta tese.

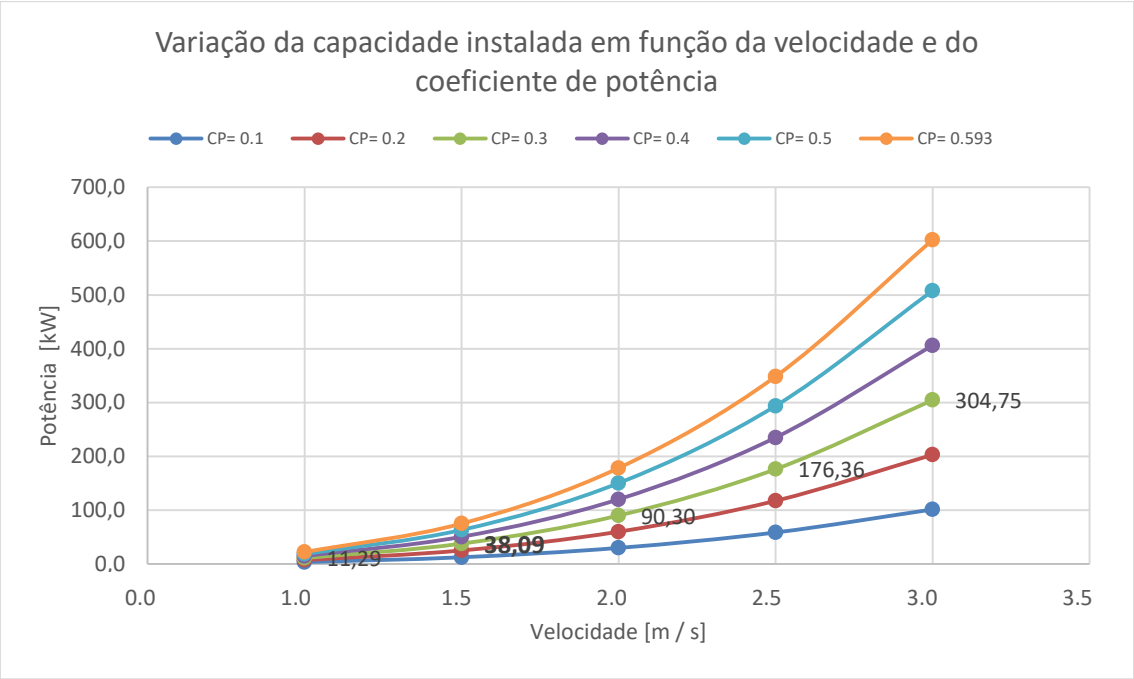


Figura VI.8. Variação da capacidade instalada em função da velocidade e do coeficiente de potência.

Na Tabela VI.2 está o número de turbinas calculadas para cada seção transversal (*NGst*) e o número de seções transversais no comprimento dos segmentos (*NGc*). Também está a área total de 314,26 km^2 equivalente aos 58 locais com potencial teórico, corresponde a aproximadamente 2,9% da área total de leito do rio neste trecho estudado. Na Tabela VI.2 estão as áreas das seções transversais (A_{st}), a área total do espelho d´água (A_n), largura das seções transversais (L_{st}) e o comprimento dos segmentos (C_{seg}). Considerando a capacidade instalada, o número de geradores e as áreas de espelho d'água dos segmentos, foi calculado o potencial geográfico (*PG*) de cada segmento. No trecho o potencial geográfico médio é *PG* = 4.77 MW / km^2.

Tabela VI.2. Potencial geográfico médio e áreas correspondentes aos 58 locais com potencial teórico.

Município - Estado	**Locais**	***NGst***	***NGc***	***NG Error [%]***	***A_n* [km^2]**	***Lst* [m]**	***Cseg* [m]**	***A_{st}* [m^2]**	***PG* [MW / km^2]**
Total por Município	Óbidos - PA	97	175	6.07	18,52	606	3508	18383	4.89
	Santarém - PA	61	135	6.41	21,55	758	5407	19891	4.70
	Monte Alegre - PA	148	204	5.03	42,63	1234	5442	28983	4.91
	Prainha - PA	123	176	8.44	60,69	1533	7049	31463	4.69
	Almeirim - PA	122	101	17.12	15,54	680	1795	18373	4.79
	Porto de Moz - PA	120	295	12.12	81,89	1204	9455	35047	4.74
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	217	180	3.79	33,59	1083	2880	30270	4.74

	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	202	255	8.27	39,86	842	3405	18623	4.68
Total		**1090**	**1523**	**8.41**	**314,26**				**4.77**

Fonte: Elaboração própria

A seleção dos locais com velocidades adequadas foi o primeiro passo realizado, dando origem aos 58 locais mostrados na Figura VI.9. As áreas relacionadas são resultados da interseção entre persistência de velocidades e profundidades referentes a tecnologia utilizada no estudo.

Figura VI.9. Área dos locais com potencial hidráulico para THC.

Fonte: Adaptado de Google Earth (10/2018) («Google Earth», 2018).

VI.1.3. Potencial técnico

O potencial técnico e hidrocinético calculado para as localidades selecionadas com as características mencionadas anteriormente estão representados resumidamente na Tabela VI.3. O potencial hidrocinético total é 5136,70 MW, potencial técnico total 1479,37 MW e a produção anual de eletricidade total pode chegar a 7969,11 GWh / ano, com energia firme de 909,72 $MW_{médio}$.

Tabela VI.3. Potencial hidrocinético e técnico com a produção anual de eletricidade e energia firme de 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho).

Município - Estado	**Locais**	PHC_n **[MW]**	$PE_{n,i}$ **[MW]**	$EG_{n,i}$ **(ano) [G*Wh*]**	EFe **[$MW_{médio}$]**
Total por Município	Óbidos - PA	313,40	90,26	399,08	45,56
	Santarém - PA	342,72	98,70	628,85	71,79
	Monte Alegre - PA	749,92	215,98	1170,95	133,67
	Prainha - PA	982,11	282,85	1603,51	183,05
	Almeirim - PA	260,44	75,00	412,23	47,06
	Porto de Moz - PA	1319,48	380,00	2122,17	242,26
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	550,17	158,45	743,00	84,82
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	618,47	178,12	889,32	101,52
Total		**5136,70**	**1479,37**	**7969,11**	**909,72**

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura VI.10 variamos do fator de capacidade (*FC*) encontrado nos segmentos do valor mínimo até o valor máximo e calculamos a energia firme (*EFe*). A Figura VI.10 mostra que o fator de capacidade médio geral de todos os segmentos analisados é igual a 57,32%, indicando *EFe*= 21,84 $kW_{médio}$. Para o *FC* mínimo a *EFe*= 5,71 $kW_{médio}$ e para o *FC* máximo a *EFe*= 30,48 $kW_{médio}$.

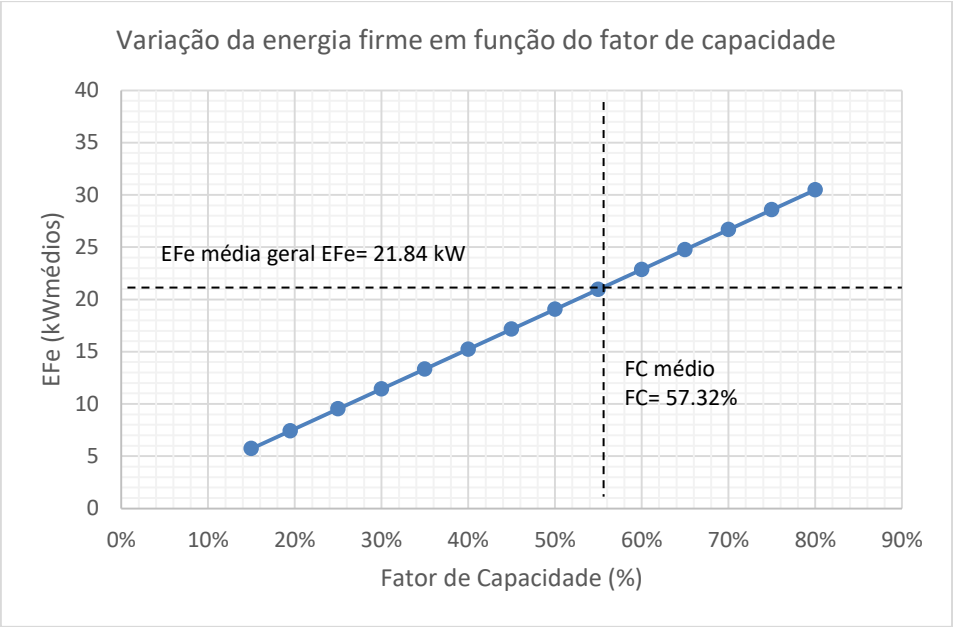


Figura VI.10. Variação da energia firme em função do fator de capacidade.
Fonte: Elaboração própria.

Para verificação do potencial técnico e da viabilidade técnica, foi calculado o *FCn* de todos os locais numerados de 1 a 58. Os valores de *FC* da THC variam de 15% a 80%. Os locais com maior *FC* possuem mais energia firme. Em estudo realizado por (LATA-GARCÍA *et al.*, 2018), o *FC* encontrado para a análise de viabilidade técnica econômica hidrocinético de um local dito apropriado para a localização da THC no rio *Guayas* no Equador foi 56,5%. (EN MONTOYA RAMÍREZ; ISAZA CUERVO; ESAR ANTONIO MONSALVE RICO, 2016) adotaram valores de *FC* de 70% em suas análises econômicas. Nosso trabalho mostra que 27 segmentos possuem $FC \geq 56{,}5\%$ e 12 segmentos com $FC \geq 70\%$. A Figura VI.11 apresenta o fator de capacidade de cada segmento. O lugar que apresenta maior *FC* é em *27- Bom Lugar* com 80% e o menor é *5- Costa Fronteira* com 15%.

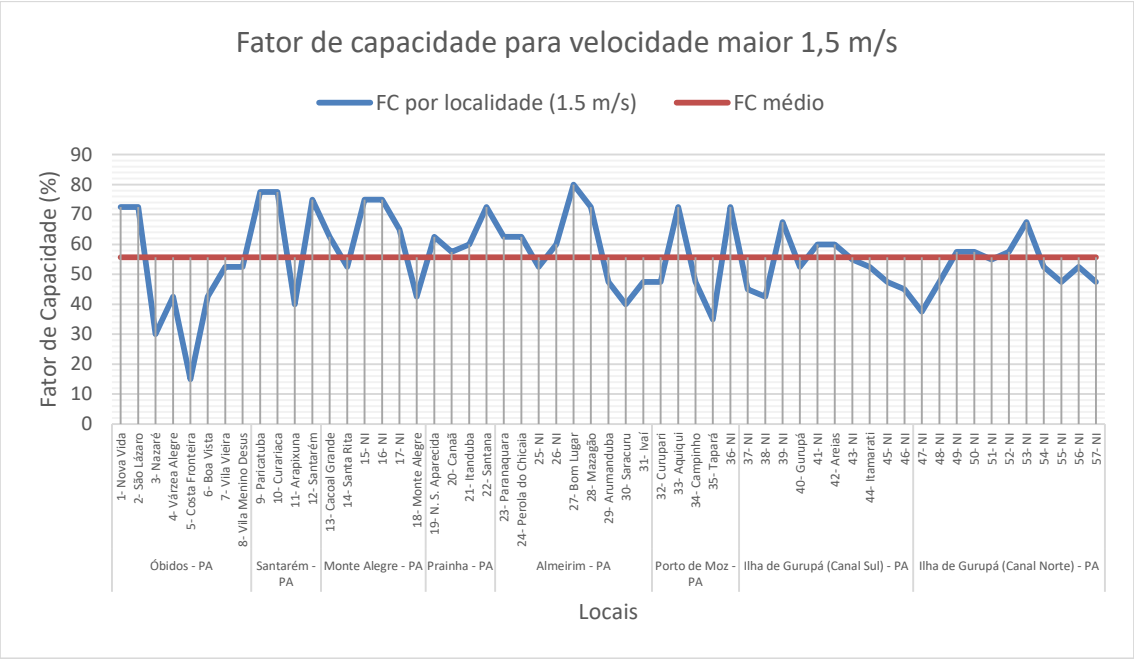


Figura VI.11. Fator de capacidade dos locais com potencial hidrocinético.
Fonte: Elaboração própria.

As densidades energéticas calculadas são apresentadas na Tabela VI.4 e descritas conforme segue: Densidade energética hidrocinética média por seção transversal (*DEst*) de 1,68 kW / m^2, densidade de potência hidrocinética por unidade de área média por seção transversal (*DPHCst*) de 0,12 kW / m^2, densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal (*DPHCrhc*) de 19,53 kW/m, densidade de potência elétrica por unidade de área hidráulica média por seção (*DPEunA*) de 0,49 kW/m^2, densidade de energia firme por unidade de área hidráulica média por seção (*DEFunA*) de 0,28 kW/m^2, resultando em uma densidade de energia firme por unidade de diâmetro de turbina (*DEFunD*) igual a 2,18 kW / m.

Tabela VI.4 Densidades energéticas, de potência por unidade de área e de raio hidráulico por seção transversal.

Município - Estado	**Locais**	***DEst* [kW/ m^2]**	***DPHCst* [kW/m^2]**	***DPHCrhc* [kW/m]**	***DPEunA* [kW/m^2]**	***DEFunA* [$kW_{médio}/m^2$]**	***DEFunD* [kW/m]**
Total por Município	Óbidos - PA	1,68	0,09	12,42	0,49	0,23	1,80
	Santarém - PA	1,68	0,11	16,67	0,49	0,33	2,57
	Monte Alegre - PA	1,68	0,13	21,96	0,49	0,30	2,37
	Prainha - PA	1,68	0,14	26,44	0,49	0,31	2,41
	Almeirim - PA	1,68	0,12	21,41	0,49	0,28	2,22
	Porto de Moz - PA	1,68	0,11	17,74	0,49	0,27	2,10
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	1,68	0,10	14,25	0,49	0,26	2,10
	Ilha de Gurupá	1,68	0,13	25,32	0,49	0,25	1,99

	(Canal Norte) - PA						
Total		**1,68**	**0,12**	**19,53**	**0,49**	**0,28**	**2,18**

Fonte: Elaboração própria

A Figura VI.12 mostra a densidade de potência hidrocinética por unidade de área das seções transversais de cada segmento (*DPHCst*) e a Figura VI.13 a densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal (*DPHCrhc*) de cada segmento.

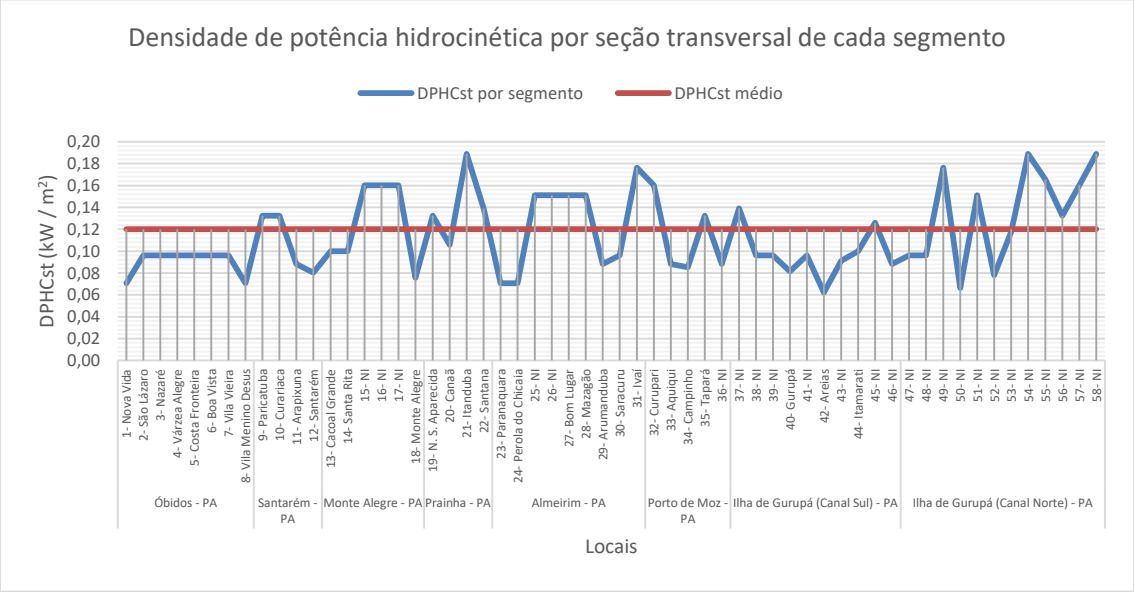


Figura VI.12. Densidade de potência hidrocinética por seção transversal de cada segmento.

Fonte: Elaboração própria

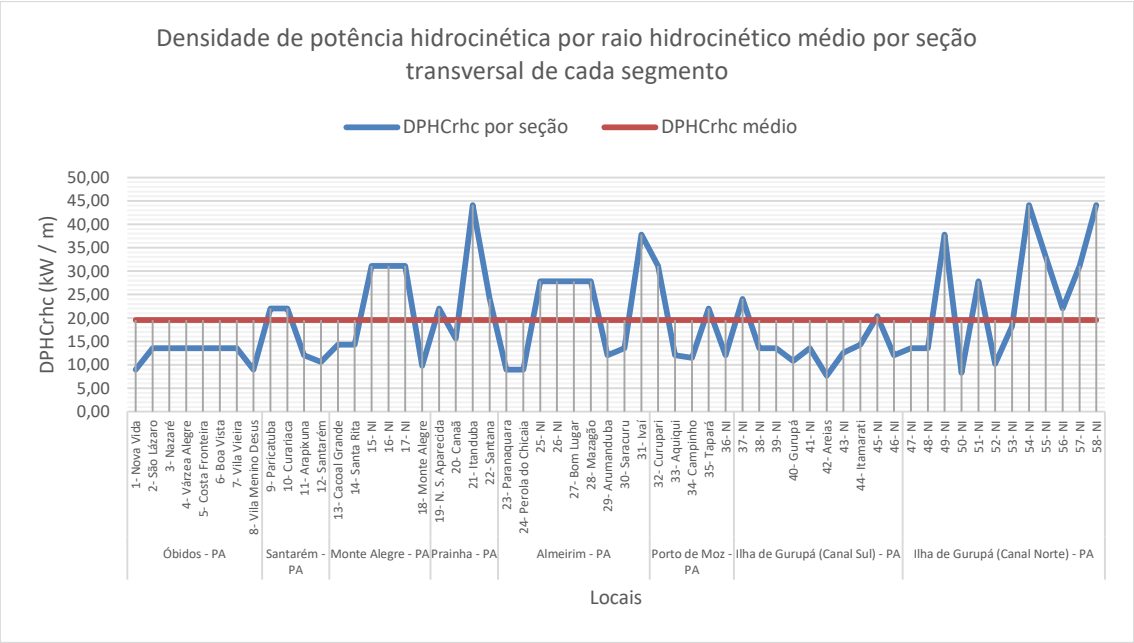


Figura VI.13. Densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal de cada segmento.

Fonte: Elaboração própria

Com os resultados conclui-se que pode-se aproveitar mais da energia hidrocinética por m^2 nos municípios de *Santarém – PA*, com valores médios de *DEFunA*= 0,33 $kW_{médios}$ / m^2 e *DEFunD*= 2,57 kW médios / m, pelo fato do fator de capacidade médio ser maior para as localidades. Porém a maior densidade hidrocinética média está no município de *Prainha – PA*, com *DPHCst*= 0,14 kW / m^2 e *DPHCrhc*= 26,44 kW / m devido ao fato dos segmentos possuírem largura da seção transversal maior que os demais segmentos. O município com maior potencial hidrocinético total é *Porto de Moz - PA* com 1319,48 MW pelo fato de possuir segmento com elevado comprimento e ser dividido em 295 seções transversais.

A coerência dos cálculos do potencial técnico é reforçada com a aproximação dos resultados comparados com estudos realizados em outros rios da bacia amazônica com características semelhantes (HOLANDA *et al.*, 2017) e (FELIPE *et al.*, 2019) e com o trabalho de PUNYS, ADAMONYTE, *et al.* (2015) que analisou o potencial do Rio *Neris* na Lituânia. Em HOLANDA, BLANCO, *et al.* (2017), que estudaram o potencial hidrocinético remanescente a jusante da UHE de Tucuruí a *DEFunD*= 3,0 kW/m. Segundo FELIPE, SANTOS, *et al.* (2019) que estudaram dois rios do Norte do país a jusante das barragens das UHEs de Samuel e Curuá-Una os valores são de *DEFunD* = 1,63 kW/m, *DEFunA*= 0,316 kW / m^2 e *DPHCrhc*= 27,73 kW / m em Samuel e

DEFunD = 3,94 kW/m, *DEFunA* = 1,91 kW / m^2 e *DPHCrhc*= 21,8 kW / m em Curuá-Una. PUNYS, ADAMONYTE, *et al.* (2015) obtiveram *DEFunA* = 0,3 kW / m^2, potência hidrocinética média igual a 39 kW e energia firme média disponível de 22 $kW_{médio}$.

Outro ponto importante é a comparação do potencial teórico e técnico, e conforme demonstrado em *An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments* (2013), o potencial técnico corresponde a aproximadamente 5,4% do potencial teórico e neste trabalho calculamos 5,62%, com desvio de aproximadamente 4%. Esses resultados confirmam a contribuição deste trabalho para o Brasil e outros lugares do mundo que possuem rios com características semelhantes.

VI.2. 2º Trecho - Cálculos Energéticos - Segmentos localizados entre Manaus e Jatuarana – Amazonas

Os resultados numéricos serão apresentados em função dos resultados do comportamento hidrodinâmico correspondente a um trecho do Rio Amazonas que se encontra entre Manaus – AM (oeste) e Jatuarana – AM (leste) na região do Amazonas. Primeiro, será discutido o comportamento do fluxo hidrodinâmico, e depois as condições necessárias e as existentes para a extração de potência efetiva das correntes fluviais em locais entre estes municípios.

VI.2.1. Potencial teórico

Seguindo as mesmas condições e restrições apresentadas na seção III.1.1, pode-se concluir que no 2º trecho existem 4 locais que merecem atenção, pois possuem características básicas necessárias para extração de energia (velocidade compatível) conforme mostra a Figura VI.14 representada pelas velocidades em escala de cores. É importante relatar que neste segmento os dados de velocidade obtidos são referentes a um dia apenas, por isso não se trata de persistências de velocidades. Estes locais possuem áreas com as profundidades variando em uma faixa de 0 a 60 m conforme a Figura VI.15. Turbinas com diferentes diâmetros podem ser utilizadas nestes locais.

A Figura VI.14 e Figura VI.15 destaca locais com potencial geográfico com velocidades e profundidades necessárias seguindo critérios detalhados anteriormente.

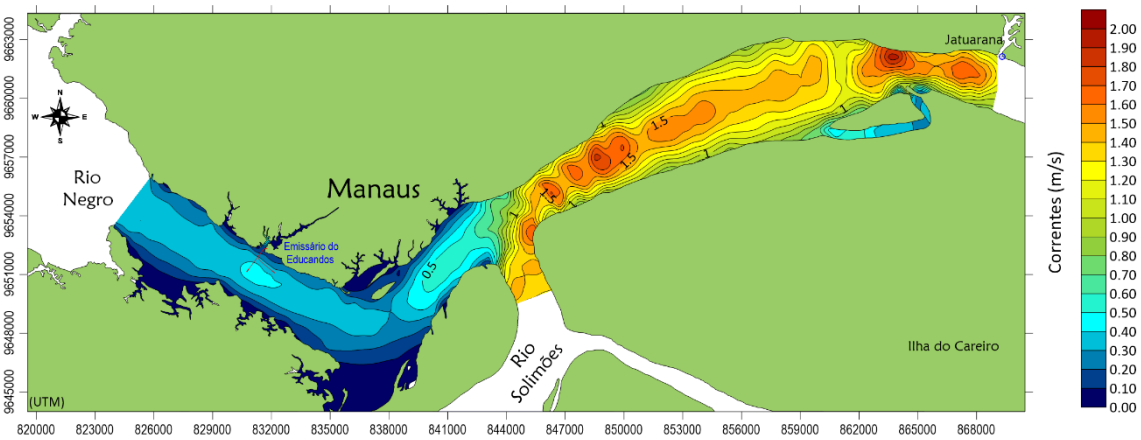


Figura VI.14. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com escala de cores correspondente as velocidades de correntes fluviais, com simulação de um dia.

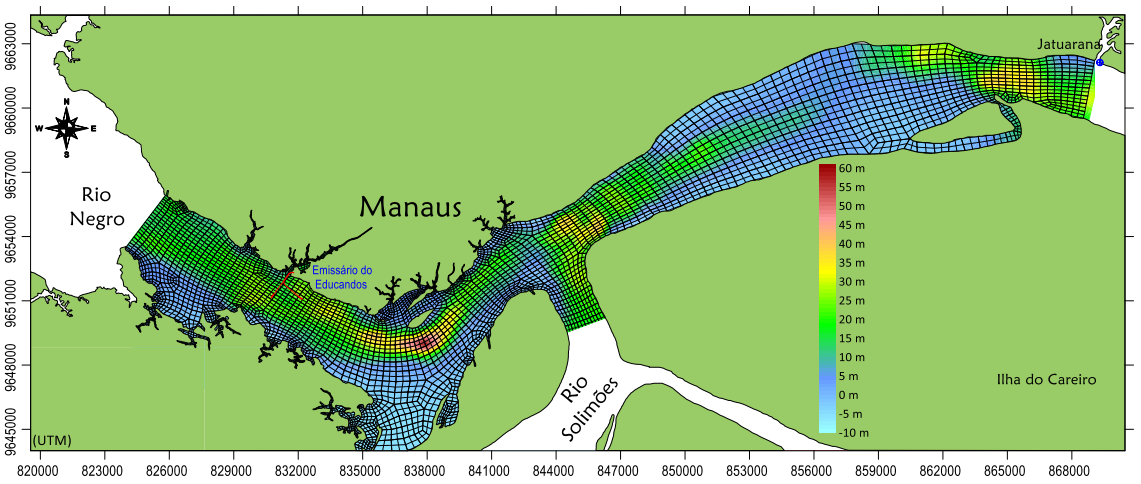


Figura VI.15. Trecho do Rio Amazonas: Mapa com a profundidade dos segmentos em análise variando de 0 < H < 60m.

Continuando a aplicação da sequência metodológica, agora será considerada a interseção de velocidades > 1,5 m/s e as profundidades adequadas para os geradores hidrocinéticos com turbinas de 10m de diâmetro (Figura VI.16 e Figura VI.17).

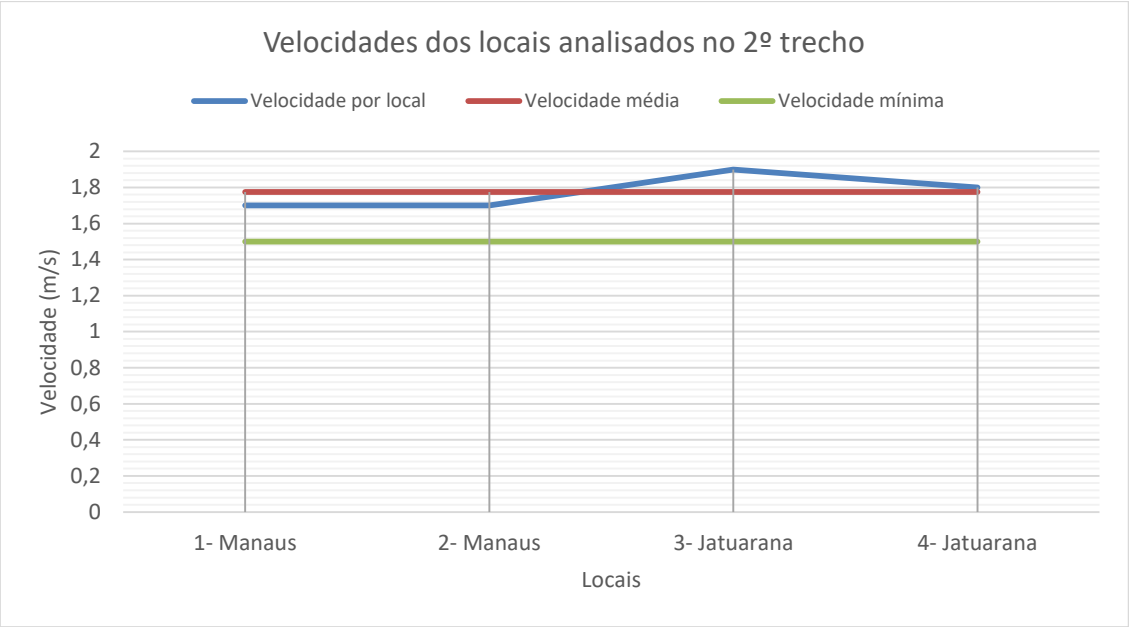


Figura VI.16. Velocidade nos 4 locais analisados no 2º trecho.

Fonte: Elaboração própria.

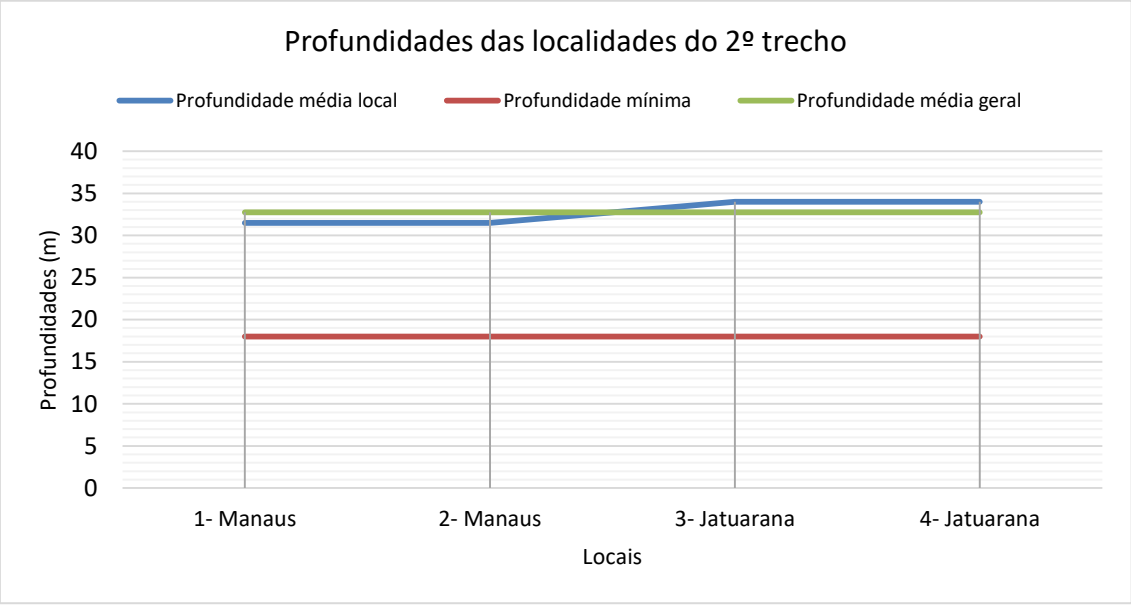


Figura VI.17. Profundidades para cada localidades do 2º trecho.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela VI.5 mostra a participação de cada local no potencial teórico total para vazões referentes às velocidades médias dos segmentos. Também estão os dados médios de velocidade e os dados médios de profundidade.

Tabela VI.5. Potencial teórico de 4 segmentos do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho).

Município - Estado	**n**	**Locais**	***V*[m/s]**	***Erro Vel* [%]**	***Bat* [m]**	***Erro Bat* [%]**	***Pth* [MW]**
Manaus - AM	**1**	Manaus	1,7	4,23	31,5	30	142,31
	2	Manaus	1,7	4,23	31,5	30	41,25
	3	Jatuarana	1,9	7,04	34	32	55,31
	4	Jatuarana	1,8	1,41	34	32	17,58
Total no Município			**1,78**	**4,23**	**32,75**	**31**	**256,45**

Fonte: Elaboração própria.

VI.2.2. Potencial geográfico

A Figura VI.18 mostra os locais com potencial geográfico de acordo com as velocidades e profundidades. Os 4 segmentos elucidam a análise entre áreas com velocidade > 1,5 m / s e profundidades variando de 18 a 50 m. A seleção dos locais com velocidades adequadas foi o primeiro passo realizado, dando origem aos 4 locais.

Figura VI.18. Área dos locais com potencial elétrico HC do 2º trecho.
Fonte: Adaptado de Google Earth (10/2018) («Google Earth», 2018)

A Tabela VI.6 apresenta os números de geradores calculados para cada seção transversal (*NGst*) e número de seções transversais de cada segmento (*NGc*). Nela estão as áreas das seções transversais (A_{st}), raio hidráulico (R_h), a área total (A_n), largura das seções transversais (L_{st}) e o comprimento dos segmentos (C_{seg}). Vale ressaltar que a área

total correspondente aos 4 locais com potencial teórico é 4,96 km^2. Tais informações proporcionam calcular um potencial geográfico médio de 7,62 MW / km^2.

Tabela VI.6. Potencial geográfico e áreas correspondentes aos 4 locais.

Município - Estado	**n**	**Locais**	***NGst***	***NGc***	***Erro NG* [%]**	**A_n [km^2]**	***Lst* [m]**	***Cseg* [m]**	**A_{st} [m^2]**	**R_h [m]**	***PG* [MW / km^2]**
Manaus - AM	**1**	Manaus	14	24	0,28	2,960	716	3786	22560,93	11,75	6,34
	2	Manaus	12	8	0,26	0,831	594	1322	18725,49	11,75	6,54
	3	Jatuarana	11	10	0,19	0,880	566	1544	19241,96	13,00	9,59
	4	Jatuarana	9	4	1,79	0,295	443	661	15074,92	13,00	8,03
Total no Município			**46**	**46**	**0,04**	**4,96**					**7,62**

Fonte: Elaboração própria.

VI.2.3. Potencial técnico

O potencial técnico e hidrocinético calculado para as localidades selecionadas com as características mencionadas anteriormente estão representados na Figura VI.19. As características consideradas neste critério de seleção, mostram que todos os 4 locais selecionados possuem as características exigidas para este diâmetro de turbina.

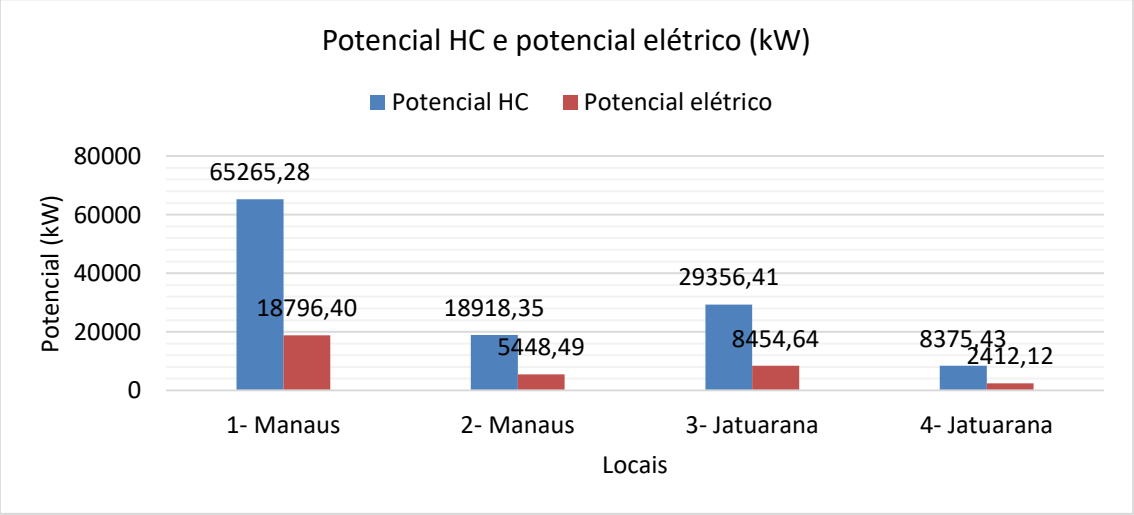


Figura VI.19. Potencial HC e potencial elétrico dos locais analisados no 2º trecho.

Fonte: Elaboração própria.

O potencial hidrocinético total é 121,92 MW, potencial técnico total 35,11 MW e a produção anual de eletricidade total pode chegar a 169,17 GWh / ano, com energia firme de 19,32 $MW_{médio}$ conforme apresentado na Tabela VI.7.

Tabela VI.7. Potencial hidrocinético e técnico com a produção anual de eletricidade e energia firme de 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho).

Município - Estado	**n**	**Locais**	**PHC_n [MW]**	**$PE_{n,i}$ [MW]**	**$EG_{n,i}$ (ano) [GWh]**	**EFe [$MW_{médio}$]**
Manaus -AM	**1**	Manaus	65,27	18,80	90,56	10,34
	2	Manaus	18,92	5,45	26,25	3,00
	3	Jatuarana	29,36	8,45	40,73	4,65
	4	Jatuarana	8,38	2,41	11,62	1,33
Total no Município			**121,92**	**35,11**	**169,17**	**19,32**

Fonte: Elaboração própria.

Após o cálculo da potência hidrocinética, considerando o número total de turbinas e os segmentos do presente trecho calculamos a densidade energética hidrocinética média por seção transversal (*DEst*) de 2,81 kW / m^2, densidade de potência hidrocinética por unidade de área média por seção transversal (*DPHCst*) de 0,13 kW / m^2, densidade de potência hidrocinética por raio hidrocinético médio por seção transversal (*DPHCrhc*) de 44,12 kW/m, densidade de potência elétrica por unidade de área hidráulica média por seção (*DPEunA*) de 0,81 kW/m^2, densidade de energia firme por unidade de área hidráulica média por seção (*DEFunA*) de 0,36 kW/m^2, resultando em uma densidade de energia firme por unidade de diâmetro de turbina (*DEFunD*) igual a 6,35 kW / m. Um resumo dos resultados está apresentado na Tabela VI.8.

Tabela VI.8 Densidades energéticas, de potência por unidade de área e de raio hidráulico de seção.

Município - Estado	**n**	**Locais**	***DEst* [kW/m^2]**	***DPHCst* [kW/m^2]**	***DPHCrhc* [kW/m]**	***DPEunA* [kW/m^2]**	***DEFunA* [kW/m^2]**	***DEFunD* [kW/m]**
Manaus -AM	**1**	Manaus	2.45	0,12	38.51	0.71	0,27	5.55
	2	Manaus	2.45	0,12	38.51	0.71	0,27	5.55
	3	Jatuarana	3.42	0,16	53.76	0.99	0,52	7.74
	4	Jatuarana	2.91	0,13	45.71	0.84	0,38	6.58
Total no Município			**2.81**	**0,13**	**44,12**	**0.81**	**0,36**	**6.35**

Fonte: Elaboração própria

Com os resultados concluímos que pode-se aproveitar mais da energia hidrocinética por m^2 no local *3 – Jatuarana*, com *DPunA* = 0,99 kW / m^2 e *DPHCrhc* = 53,76 kW / m, embora o local com maior potencial hidrocinético total seja *1 – Manaus* com 65,27 MW, dividido em 24 seções transversais com 14 geradores em cada seção transversal.

Contudo, realizando uma análise comparativa com os resultados dos trabalhos de (HOLANDA *et al.*, 2017) que estudaram o potencial hidrocinético remanescente a jusante UHE de Tucuruí e (FELIPE *et al.*, 2019) que estudaram dois rios do Norte do país a jusante das barragens das UHEs de Samuel e Curuá-Una (todas as usinas localizadas em rios da bacia amazônica), nota-se uma proximidade dos resultados, reforçando a coerência dos cálculos desta tese.

VI.3. Potencial de mercado

O mercado da THC fluvial brasileiro ainda está emergindo, porém o conhecimento de locais com potencial HC na região amazônica identificados neste trabalho podem incentivar um possível surgimento de uma cadeia produtiva, com fabricantes de equipamentos, prestadores de serviços e mercado de créditos de carbono (BRASIL, 2012). Do total de créditos disponíveis para venda no mercado mundial, 15% vêm do Brasil (DE ESTADOS IBERO-AMERICANOS PARA EDUCAÇÃO, 2017). Com base em nossos resultados a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL pode passar a estimular cada vez mais a geração de energia elétrica com THCs para GD e SIs.

A Figura VI.9 e Figura VI.18 mostram as áreas dos segmentos do rio Amazonas onde estão localizados os municípios que podem ter a energia elétrica gerada através da THC vinculados aos SIs. Um indicador de potencial HC foi calculado para cada segmento, dividindo o potencial técnico (GWh / ano) pela respectiva área (km^2). Com os resultados é possível afirmar que existe um indicador médio de 23,19 GWh / ano / km^2 no 1º trecho conforme Figura VI.20 e 36,97 GWh / ano / km^2 no 2º trecho conforme Figura VI.21.

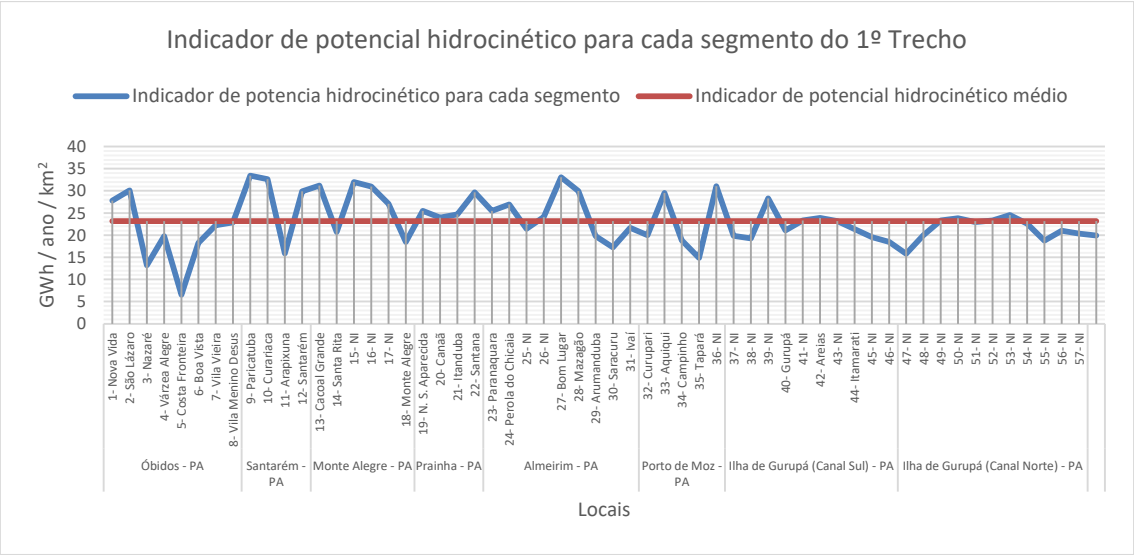


Figura VI.20. Indicador de potencial HC do 1º trecho.

Fonte: Elaboração própria

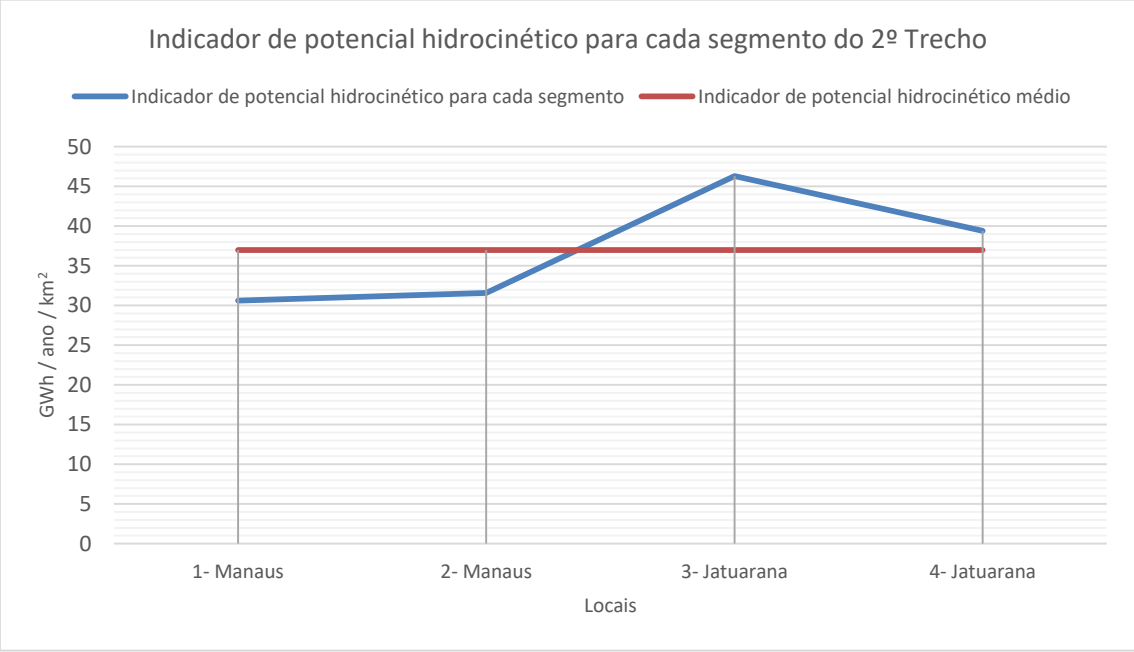


Figura VI.21. Indicador de potencial HC do 2º trecho.

Fonte: Elaboração própria

Adicionalmente, é possível afirmar que existe um potencial de mercado estimado para geradores de 626,7 MW, distribuído em áreas ao redor de 147 UTE's nos estados do Amapá, Pará e Amazonas, e se for considerado as UTE's de outros municípios de estados do Norte e até mesmo do Nordeste, o potencial de mercado pode ser ainda maior. É importante ressaltar que os SIs utilizando a THC, poderia ter uma potência elétrica HC total de 1479,37 MW no 1º trecho e 35,11 MW no 2º trecho. Porém, considerando o cenário 1 de (An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine

and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013) onde o potencial de recurso prático[22] é considerado, supondo que "o funcionário local observa que 50% da energia restante interferiria na pesca e rotas de navegação existentes na área", com isto, restaria um recurso prático de ~739,69 MW (1º trecho) e ~17,56 MW (2º trecho) porém, ainda com capacidade suficiente para abastecer aproximadamente 913,42 mil residências (1º trecho) e 21,68 mil residências (2º trecho) respectivamente.

A transmissão e distribuição da eletricidade dos locais de geração para o consumidor é uma questão importante. Tal como acontece com muitas fontes de energia renováveis, as principais fontes de correntes fluviais no Brasil não estão convenientemente localizadas nas proximidades dos principais centros de carga do País. Os locais da região amazônica que possuem potencial hidráulico para gerar eletricidade com turbinas hidrocinéticas para GD, em parte é uma exceção e uma solução local conforme estudo realizado com base nas relações de subestações, transmissão, distribuição e SIs no ANEXO 1 e ANEXO 2.

Segundo PORTUGAL-PEREIRA, SORIA, *et al.* (2015) estudos utilizam distancias de usinas com fontes de energia renováveis e subestações entre 40 e 50 km, a fim de estimular e restringir o potencial técnico econômico. Esta informação é importante, pois neste trabalho todas as localidades analisadas no 2º trecho estão a menos de 27 km de sistemas de distribuição, 39 km de sistemas de transmissão. No 1º trecho apenas uma localidade fica com distância superior a 50 km de sistemas de distribuição, porém todas as localidades do 1º e 2º trechos possuem subestações de sistemas isolados no local conforme descrito abaixo.

- Segue a descrição dos 15 locais identificados no 1º trecho:

Para o município de Óbidos – PA a energia elétrica poderia ser produzida nas localidades 1 e 2 com a micro e mini GD inseridas no sistema de distribuição ou em sistemas isolados. As unidades geradoras funcionando como sistemas isolados, poderiam ser utilizadas para suprir a demanda de energia de comunidades próximas, localizadas na margem direita do rio Amazonas, como Nova Vida, São Lazaro, Nazaré,

[22] É definida como a parte do recurso técnico disponível após a consideração de todas as outras restrições. (An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013) Concelho Nacional de Pesquisa. Uma Avaliação das Avaliações de Recursos Marinhos e Hidrocinéticos do Departamento de Energia dos EUA. The National Academies Press. Edição do Kindle.

Várzea Alegre e Costa Fronteira. As unidade utilizadas como mini e micro GD inseridas no sistema de distribuição da margem esquerda poderiam ser aproveitadas no próprio município e transmitida para a subestação de Oriximina – PA, localizada à ~29 km, com linha de transmissão (LT) de 500kV do SIN («SINDAT», 2018) e ajudando a suprir a demanda de outras localidades do Brasil.

No município de Santarém – PA as localidades 9 e 10 poderiam ser aproveitadas como sistema isolado nas comunidades de Paricatuba e Curariaca, localizadas na margem direita do rio Amazonas. A outra localidade com potencial é a 12, localizada próximo da cidade de Santarém. O aproveitamento poderia ser tanto para sistemas isolados quanto micro e mini GD inseridos no sistema de distribuição do município localizado à ~10 km e futuramente na subestação planejada Tapajós 2 e inserida na LT planejada de 230kV (Horizonte 2023) do SIN («SINDAT», 2018).

O município de Monte Alegre – PA possui duas localidades 15 e 16 com potencial tanto para sistemas isolados nas margens esquerda e direita do rio Amazonas, quanto para ser inserido no sistema de distribuição da cidade. Para ser inserido no sistema de distribuição da cidade seria necessário LT de ~26 km. Segundo («SINDAT», 2018) não existe nenhum planejamento para LT para o SIN na localidade.

No município de Prainha – PA somente um local (22) possui potencial para sistemas isolados e para mini e micro GD para as comunidades de N. S. Aparecida, Canaã, Itanduba e Santana. O local com potencial fica à ~15 km do sistema de distribuição da cidade e ~73 km da subestação Jurupari do SIN. Não existe planejamento de projeto para expansão do SIN até o sistema de distribuição do município no Horizonte 2023.

Para o município de Almeirim – PA a energia elétrica poderia ser produzida nas localidades 27 e 28 com a micro e mini GD inseridas no sistema de distribuição do município que fica ~21 km do local com potencial ou em sistemas isolados nas comunidades de Bom Lugar e Mazagão. As unidade utilizadas como mini e micro GD inseridas no sistema de distribuição poderiam ser transmitidas para a subestação de Jurupari – PA, localizada à ~2 km e com linhas de transmissão (LT) de 500kV e 230kV do Sistema Interligado Nacional (SIN) («SINDAT», 2018), podendo suprir a demanda energética de outras localidades do Brasil.

Em Porto de Moz – PA o potencial elétrico hidrocinético está em dois locais (33 e 36). O local 33 localizado próximo da comunidade de Aquiqui poderia gerar energia hidrocinética para micro e mini GD e ser inserido no sistema de distribuição de Almeirim localizado à ~5 km do local com potencial e para a subestação de Jurupari – PA do SIN, localizada à ~23 km do local. A energia também poderia ser utilizada para sistema isolados na margem direita para as comunidades de Curupari, Campinho e a própria Aquiqui. A energia gerada poderia ser transmitida para a cidade de Porto de Moz que fica à ~42 km. A comunidade de Tapará poderia trabalhar com sistema isolado usando energia do local 36 não identificado (NI). O local poderia ter sua energia aproveitada nos sistemas isolados ou ser transmitidos para as subestações do SIN, como a Jurupari – PA à ~83 km local e/ou subestação Laranjal – AP à ~86 km do local. Não existe planejamento de LT e subestação do SIN mais próximas do local 36.

A análise do Canal Sul da Ilha de Gurupá mostrou que dois locais possuem potencial elétrico hidrocinético (39 e 41). O local 39 está localizado à ~13 km da cidade de Gurupá, ~2 km da ilha de Gurupá. O local 41 está localizado a ~25 km da comunidade de Areias, ~35 km da comunidade de Itamarati e ~1,5 km. A energia gerada nos dois locais pode ser aproveitada por sistemas isolados. As subestações de Jurupari – PA e Laranjal – AP do SIN são as mais próximas do local 39 e ficam à ~110 km. A subestação Laranjal fica à ~127 km do local 41. Segundo («SINDAT», 2018) não existe planejamento de LT e/ou subestação para os locais.

O Canal Norte da Ilha de Gurupá existe o local 53 com potencial de energia elétrica. O local fica à ~90 km da subestação Laranjal – AP, porém não existe planejamento de LT e subestação no horizonte 2023 que poderia ser utilizado para interligar os locais ao SIN («SINDAT», 2018). Contudo, a energia pode ser aproveitada por sistemas isolados nas próprias localidades.

- Descrição dos 4 locais identificados no 2º trecho:

Para o município de Manaus – AM a energia elétrica poderia ser produzida nas localidades 1 e 2 com a micro e mini GD inseridas no sistema de distribuição ou em sistemas isolados às margens no rio Amazonas. As unidades geradoras funcionando como sistemas isolados, poderiam ser utilizadas para suprir a demanda de energia de comunidades próximas, localizadas na margem direita do rio Amazonas. As unidade

utilizadas como mini e micro GD inseridas no sistema de distribuição da margem esquerda poderiam ser aproveitadas no próprio município e transmitida para a subestação de Jorge Teixira – AM, localizada à ~10 km, com linha de transmissão (LT) de 500kV do SIN («SINDAT», 2018) à ~22 km e SIs no local.

Em Jatuarana – AM, dois locais (3, 4) possuem potencial para suprir a demanda de comunidades isoladas através de sistemas isolados no local. Para mini e micro GD o sistema fica ~25 km de sistemas de distribuição e ~37 km de sistemas de transmissão de energia elétrica.

Um resumo é apresentado na Tabela VI.9 e mostra os locais onde a energia hidrocinética poderia ser produzida com o micro e o mini GD e/ou SI inseridos no sistema de distribuição, transmissão ou em sistemas isolados. Unidades geradoras funcionando como sistemas isolados poderiam ser usadas para suprir a demanda de energia de comunidades próximas localizadas nas margens do rio Amazonas. As unidades utilizadas como mini e micro GD inseridas no sistema de distribuição podem ser utilizadas no próprio município e transmitidas para as subestações com linha de transmissão (LT) do SIN («SINDAT», 2018) e ajudando a suprir a demanda de outras localidades do Brasil.

Tabela VI.9. Mapeamento da distância entre os 15 locais no 1º trecho e 4 locais no 2º trecho com potencial elétrico HC e locais de consumo de energia.

	Cidade-Estado	n	Locais	Micro e Mini HC		
				Sistema de Distribuição	Sistema de Transmissão	Sistema Isolado
1º TRECHO	Óbidos - PA	1	Nova Vida	no local	28 km	no local
		2	São Lázaro	no local	29 km	no local
	Santarém - PA	9	Paricatuba	no local	9 km	no local
		10	Curariaca	no local	10 km	no local
		12	Santarém	no local	11 km	no local
	Monte Alegre - PA	15	Não identificado	26 km	135 km	no local
		16	Não identificado	26 km	138 km	no local
	Prainha - PA	22	Santana	15 km	73 km	no local
	Almeirim - PA	27	Bom Lugar	21 km	22 km	no local
		28	Mazagão	21 km	23 km	no local
	Porto de Moz - PA	33	Aquiqui	5 km	42 km	no local
		36	Não identificado	70 km	83 km	no local
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	39	Não identificado	13 km	110 km	no local
		41	Não identificado	35 km	127 km	no local
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	53	Não identificado	21 km	90 km	no local
2º TRECHO	Manaus - AM	1	Manaus	8 km	21 km	no local
	Manaus - AM	2	Manaus	12 km	23 km	no local
	Jatuarana - AM	3	Jatuarana	22 km	35 km	no local
	Jatuarana - AM	4	Jatuarana	27 km	39 km	no local

Fonte: Elaboração própria

VI.3.1. Previsão com oportunidades da THC suprir os SIs

A seguir serão apresentadas previsões com oportunidades da THC suprir os SIs da região amazônica com dados que apresentam as necessidades de contratação (para expansão ou substituição da oferta de energia existente suprida por SIs) por ano, por distribuidora, com base nas informações prestadas pela CEA, CELPA e AMEN a EPE conforme EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019). Não foi realizado um estudo nesta tese para localidades isoladas que ainda não possuem geradores cadastrados como SIs devido à falta de dados. Destaca-se que esses valores correspondem aos montantes necessários para cobrir as demandas e/ou cargas previstas, não contemplando eventuais critérios de dimensionamento das usinas, reserva de capacidade ou sobre dimensionamento para atendimento à demanda futura.

Contudo, no horizonte avaliado, até 2023, foi indicado haver desejo de substituição das máquinas responsáveis pela geração de eletricidade dos SIs e/ou complementação do déficit de energia elétrica para algumas localidades. Com isto, o potencial HC

levantado nesta tese avalia as localidades (bairro, município, estado) com SIs que tenham proximidade espacial com os segmentos do rio analisados conforme mostra a Tabela VI.10. Ela relaciona o déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, Petrobras e AMEN que poderia ser suprida com o potencial técnico HC de cada localidade, assim como a potência nominal instalada total, o déficit de demanda suprida com THC para o período de 2019-2023 e a potência necessária para a substituição de máquinas existentes.

Tabela VI.10. Déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, Petrobras e AMEN suprida com potencial elétrico HC por cada localidade.

Distribuidor	Locais	Combustível	Potência Nominal Instalada Total [MW]	Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023) [MW]	Ano de início do déficit	Pedido de substituição de máquinas existentes	Locais com potencial de HC para suprir déficit de SIs	Potencial elétrico [MW]
CEA	São Francisco do Iratapuru	Diesel	0,065	-0,058	2020	0,065	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	31,83
	Limão do Curuá	Diesel	0,06	-	-	0,06	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	31,83
	Maranata	Diesel	0,065	-	-	0,065	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	31,83
	Ponta da Esperança	Diesel	0,044	-	-	0,044	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	31,83
	Samaúma	Diesel	0,04	-	-	0,04	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	31,83
	São João do Rio Cajari	Diesel	0,088	-0,037	2020	0,088	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	31,83
	Total	**6**	**0,362**	**-0,095**		**0,362**		**31,83**
CELPA	Aveiro	Diesel	1,400	-0,610	2022	-	1 e 2 Óbidos; 9, 10 e 12 Santarém.	120,23
	Gurupá	Diesel	5,057	-2,906	2022	-	39 Gurupá	26,67
	Prainha	Diesel	3,348	-2,135	2019	-	22 Prainha	71,99
	Terra Santa	Diesel	5,076	-0,379	2021	-	1 e 2 Óbidos	28,64
	Total	**4**	**14,881**	**-6,03**				**218,89**
PETROBRAS	Alcoa Porto	Biodiesel	10,584	-4,0	2020	-	1 e 2 Óbidos; 9, 10 e 12 Santarém.	120,23
	Alcoa Beneficiamento	Biodiesel	9,612	-7,60	2020	-	1 e 2 Óbidos; 9, 10 e 12 Santarém.	120,23
	Total	**2**	**20,196**	**-11,60**				**120,23**
AMEN	Barreirinha	Diesel	4,32	-0,672	2020	-	1 e/ou 2 Óbidos	28,64
	Boa Vista do Ramos	Diesel	5,40	-0,542	2020	-	3 e/ou 4 Jatuarana	10,86
	Moura	Diesel	0,35	-0,011	2023	-	1 e/ou 2 Manaus	24,25
	Novo Céu	Diesel	5,59	-0,525	2020	-	3 e/ou 4 Jatuarana	10,86
	Parintins	Diesel	3,42	-3,000	2021	-	1 e/ou 2 Óbidos	28,64
	Pedras	Diesel	1,05	-0,081	2020	-	1 e/ou 2 Óbidos	28,64
	Sacambu	Diesel	0,65	-0,070	2020	-	1 e/ou 2 Manaus	24,25
	Urucará	Diesel	5,82	-0,310	2022	-	3 e/ou 4 Jatuarana	10,86
	Urucurituba	Diesel	4,20	-0,602	2020	-	3 e/ou 4 Jatuarana	10,86
	Total	**9**	**30,8**	**-5,81**		**-**		**63,75**
TOTAL		**21**	**66,239**	**23,535**		**0,362**		**434,7**

Fonte: Elaboração própria com dados parciais de EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019)

O resultado da pesquisa mostra que o potencial elétrico HC total supriria toda a potência nominal instalada com UTE a diesel, biodiesel e / ou déficits dos SIs para o período na região.

Tais apontamentos anteriores não indicam a obrigatoriedade na execução, porém é uma medida que poderia ser realizada a curto prazo para algumas localidades, já que mostram o déficit de energia das distribuidoras dos SIs locais. No médio e longo prazo os projetos poderiam suprir o crescimento da demanda de outros locais que também estão na faixa do estudo.

Conforme aconteceu no suprimento do SI de Oiapoque, onde a usina térmica está associada com Pequena Central Hidrelétrica - PCH e usina solar, a THC dos rios pode ser objeto de estudo para estas localidades, pois existe potencial técnico da THC como SIs sozinhos ou associados às usinas térmicas.

O APÊNDICE 3- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.**, APÊNDICE 4- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.**, APÊNDICE 5- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.** e APÊNDICE 6- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.**, detalha a viabilidade da utilização de hidrocinéticas dos rios para complementar o déficit de energia dos SIs localizados no 1º e 2º trechos.

VI.3.2. Perspectiva industrial

O potencial para desenvolver a geração de energia a partir de HC no Brasil é teoricamente muito grande, conforme apresentado neste trabalho, especialmente se a alternativa de parques hidrocinéticos fluviais com GD e SIs for considerada como uma opção real para a expansão do setor de energia do país. Mas, além de explorar as oportunidades do mercado local, a indústria brasileira tem potencial para se tornar um fornecedor de THC na região da América Latina, e inclusive mundial.

Hoje no Brasil ainda não existe empresas atuantes especificamente na linha da THC. Existe uma cadeia de valor com fabricantes, fornecedores de peças e de serviços a expandir para esse mercado. Segundo («Estudos e Pesquisas para Subsidiar a Elaboração de Políticas e Projetos relacionados ao Desenvolvimento Produtivo e à Inovação Industrial no Brasil, assim como para o Desenvolvimento de Ações de Fomento ao Desenvolvimento Tecnológico e Regional Sondagem de Inovação», 2018), as dez maiores empresas presentes na cadeia nacional de aerogeradores são opções (*Vestas, Sinovel, General Electric Wind, Goldwind, Enercon, Suzlon, Dongfang, Gamesa, Siemens Wind Power, United Power*). Fabricantes e fornecedores da mini e microgeração eólica (*Enersud, Bioserve, Eletrovento, Canoas, In-Vento, Legado Energias Renováveis, Transfortech, Wind Power, Energia Pura, THS Machine, Green Energy, WindService, Fugiwara e Obenlux*) devem expandir nos próximos anos (DE ESTADOS IBERO-AMERICANOS PARA EDUCAÇÃO, 2017). Segundo a ABEEólica, empresas do setor eólico precisam de um volume mínimo de negociações para manter a sustentabilidade da cadeia produtiva, na média, de 500 MW / ano por fabricante para grandes plantas industriais. Atualmente no Brasil os fabricantes não atingem esse patamar, e estão com a capacidade nominal ociosa (DE ESTADOS IBERO-AMERICANOS PARA EDUCAÇÃO, 2017).

As turbinas para Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs são derivadas das turbinas hidrelétricas convencionais, realizando algumas adaptações para a aplicação dos equipamentos em pequenas quedas. As turbinas hidrocinéticas são inovações e desafios tecnológicos para os produtores de PCH's (KUPFER *et al.*, 2012).

Dadas as economias de escala e escopo, produtoras de turbinas de grande porte, em geral, grandes empresas nacionais e internacionais («Estudos e Pesquisas para Subsidiar a Elaboração de Políticas e Projetos relacionados ao Desenvolvimento Produtivo e à Inovação Industrial no Brasil, assim como para o Desenvolvimento de Ações de Fomento ao Desenvolvimento Tecnológico e Regional Sondagem de Inovação», 2018) (*Votih Hidro, Alston, General Electric, Andritz, Siemens, Dedini e WEG, por exemplo*), também atuam na linha de PCHs, com grandes vantagens competitivas, asseguradas pelo domínio da tecnologia, desempenho superior, reputação das marcas e vantagens de custos associadas à maior escala das firmas. Há, entretanto, espaço para empresas menores e mais especializadas, sobretudo, nos geradores e nas

turbinas para as usinas menores que 10 MW de potência instaladas e nas chamadas micro e mini usinas inferiores a 1 MW, localizadas quase sempre em unidades rurais (KUPFER *et al.*, 2012). Finalmente, no subsistema de controle e ligação, há a presença de centenas de fabricantes de equipamentos como reguladores de velocidade, painéis de medição e demais equipamentos de controle e ligação à rede, com características semelhantes a outras plantas de conversão de energia. Em geral, a concorrência se dá via preços e a estrutura de oferta é composta por pequenas e médias empresas, além de empresas integradas e de grande porte de equipamentos elétricos. Vale ressaltar, por fim, que cada vez mais empresas fabricantes de equipamentos, de todos os portes, têm adotado a prática de oferecer serviços integrando todos os equipamentos à estrutura civil, incluindo todo o projeto. Atuam subcontratando os equipamentos que eles não produzem, comissionando diretamente na planta, tornando-se também responsáveis pela manutenção.

De maneira geral, o país tem capacidade competitiva na fabricação de equipamentos para PCHs. Tal competitividade deriva do aprendizado acumulado por anos de liderança global na implantação de grandes usinas hidrelétricas – com efeitos positivos para equipamentos de controle e conexão das PCH's.

As empresas produtoras de PCHs de capital nacional, de diversos portes, têm capacidade competitiva, inclusive em projeto, fabricação e implantação de usinas. No entanto, as características da demanda – e do marco legal que a regula – e da oferta de eletricidade através de outras fontes de energias renováveis em melhores condições competitivas (caso da eólica) ameaçam o ciclo de crescimento e consolidação da linha produtora de PCHs. A consequente intermitência da demanda pode reduzir o potencial competitivo que a estrutura de oferta possui no país (KUPFER *et al.*, 2012) e a produção da THC pode ser uma saída para se manter no mercado com capacidade competitiva.

No Brasil, inclusive com a maciça presença das grandes empresas internacionais de hidro geração, ainda que pese a impossibilidade de precisar informações quantitativas sobre a oferta de equipamentos, é possível dizer que o país tem capacidade de ofertar competitivamente todos os equipamentos envolvidos em PCH. Esta vantagem foi estabelecida historicamente ao longo da expansão da energia hidrelétrica no Brasil, tanto de grande porte – o que torna o país um dos mais importantes centros produtores –

quanto em pequena escala. Neste caso, é marcante o número de empresas de capital nacional de grandes e pequenos portes, muitas delas detentoras de tecnologia de projeto e produto (KUPFER *et al.*, 2012).

Por outro lado, equipamentos para PCH, cuja produção local se consolidou nos anos 1980 e1990, têm observado uma evolução de demanda inferior ao potencial. Os impactos dos modelos de negócio de energias renováveis tradicionais têm sido modestos, sobretudo, por causa da perda de dinamismo no uso dessas fontes – que acabam concorrendo com a eólica, por exemplo. Resumindo, a demanda na indústria de bens de capital nos sistemas de captação e geração está com o potencial subutilizado conforme KUPFER, NAVEIRO, *et al.* (2012) e poderia ser uma oportunidade para compensar esta perda desenvolvendo e produzindo a THC das correntes fluviais, utilizando a capacidade industrial e conhecimento para participar desta nova cadeia industrial, com grandes perspectivas de sucesso, tanto no país, como na região latino-americana.

VI.3.3. Perspectiva socioeconômica da THC

A região Norte é uma das regiões menos desenvolvidas do Brasil. A procura por soluções para a geração de emprego e renda que permitam elevar a qualidade de vida da população é muito importante para o melhoramento socioeconômico (FERREIRA *et al.*, 2019).

A acessibilidade a região é limitada devido ao mau estado de suas rodovias, com isto, boa parte do transporte para a região é realizada pelos rios e podem levar dias de viagem. Isto pode dificultar o transporte dos componentes hidrocinéticos de que as usinas caracterizadas de mini GD ou SI precisarão, e em alguns casos podem encarecer os projetos. Esta pode ser uma razão a mais para incentivar o desenvolvimento de uma indústria local, que produza os componentes em lugares estratégicos próximos ao lugar de instalação, para assim reduzir os custos. Para as unidades hidrocinéticas menores, caracterizadas como micro GD e SI não existem maiores problemas de transporte. No entanto, o custo destes geradores podem ser precisamente uma das barreiras para o uso da energia hidrocinética na região Norte, onde concentra as maiores proporções de pessoas que vivem com até 1/4 de salário mínimo de rendimento mensal per capita, e apresentam altas taxas de desemprego (IBGE | Agência de Notícias | SIS 2015:

desigualdades de gênero e racial diminuem em uma década, mas ainda são marcantes no Brasil, 2018).

As caraterísticas da região sugerem estudos mais detalhados de logística para o transporte dos componentes HC até o local, bem como o desenvolvimento de uma indústria capaz de fornecer componentes específicos a baixo custo sob o amparo de um Programa Hidrocinético na região Norte, com os co-benefícios da geração de emprego local e renda.

Políticas públicas poderiam ser propostas para encorajar esquemas cooperativos entre consumidores residenciais, industriais e as próprias concessionárias de energia elétrica, incentivando a geração de eletricidade a partir de HC dos rios para os SIs e GD. Para a GD, três modalidades adicionais são os principais pontos da Resolução Normativa nº 687 de 2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015) e permitem que cada unidade hidrocinética forneça seus excedentes de energia elétrica às concessionárias através de Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, Geração compartilhada e Autoconsumo remoto.

A implantação da THC importa também em custos que, evidentemente, devem gerar benefícios econômicos e ambientais que compensem os investimentos a serem realizados. Com isto, será calculado o custo unitário máximo (*Cunmáx*) e o Custo Nivelado de Eletricidade (*LCOE*) para a análise de viabilidade dos empreendimentos nos locais.

O *LCOE* é equivalente na prática ao valor mínimo de vendas no mercado de energia para viabilizar o empreendimento energético. Com a necessidade de se conhecer a evolução do preço da energia hidrocinética dos rios em relação ao potencial hidrocinético disponível, foram feitas simulações para diversos Fatores de Capacidade, considerando quatro categorias de custos adicionais na *O&M* e no custo unitário (*Cun)* para o 1º trecho e 2º trecho conforme segue.

VI.3.3.1. Atratividade da THC no 1º trecho com custos adicionais na O&M a partir do ano um

Os resultados na Tabela VI.13 e Tabela VI.14 mostram resumidamente os resultados médios de *Cunmáx* e o *LCOE* para o 1º trecho com 3% de custos adicionais

(*CA*) na *O&M*. Os valores correspondentes a todos os segmentos estão no APÊNDICE 3- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.** e APÊNDICE 4- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.**. O valor médio geral de *Cunmáx* dos segmentos é 1504,64 USD / kW e pode chegar a 2605,08 USD / kW de valor máximo. O *LCOE* fica de 21,41 a 114,14 USD / MWh com *LCOE* médio geral de 32,49 USD / MWh.

Tabela VI.11. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 1º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Cidade - Estado		**Atratividade**	
		Cunmáx (USD / kW)	**Cunmáx (R$ / kW)**
		-549,14 a 2605,08	**-1915,94 a 9089,13**
SEGMENTO	Óbidos - PA	1027,97	3586,60
	Santarém - PA	1998,50	6972,77
	Monte Alegre - PA	1735,65	6055,68
	Prainha - PA	1786,20	6232,05
	Almeirim - PA	1553,68	5420,78
	Porto de Moz - PA	1391,92	4856,41
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	1282,74	4475,47
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	1260,50	4397,87
	Média total	**1504,64**	**5249,70**

Fonte: Elaboração própria

Tabela VI.12. Resultados do *LCOE* dos locais no 1º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Cidade - Estado		**Atratividade**	
		LCOE (USD / MWh)	**LCOE (R$ / MWh)**
		21,41 a 114,14	**39,21 a 209,11**
SEGMENTO	Óbidos - PA	45,54	158,87
	Santarém - PA	27,46	95,80
	Monte Alegre - PA	28,72	100,20
	Prainha - PA	27,33	95,37
	Almeirim - PA	30,65	106,95
	Porto de Moz - PA	33,65	117,41
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) -PA	33,13	115,57
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	33,41	116,57
	Média total	**32,49**	**113,34**

Fonte: Elaboração própria

Na Figura VI.22 variamos o Fator de Capacidade de 15% a 80% para verificar o comportamento dos valores do *Cunmáx*, e pode-se observar que dependendo do Fator de Capacidade o *Cunmáx* pode variar de -549,17 a 2605,08 USD / kW. Neste caso foi utilizado custo adicional de 3% na *O&M* e observa-se *Cunmáx* torna-se positivo com Fator de Capacidade maior que 27%. Utilizou-se para a Figura VI.23 quatro categorias de custos adicionais na *O&M* de 3, 15, 25 e 35% e observa-se que o *Cunmáx* não é positivo para custos adicionais de 15, 25 e 35%.

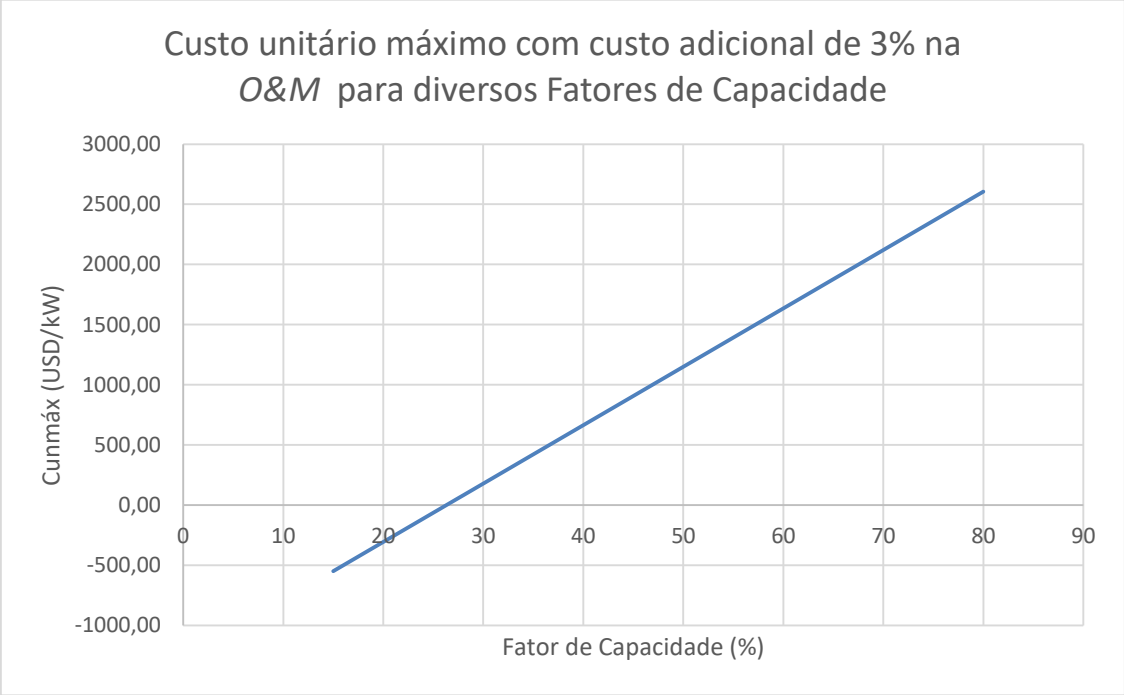


Figura VI.22. Variação do custo unitário máximo com custo adicional de 3% na *O&M* e variação do Fator de Capacidade para o 1º trecho.
Fonte: Elaboração própria

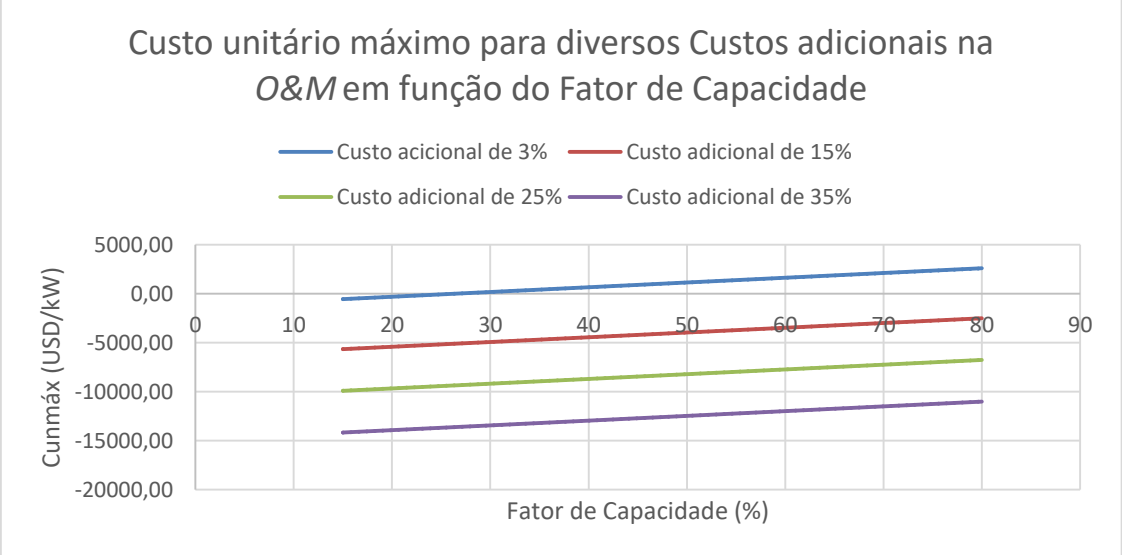


Figura VI.23. Custo unitário máximo para diversos custos adicionais na *O&M* e diferentes Fatores de Capacidade.
Fonte: Elaboração própria

Pode-se observar na

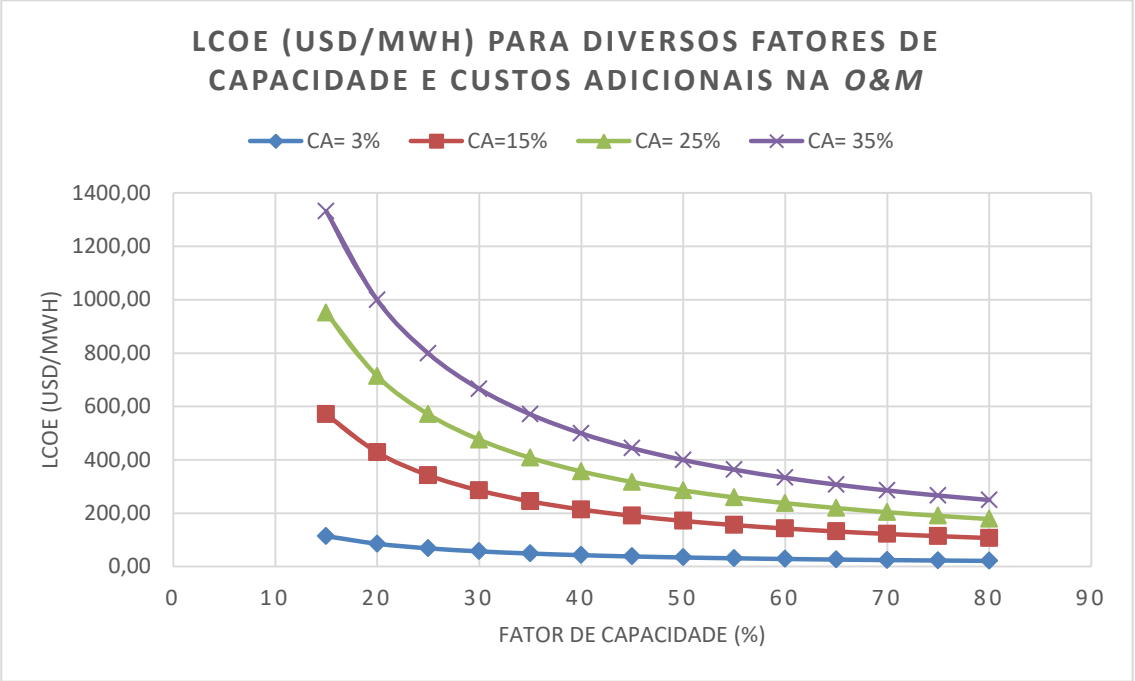


Figura VI.24 que o *LCOE* reduz à medida que o Fator de Capacidade aumenta e crescem conforme os custos na *O&M* aumentam, ocasionando elevados valores de *LCOE*, podendo chegar a 1331,66 USD/MWh com custos adicionais de 35% na *O&M* e Fator de Capacidade de 15%.

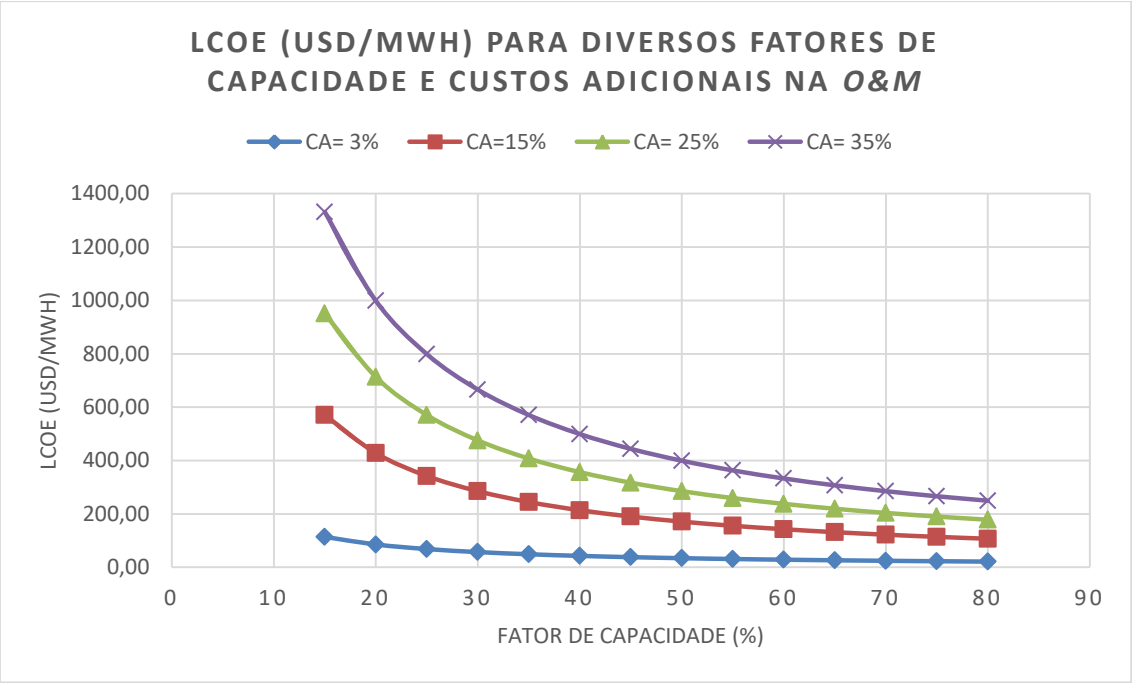


Figura VI.24. Variação do *LCOE* em função do fator de capacidade e diferentes custos adicionais na *O&M* para o 1º trecho.

Fonte: Elaboração própria

VI.3.3.2. Atratividade da THC no 1º trecho com custos adicionais no custo unitário (Cun) a partir do ano um

Os resultados na Tabela VI.13 e Tabela VI.14 mostram os resultados médios de *Cunmáx* e o *LCOE* para o 1º trecho com 15% de custos adicionais (CA) no *Cun*. Os valores correspondentes a todos os segmentos estão no APÊNDICE 5- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.** e APÊNDICE 6- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.**. O valor médio geral de *Cunmáx* dos segmentos é 1313,09 USD / kW e pode chegar a 2413,53 USD / kW de valor máximo. O *LCOE* fica de 24,61 a 131,26 USD / MWh com *LCOE* médio geral de 37,36 USD / MWh.

Tabela VI.13. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 1º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Cidade - Estado	**Atratividade**	
	Cunmáx	**Cunmáx**

		(USD / kW)	(R$ / kW)
		-740,69 a 2413,53	**-2584,28 a 8420,80**
SEGMENTO	Óbidos - PA	836,42	2918,26
	Santarém - PA	1806,95	6304,44
	Monte Alegre - PA	1544,09	5387,35
	Prainha - PA	1594,64	5563,71
	Almeirim - PA	1362,12	4752,44
	Porto de Moz - PA	1200,37	4188,08
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	1091,18	3807,13
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	1068,94	3729,53
	Média total	**1313,09**	**4581,37**

Fonte: Elaboração própria

Tabela VI.14. Resultados do *LCOE* dos locais no 1º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Cidade - Estado		**Atratividade**	
		LCOE (USD / MWh)	**LCOE (R$ / MWh)**
		24,61 a 131,26	**92,84 a 457,97**
SEGMENTO	Óbidos - PA	52,37	182,70
	Santarém - PA	31,58	110,17
	Monte Alegre - PA	33,03	115,23
	Prainha - PA	31,43	109,67
	Almeirim - PA	35,25	122,99
	Porto de Moz - PA	38,70	135,02
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) -PA	38,09	132,91
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	38,42	134,06
	Média total	**37,36**	**130,34**

Fonte: Elaboração própria

Mantendo o custo adicional na *O&M* de 3% e variando o custo unitário (*Cun*) com custos adicionais (*CA*) de 0, 15, 30 e 40%, observa-se na Figura VI.25 que o *Cunmáx* que permite a tecnologia seja viável reduz à medida que o *Cun* aumenta e exige consequentemente maior fator de capacidade.

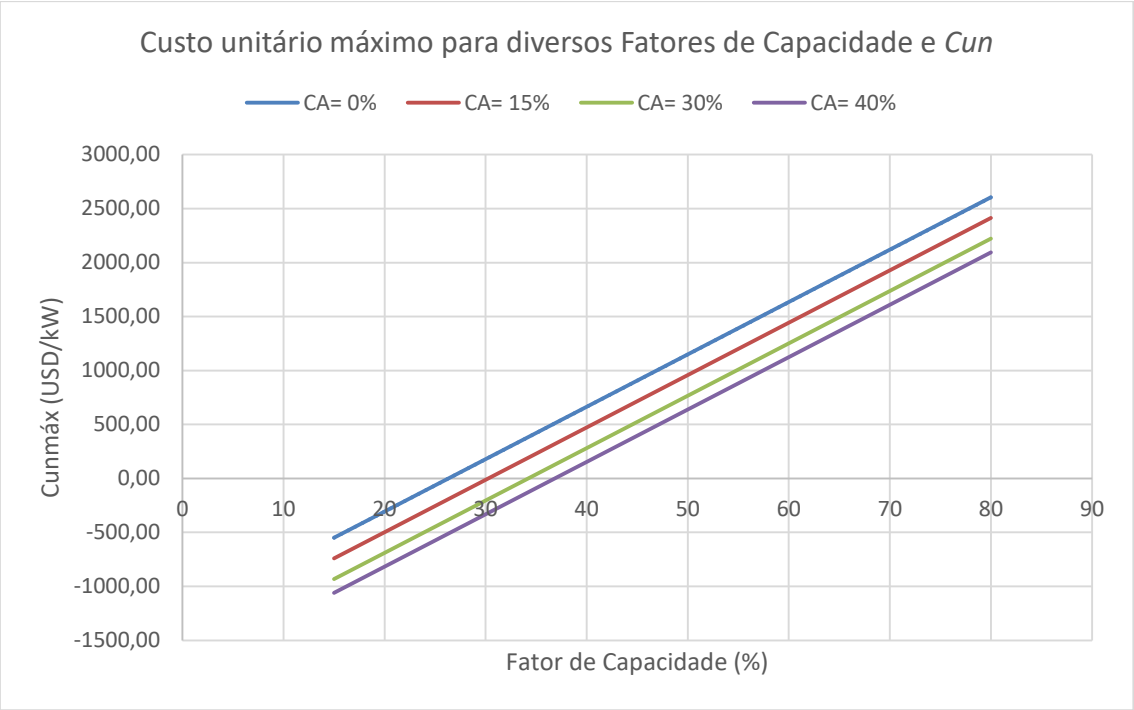


Figura VI.25. Custo unitário máximo para diversos fatores de capacidade e custos unitários.
Fonte: Elaboração própria

A Figura VI.26 mostra o resultado da simulação do *LCOE* com custos adicionais no *Cun*. Pode-se observar que o *LCOE* pode chegar a 159,81 USD/MWh para custos adicionais altos de 40% e Fator de Capacidade de 15%, porém o *LCOE* decresce à medida que o fator de capacidade for maior e os custos adicionais forem menores. Tais informações elucidam a importância de projetos com custos mais baixos e demonstram a importância do melhor detalhamento dos custos de cada etapa do empreendimento, pois os custos gerais podem ser reduzidos, tornando o custo da energia final mais atrativo e competitivo.

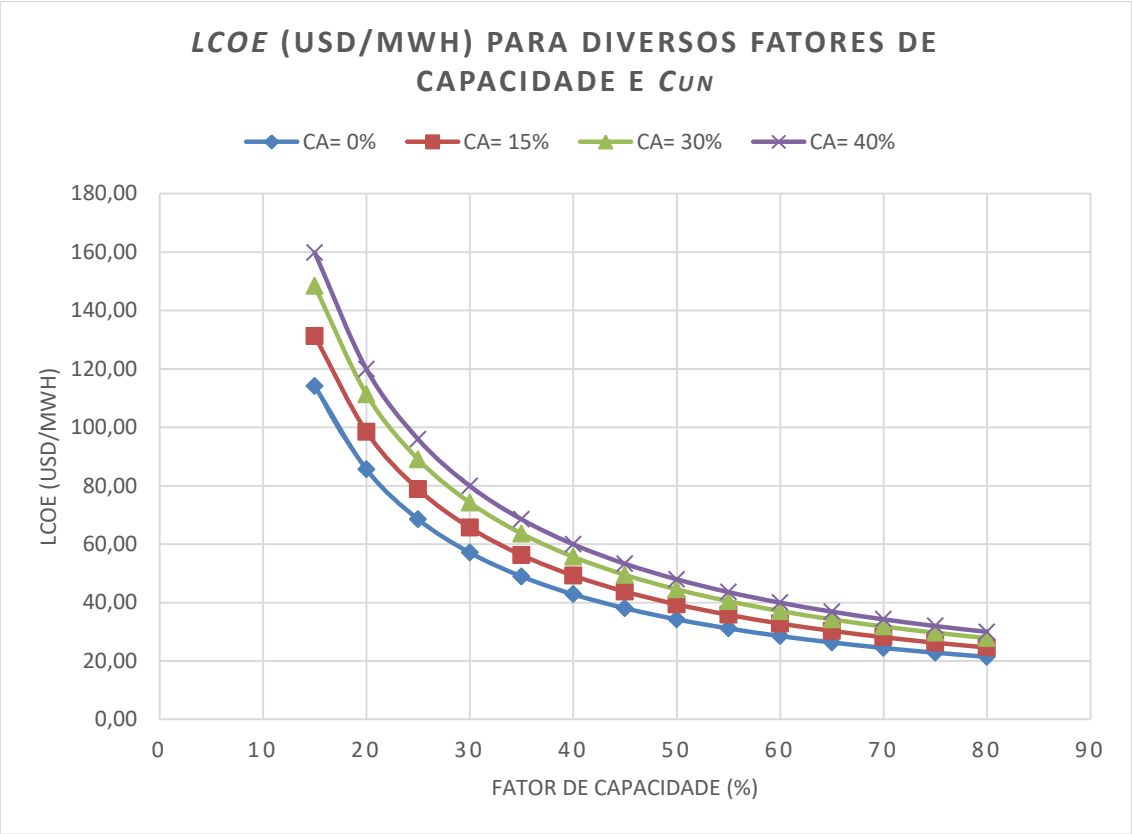


Figura VI.26. Variação do *LCOE* em função do fator de capacidade e diferentes custos unitários para o 1º trecho.

Fonte: Elaboração própria

VI.3.3.3. Atratividade da THC no 2º trecho com custos adicionais na O&M a partir do ano um

Neste trecho foi simulado o *Cunmáx* (Tabela VI.15) e o *LCOE* (Tabela VI.16) com 3% de custos adicionais (*CA*) na *O&M*. O *Cunmáx* e o *LCOE* são 1391,92 USD / kW (4856,41 R$ / kW) e 31,13 USD / MWh (108,62 R$ / kW) respectivamente para o *FC*= 55%, isso devido a persistência de velocidade utilizada ~55% (cenário que consideramos a persistência média de 58 segmentos entre Óbidos no estado do Pará e Macapá no estado do Amapá analisados nesta tese e publicado no artigo OLIVEIRA *et al.* (2021) no APÊNDICE 10 - **Artigo publicado: Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region.**. Tais valores correspondem a todos os segmentos, pois o Fator de Capacidade médio utilizado é o mesmo para todos os locais. Os resultados também estão no APÊNDICE 3- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.** e APÊNDICE 4-

Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*..

O *Cunmáx* igual a 1391,92 USD / MWh ficou mais baixo que o trabalho de (FELIPE *et al.*, 2019). O *Cunmáx* obtido por (FELIPE *et al.*, 2019) variam entre 3384,62 USD / kW e 4923,08 USD / kW, equivalente a 11808,94 R$ / kW e 17176,62 R$ / kW. A Figura VI.22 e Figura VI.23 também pode representar o comportamento do *Cunmáx* para o 2º trecho com os custos adicionais na *O&M*. A Figura VI.27 mostra o *LCOE* para o 2º trecho com FC de 55% e custos adicionais de 3, 15, 25 e 35% na *O&M*.

Tabela VI.15. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 2º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

	Cidade-Estado	**n**	**Locais**	**Atratividade**	
				Cunmáx (USD / kW)	**Cunmáx (R$ / kW)**
				-549,14 a 2605,08	**-1915,94 a 9089,13**
SEGMENTO	Manaus - AM	1	Manaus	1391,92	4856,41
	Manaus - AM	2	Manaus	1391,92	4856,41
	Jatuarana - AM	3	Jatuarana	1391,92	4856,41
	Jatuarana - AM	4	Jatuarana	1391,92	4856,41

Fonte: Elaboração própria

Tabela VI.16. Resultados do *LCOE* dos locais no 2º trecho com 3% de custos adicionais na *O&M*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

	Cidade-Estado	**n**	**Locais**	**Atratividade**	
				LCOE (USD / MWh)	**LCOE (R$ / MWh)**
				31,13	**31,13**
SEGMENTO	Manaus - AM	1	Manaus	31,13	108,62
	Manaus - AM	2	Manaus	31,13	108,62
	Jatuarana - AM	3	Jatuarana	31,13	108,62
	Jatuarana - AM	4	Jatuarana	31,13	108,62
	Média total			**31,13**	**108,62**

Fonte: Elaboração própria

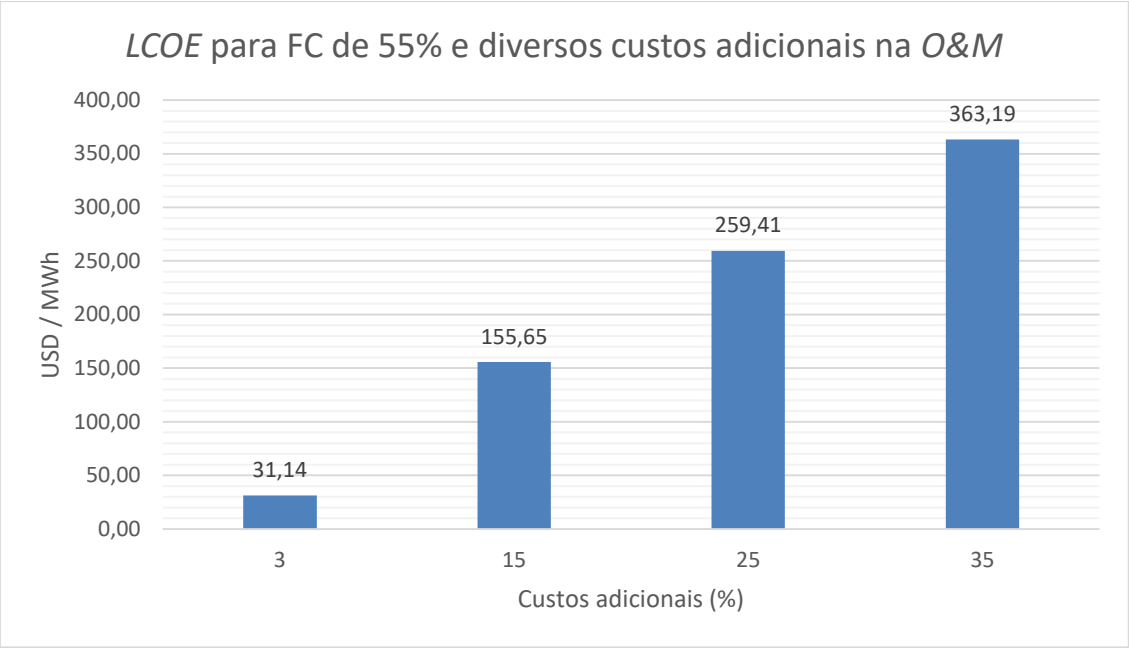


Figura VI.27. *LCOE* para FC de 55% e custos adicionais de 3, 15, 25 e 35% na *O&M*.
Fonte: Elaboração própria

VI.3.3.4. Atratividade da THC no 2º trecho com custos adicionais no custo unitário (Cun) a partir do ano um

Os resultados na Tabela VI.17 e Tabela VI.23 mostram os resultados médios de *Cunmáx* e o *LCOE* para o 1º trecho com 15% de custos adicionais (CA) no *Cun*. Os valores correspondentes a todos os segmentos estão no APÊNDICE 5- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.** e APÊNDICE 6- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.** O valor médio geral de *Cunmáx* dos segmentos é 1200,37 USD / kW e pode chegar a 2413,53 USD / kW de valor máximo. O *LCOE* fica de 24,61 a 131,26 USD / MWh com *LCOE* médio geral de 35,80 USD / MWh.

Tabela VI.17. Resultados do *Cunmáx* dos locais no 2º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Cidade-Estado	n	Locais	Atratividade	
			Cunmáx (USD / kW)	Cunmáx (R$ / kW)

				-740,69 a 2413,53	**-2584,27 a 8420,81**
SEGMENTO	Manaus - AM	1	Manaus	1200,37	4188,08
	Manaus - AM	2	Manaus	1200,37	4188,08
	Jatuarana - AM	3	Jatuarana	1200,37	4188,08
	Jatuarana - AM	4	Jatuarana	1200,37	4188,08

Fonte: Elaboração própria

Tabela VI.18. Resultados do *LCOE* dos locais no 2º trecho com 15% de custos adicionais no *Cun*.

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

	Cidade-Estado	**n**	**Locais**	**Atratividade**	
				LCOE (USD / MWh)	**LCOE (R$ / MWh)**
				24,61 a 131,26	**85,86 a 457,97**
SEGMENTO	Manaus - AM	1	Manaus	35,80	124,91
	Manaus - AM	2	Manaus	35,80	124,91
	Jatuarana - AM	3	Jatuarana	35,80	124,91
	Jatuarana - AM	4	Jatuarana	35,80	124,91
	Média total			**35,80**	**124,91**

Fonte: Elaboração própria

A seguir estão os resultados da simulação do *LCOE* com custos adicionais de 0, 20, 30 e 40% no *Cun*. A Figura VI.26 mostra a variação do *LCOE* para diversos fatores de capacidade, porém a Figura VI.28 mostra os valores de *LCOE* variando de 31,14 a 43,57 USD/MWh somente para FC= 55% referente ao 2º trecho.

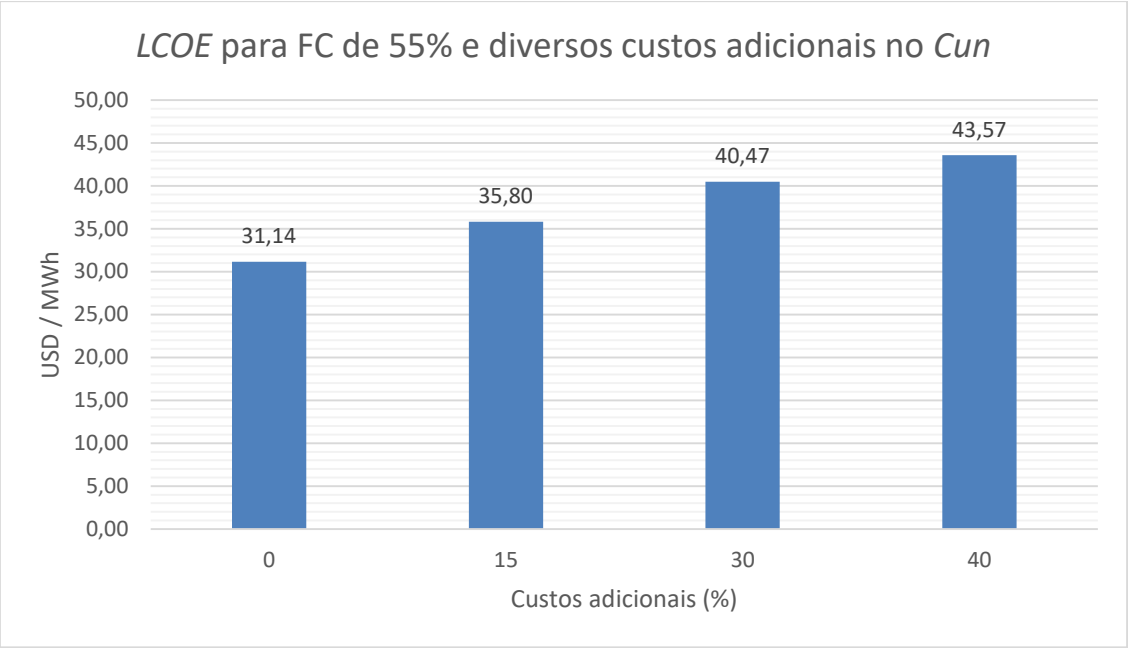


Figura VI.28. Variação do *LCOE* para FC de 55% e custos adicionais de 0, 20, 30 e 40% no *Cun*.

Fonte: Elaboração própria

VI.3.3.5. Análise de viabilidade econômica para o 1º e 2º trechos com custo adicionais na O&M a partir do ano um

A Tabela VI.19 e a Figura VI.29 comparam os resultados de *LCOE* médios para o sistema hidrocinético com os valores de venda de energia das demais fontes. O *LCOE* foi calculado com custos adicionais variando de 3 a 35% na *O&M* para esta análise. Podemos observar que estas tarifas mínimas média de venda de energia elétrica através de Hidrocinéticas são maiores que os valores de venda das térmicas a gás natural e biomassa, PCH, Eólica e Solar em quatro locais no 1º trecho (*Óbidos, Almeirim, Porto de Moz* e *Ilha de Gurupá (Canal Norte)*) e um local analisado no 2º trecho (*Jatuarana*), podendo vir a competir com todas as fontes em outros quatro locais no 1º trecho (*Santarém, Monte Alegre, Prainha* e *Ilha de Gurupá (Canal Sul)*) e um local analisado no 2º trecho (*Manaus*). O valor fica bem próximo com a geração fotovoltaica em cinco locais. Porém, praticamente todos os valores de *LCOE* médio ficam muito vantajosos se for comparado com térmicas de SIs da CELPA e AMEN. Seis locais apresentam vantagem se comparados com a tarifa média residencial do Norte do País, sinalizando a possibilidade de utilização de sistemas hidrocinéticos para SIs e GD.

Os valores de *LCOE* médios obtidos para *Santarém, Prainha, Ilha de Gurupá (Canal Sul), Manaus* e *Jatuarana* são bem próximos dos valores obtidos por FELIPE, SANTOS, *et al.* (2019) (*LCOE* entre 65 USD / MWh – 155 USD / MWh). Em *Óbidos, Porto de Moz e Ilha de Gurupá (Canal Norte)* o valor está entre o máximo valor obtido por FELIPE, SANTOS, *et al.* (2019) e o valor obtido por KUSAKANA, VERMAAK (2013) (*LCOE* de 330 USD / MWh). O valor de *LCOE* médio de *Almeirim* está acima das referências citadas, mas o local não fica menos importante, pois foram apresentados valores médios dos locais. Os resultados de atratividade da THC como SI e GD mostraram-se bastante coerentes e satisfatórios, pois ficam bem próximos dos resultados obtidos por outros pesquisadores, porém cada um com sua particularidade e revelam que a THC pode ser bem promissora nos locais aqui demonstrados.

Tabela VI.19. Tarifas de venda das Fontes de energia elétrica

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Fontes		**Valores (USD/MWh)**			
Outras Fontes	Tarifa residencial - TR média no Norte do Brasil	165.80 («Tarifas - ANEEL», 2016)			
	UTEs a gás natural	73.95 («Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	UTEs a biomassa	67.63 («Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	UTEs de SIs da CELPA	351,96 («Resultado do Leilão n. 02/2016-ANEEL - Sistemas Isolados da CELPA», 2016)			
	UTEs de SIs da AMEN	330.25 («Resultado do Leilão n. 02/2016 – Sistemas Isolados da Eletrobras Distribuição Amazonas – Grupo A – Lotes II e III», 2016)			
		335.57 («Resultado do Leilão n. 02/2016 – Sistemas Isolados da Eletrobras Distribuição Amazonas – Grupo A – Lotes II e III», 2016)			
	PCH	65.07 («Leilão de Energia de Reserva contrata 180,3 MW de 30 usinas - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	Eólica	70.79 («ANEEL aprova edital do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	Solar fotovoltaica	91.72 («ANEEL aprova edital do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
Custos adicionais		3%	15%	25%	35%
THC 1º Trecho	Óbidos - PA	23,62 – 114,16 45,54	118,09 – 570,78 227,68	196,82 – 951,29 379,46	275,55 – 1331,81 531,24
	Santarém - PA	22,09 – 42,81 27,46	110,47 – 214,04 137,29	184,12 – 356,74 228,81	257,77 – 499,43 320,33
	Monte Alegre - PA	22,83 – 40,29 28,72	114,16 – 201,45 143,59	190,26 – 335,75 239,32	266,36 – 470,05 335,04
	Prainha - PA	23,62 – 29,78 27,33	118,09 – 148,90 136,67	196,82 – 248,16 227,78	275,55 – 347,43 318,89
	Almeirim - PA	21,40 – 42,81 30,65	107,02 – 214,04 153,27	178,37 – 356,74 255,44	249,71 – 499,43 357,62
	Porto de Moz - PA	23,62 – 48,92 33,65	118,09 – 244,62 168,26	196,82 – 407,70 280,43	275,55 – 570,05 392,60
	Gurupá Island (South Channel)- PA	25,37 – 40,29 33,13	126,84 – 201,45 165,63	211,40 – 335,75 276,04	295,96 – 470,05 386,46

	Gurupá Island (North Channel)-PA	25,37 – 45,66 33,41	126,84 – 228,31 167,05	211,40 – 380,52 278,42	295,96 – 532,72 389,79
THC 2º Trecho	Manaus	31,13 – 31,13 31,13	155,67 - 155,67 155,67	259,44 – 259,44 259,44	363,22 – 363,22 363,22
	Jatuarana	31,13 – 31,13 31,13	155,67 - 155,67 155,67	259,44 – 259,44 259,44	363,22 – 363,22 363,22

Fonte: Elaboração própria

A Figura VI.29 representa a variação do *LCOE* em função dos custos adicionais de 3% a 35%. Nota-se que o *LCOE* é mais elevado para Fator de Capacidade mínimo de 15% e menor para o Fator de Capacidade máximo de 80%.

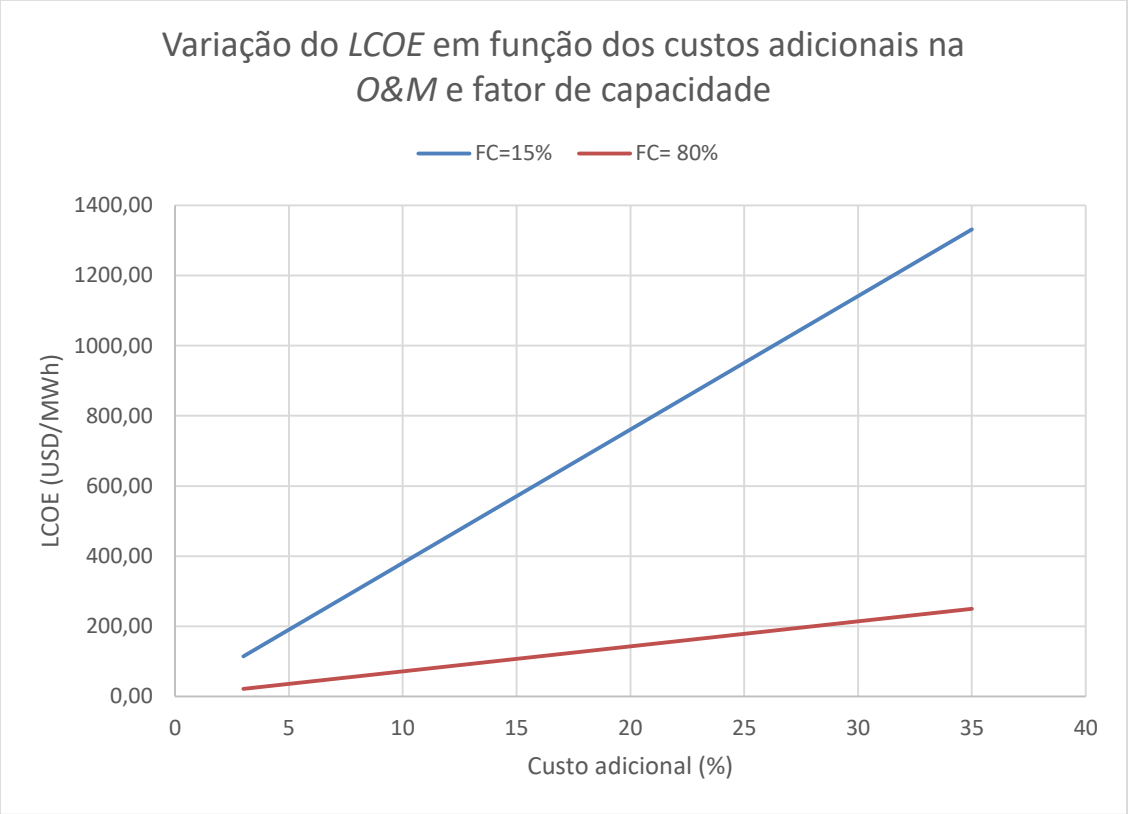


Figura VI.29. Variação do *LCOE* em função dos custos adicionais na *O&M* e fator de capacidade.
Fonte: Elaboração própria

A Figura VI.30, Figura VI.31, Figura VI.32 e Figura VI.33 apresentam resumos dos *LCOE* dos locais analisados com custos adicionais de 3, 15, 25 e 35% na *O&M*. Todos os valores de *LCOE* específicos de cada segmento foram calculados e estão apresentados no APÊNDICE 3- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.** e APÊNDICE 4- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando**

uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.. Estes resultados mostram a atratividade econômica de cada segmento comparada com outras fontes de energia utilizadas para gerar eletricidade para SIs da região amazônica. Os resumos apresentados mostram que a hidrocinética pode ser competitiva com as UTEs a diesel com todos os custos adicionais, porém com outras fontes apenas são interessantes para custos adicionais muito baixos (3%) e baixos (15%). Para custos adicionais médios (25%) são atraentes para a maioria dos municípios se comparadas com as tarifas residências no Norte do país e somente Jatuarana se também comparadas com a UTE a gás natural e solar fotovoltaica. Com custos adicionais altos (35%) a THC também se mostrou vantajosa se comparada com as UTEs a diesel, porém não é vantajosa se comprada com nenhuma outra fonte, apenas para Manaus e Jatuarana se compara com as tarifas médias residenciais no Norte do país.

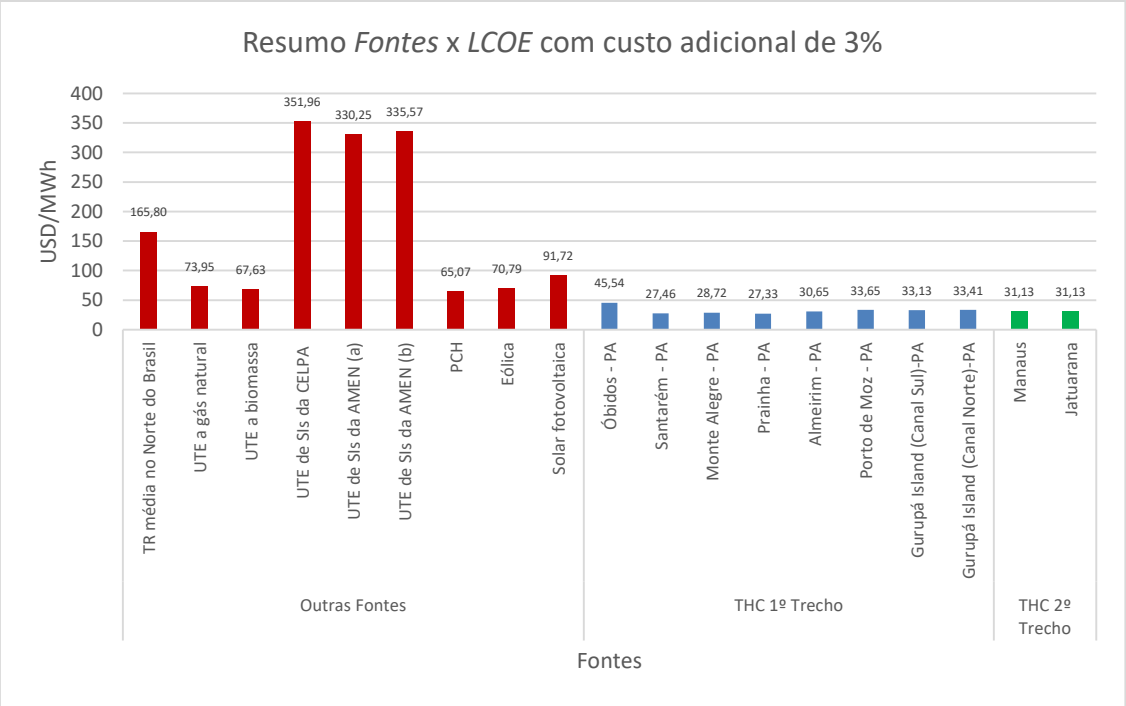


Figura VI.30. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 3%.
Fonte: Elaboração própria

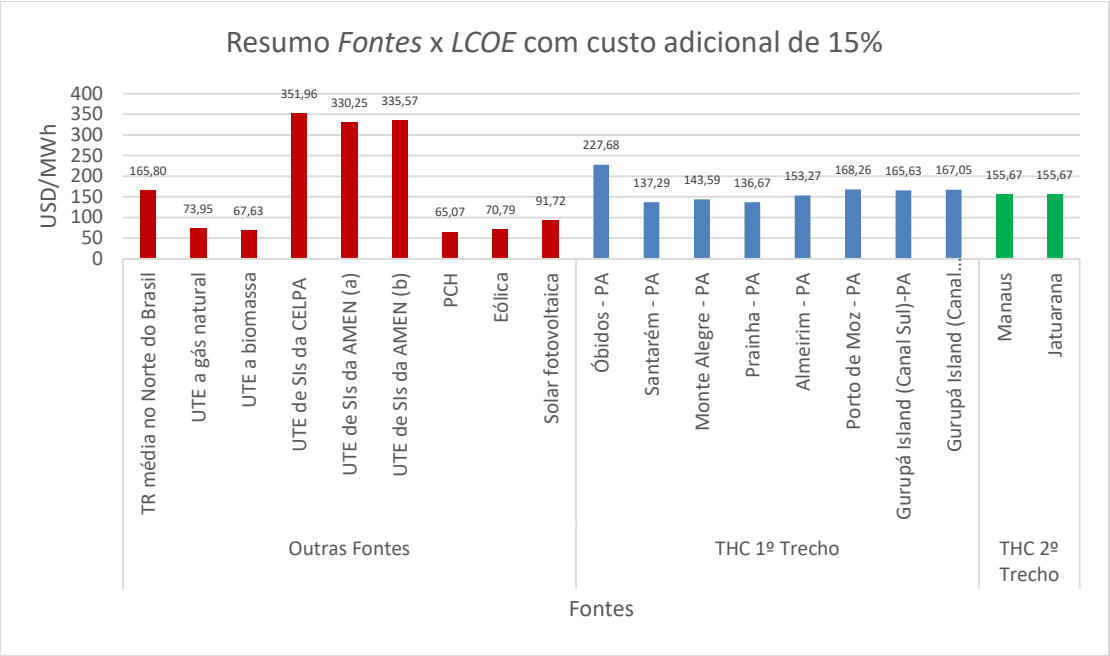


Figura VI.31. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 15%.
Fonte: Elaboração própria

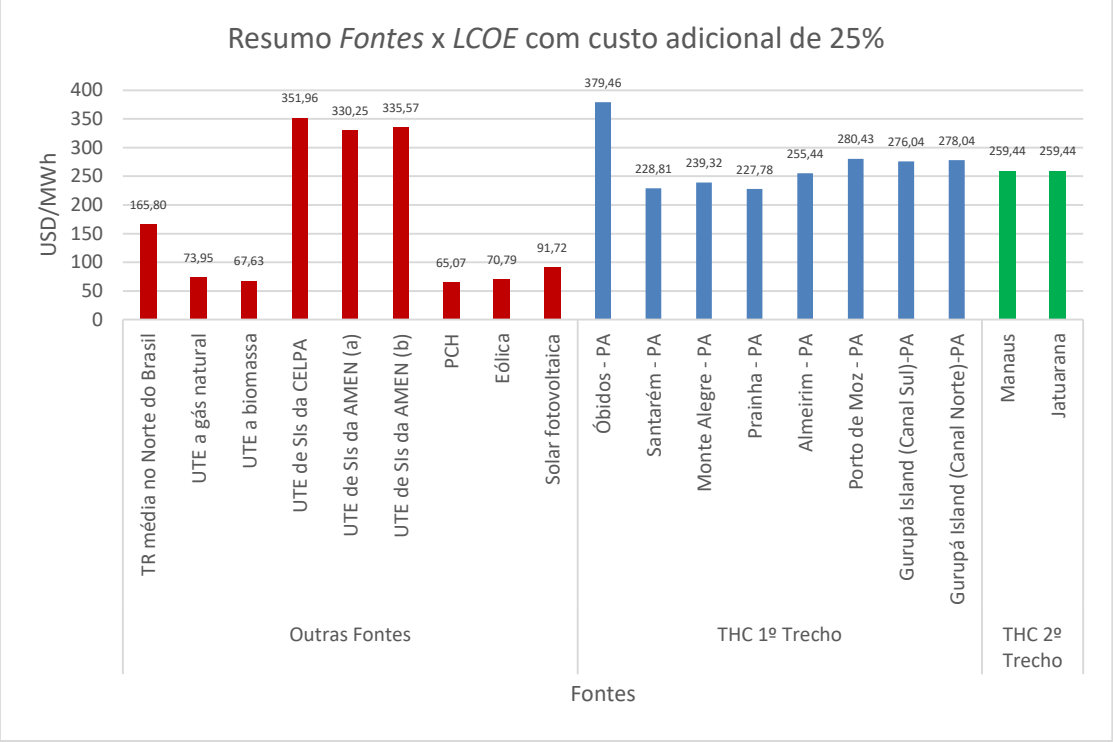


Figura VI.32. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 25%.
Fonte: Elaboração própria

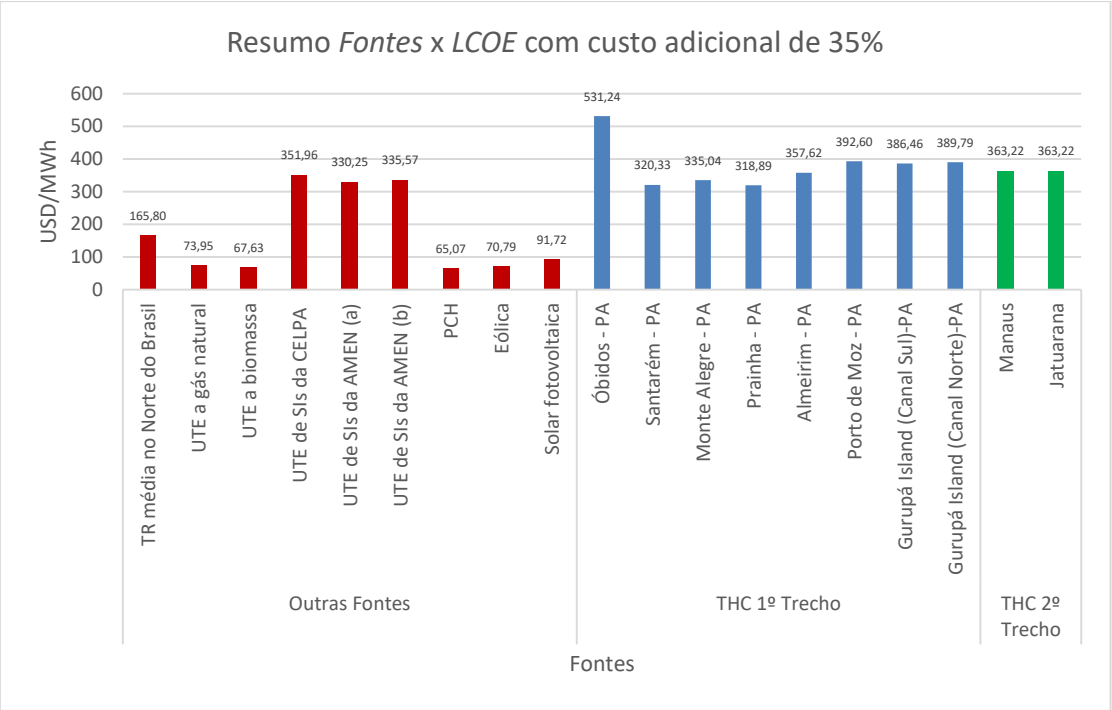
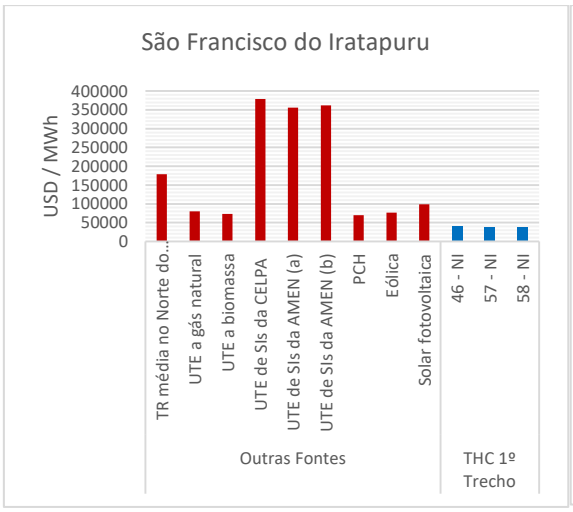
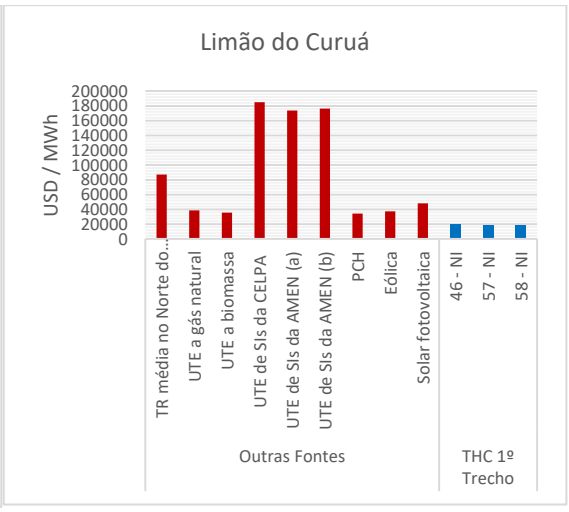


Figura VI.33. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 35%.
Fonte: Elaboração própria

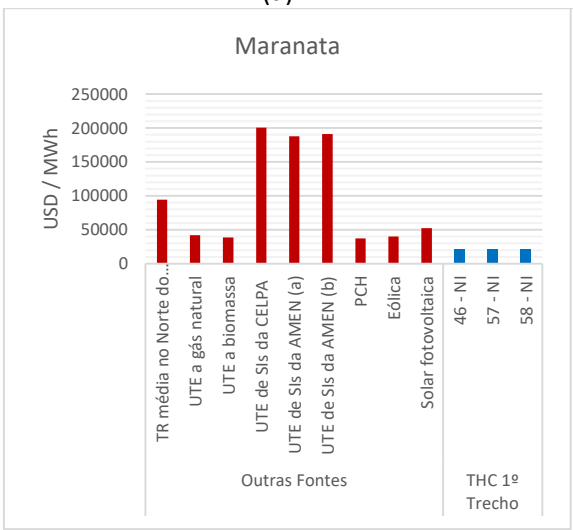
A Figura VI.34 e Figura VI.35 mostram uma análise comparativa que relaciona o déficit de demanda de energia elétrica dos SIs próximos dos segmentos com potencial HC (Tabela VI.10) com valores de venda de energia elétrica referenciados e calculados neste trabalho (Tabela VI.19). Os resultados afirmam a atratividade econômica positiva da THC de todos os locais se comparados com as UTEs dos SIs da CELPA e AMEN. Foram considerados custos adicionais muito baixos de 3% (Figura VI.34) e custos adicionais altos de 35% (Figura VI.35) na *O&M* e sem custos adicionais no custo unitário (*Cun*). Porém, com custos adicionais de 35% a THC possui atratividade econômica se comparada com a tarifa residencial média no Norte do Brasil em 15 locais, tornando a THC vantajosa também para GD na região. Em alguns locais ficam próximos de outras fontes, mas por enquanto sem vantagens expressivas conforme demonstram os resultados abaixo.


São Francisco do Iratapuru
USD / MWh
400000
350000
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

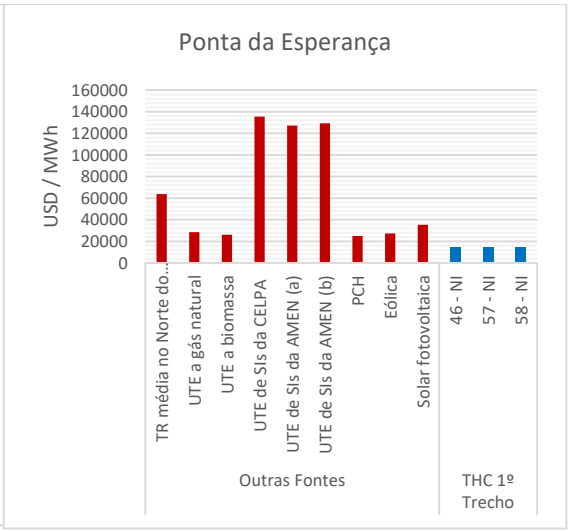
(a)


Limão do Curuá
USD / MWh
200000
180000
160000
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

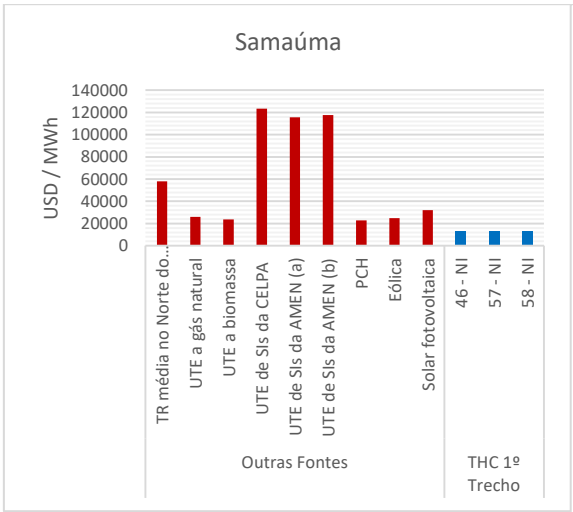
(b)


Maranata
USD / MWh
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

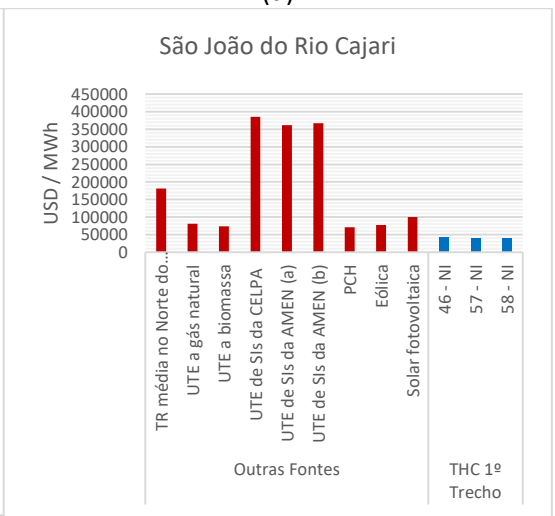
(c)


Ponta da Esperança
USD / MWh
160000
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

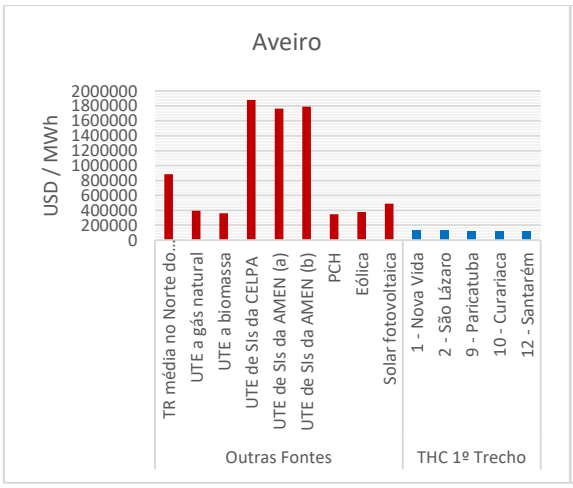
(d)


Samaúma
USD / MWh
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

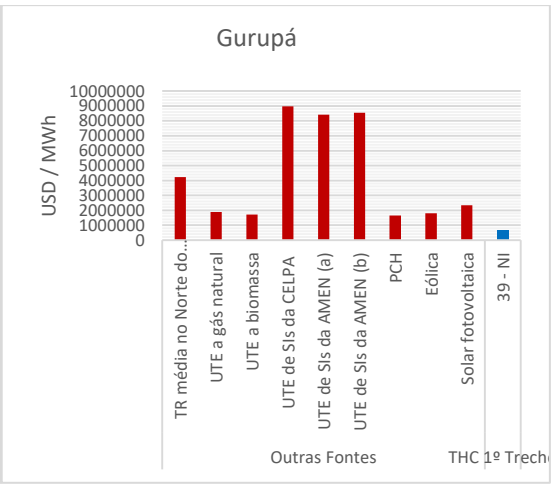
(e)


São João do Rio Cajari
USD / MWh
450000
400000
350000
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

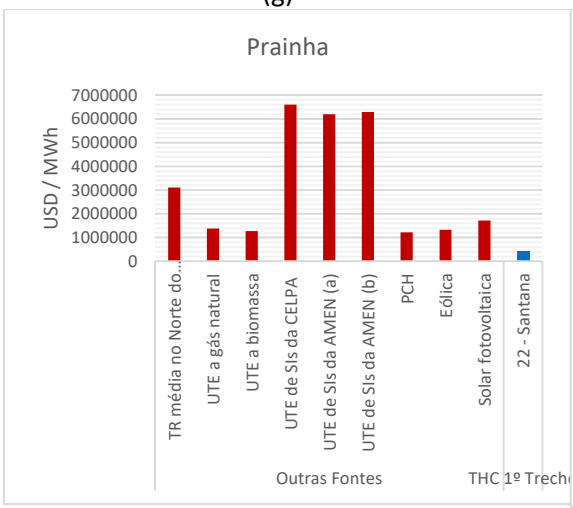
(f)


Aveiro
USD / MWh
2000000
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

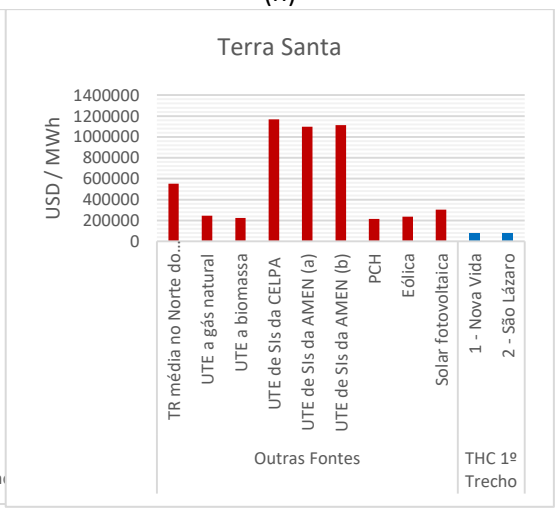
(g)


Gurupá
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
39 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trech

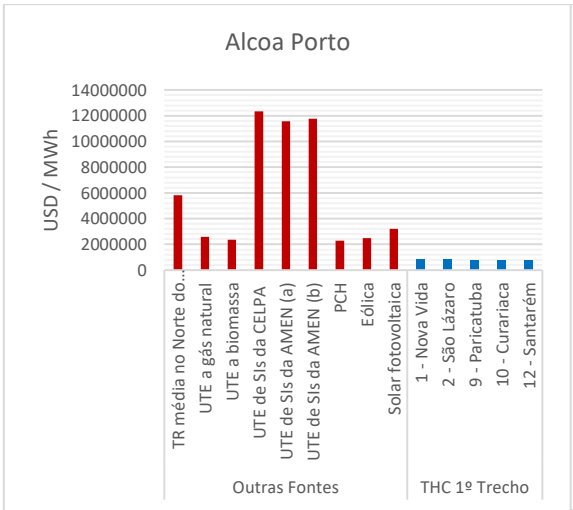
(h)


Prainha
USD / MWh
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
22 - Santana
Outras Fontes
THC 1º Trech

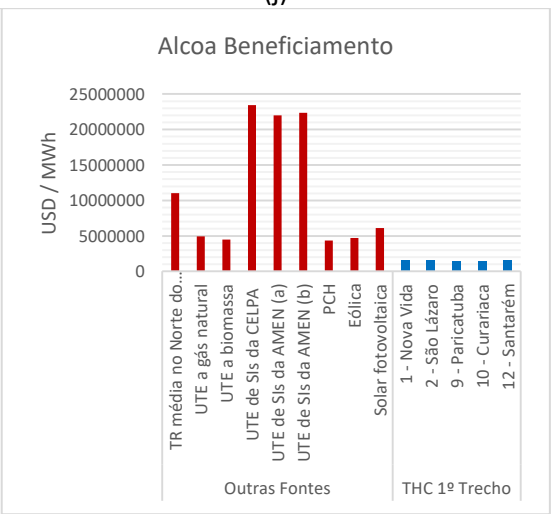
(i)


Terra Santa
USD / MWh
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

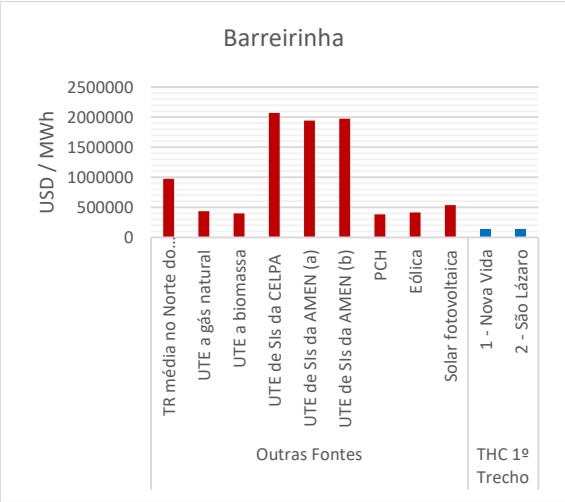
(j)


Alcoa Porto
USD / MWh
14000000
12000000
10000000
8000000
6000000
4000000
2000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

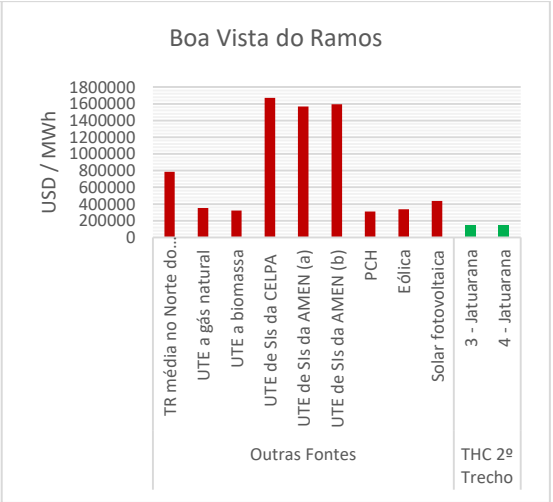
(k)


Alcoa Beneficiamento
USD / MWh
25000000
20000000
15000000
10000000
5000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

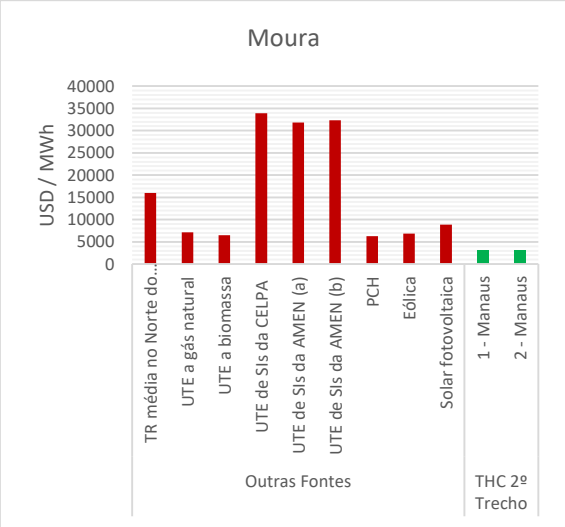
(l)


Barreirinha
USD / MWh
2500000
2000000
1500000
1000000
500000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

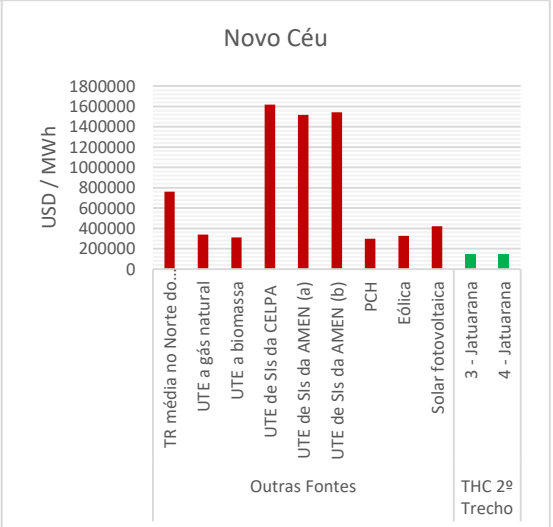
(m)


Boa Vista do Ramos
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

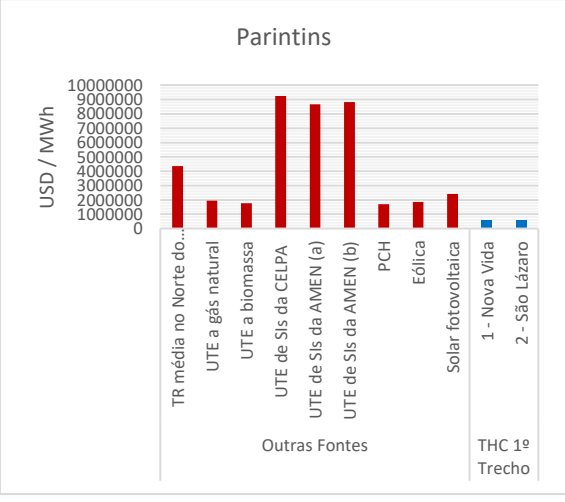
(n)


Moura
USD / MWh
40000
35000
30000
25000
20000
15000
10000
5000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Manaus
2 - Manaus
Outras Fontes
THC 2º Trecho

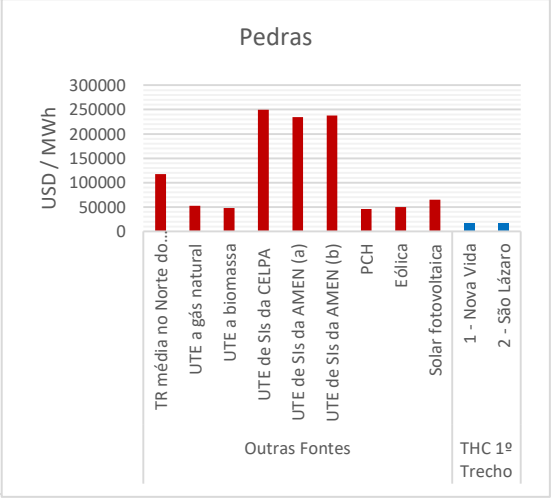
(o)


Novo Céu
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

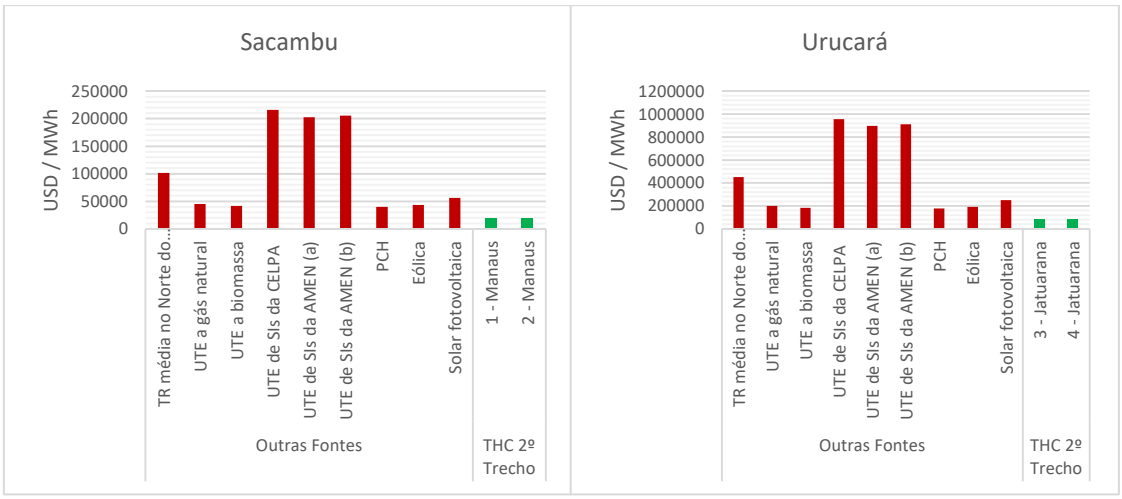
(p)


Parintins
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(q)

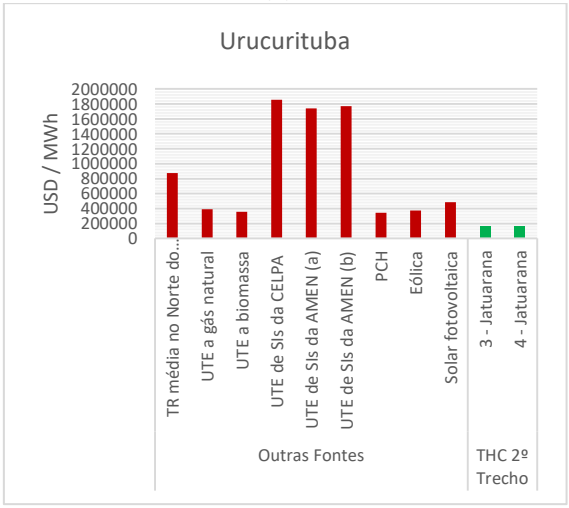

Pedras
USD / MWh
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(r)



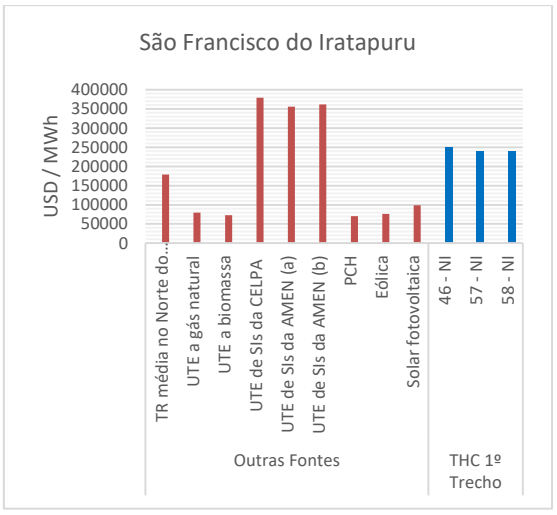
(s)

(t)

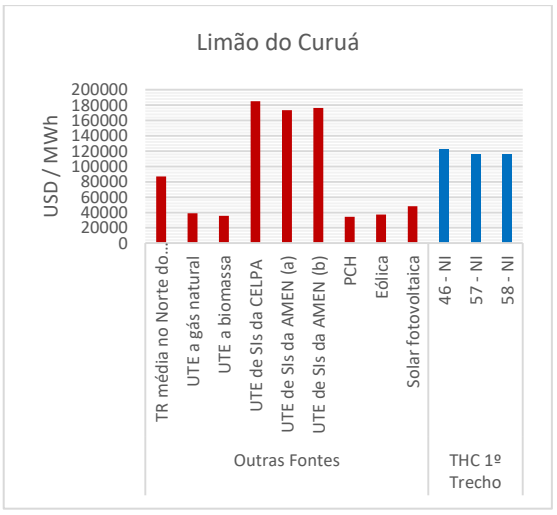


(u)

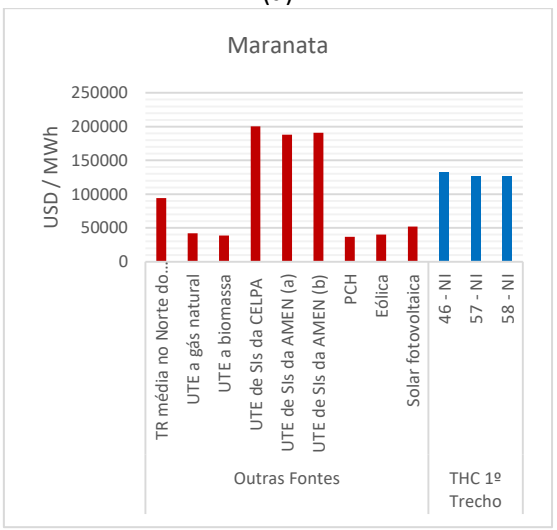
Figura VI.34. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 3% na *O&M*. (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba.


São Francisco do Iratapuru
USD / MWh
400000
350000
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

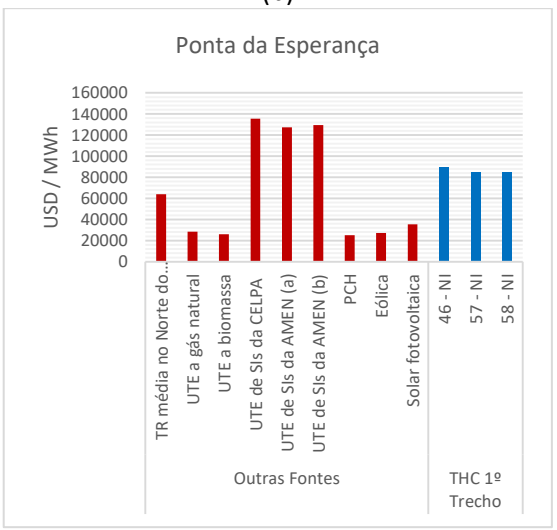
(a)


Limão do Curuá
USD / MWh
200000
180000
160000
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

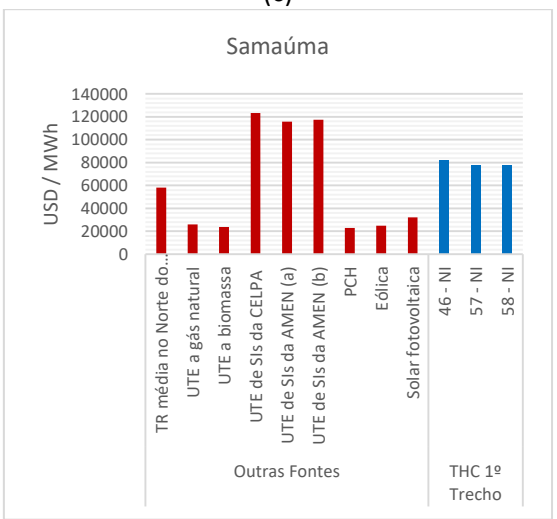
(b)


Maranata
USD / MWh
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(c)


Ponta da Esperança
USD / MWh
160000
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

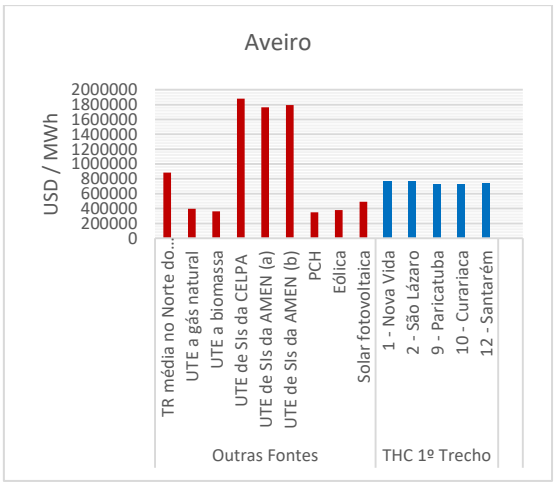
(d)


Samaúma
USD / MWh
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

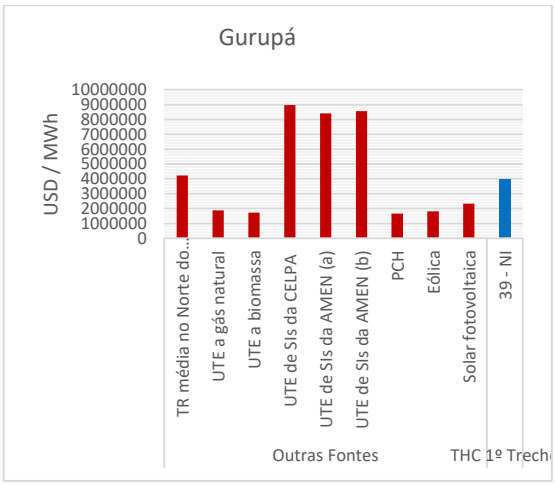
(e)

São João do Rio Cajari
USD / MWh
450000
400000
350000
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

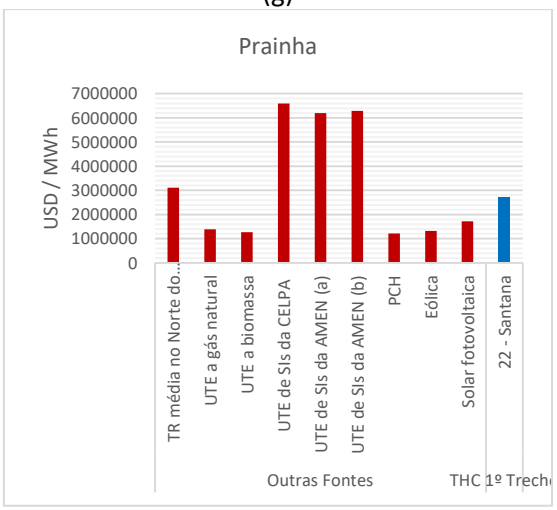
(f)


Aveiro
USD / MWh
2000000
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

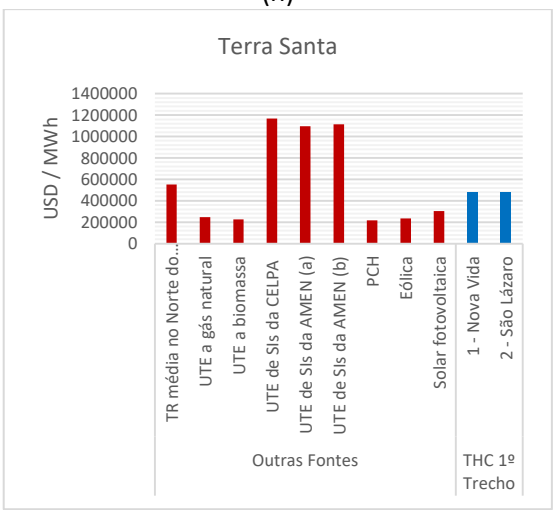
(g)


Gurupá
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
39 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trech

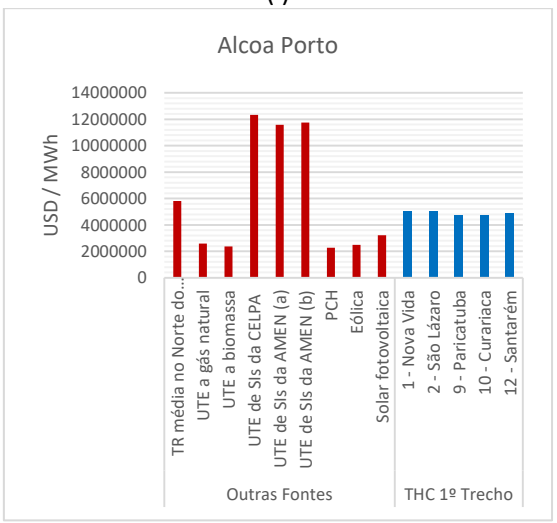
(h)


Prainha
USD / MWh
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
22 - Santana
Outras Fontes
THC 1º Trech

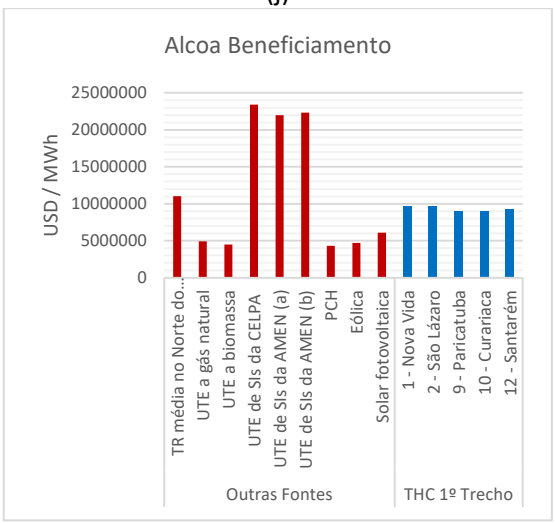
(i)


Terra Santa
USD / MWh
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

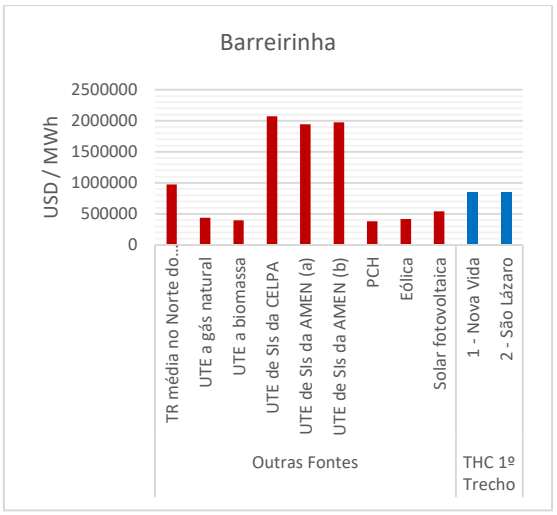
(j)


Alcoa Porto
USD / MWh
14000000
12000000
10000000
8000000
6000000
4000000
2000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

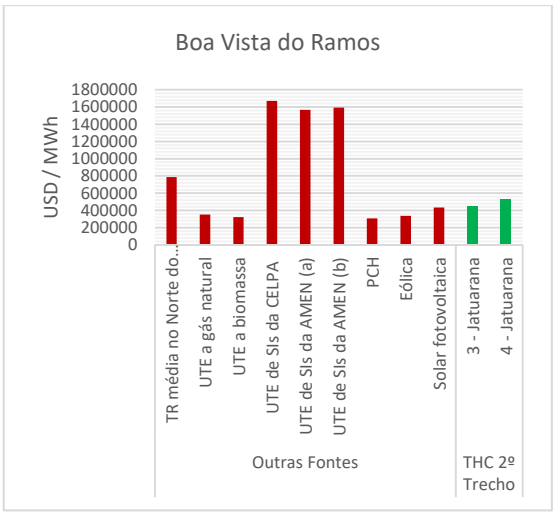
(k)


Alcoa Beneficiamento
USD / MWh
25000000
20000000
15000000
10000000
5000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

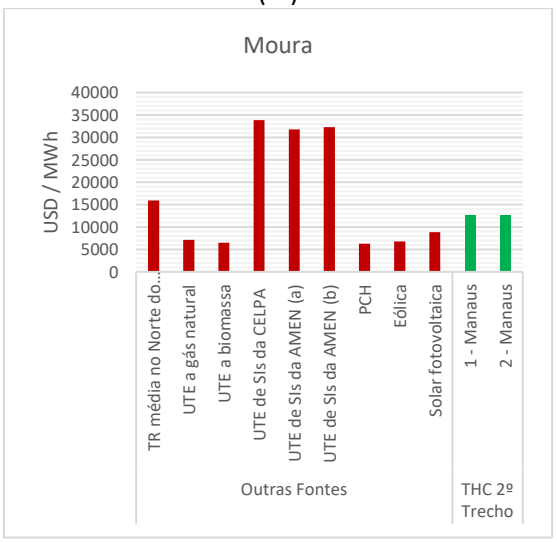
(l)


Barreirinha
USD / MWh
2500000
2000000
1500000
1000000
500000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

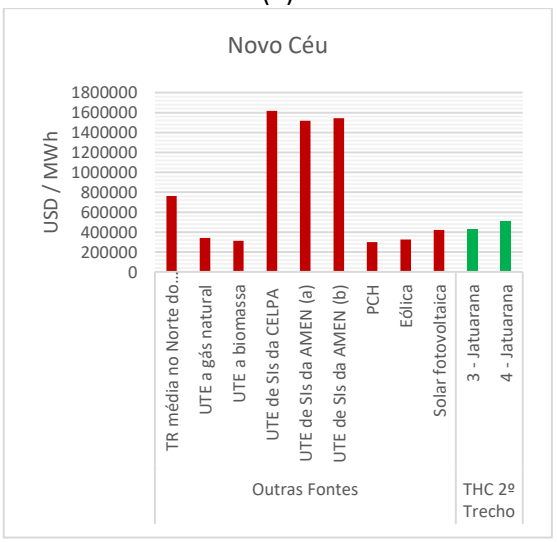
(m)


Boa Vista do Ramos
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

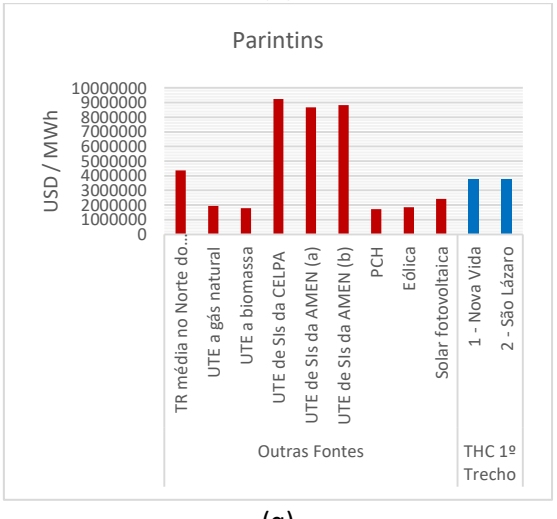
(n)


Moura
USD / MWh
40000
35000
30000
25000
20000
15000
10000
5000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Manaus
2 - Manaus
Outras Fontes
THC 2º Trecho

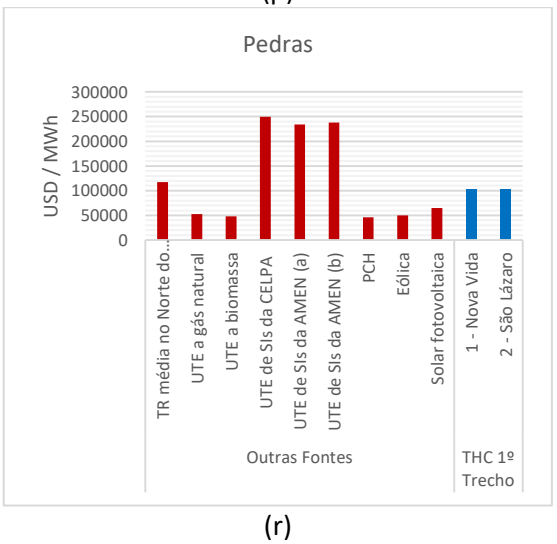
(o)


Novo Céu
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

(p)


Parintins
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(q)


Pedras
USD / MWh
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(r)

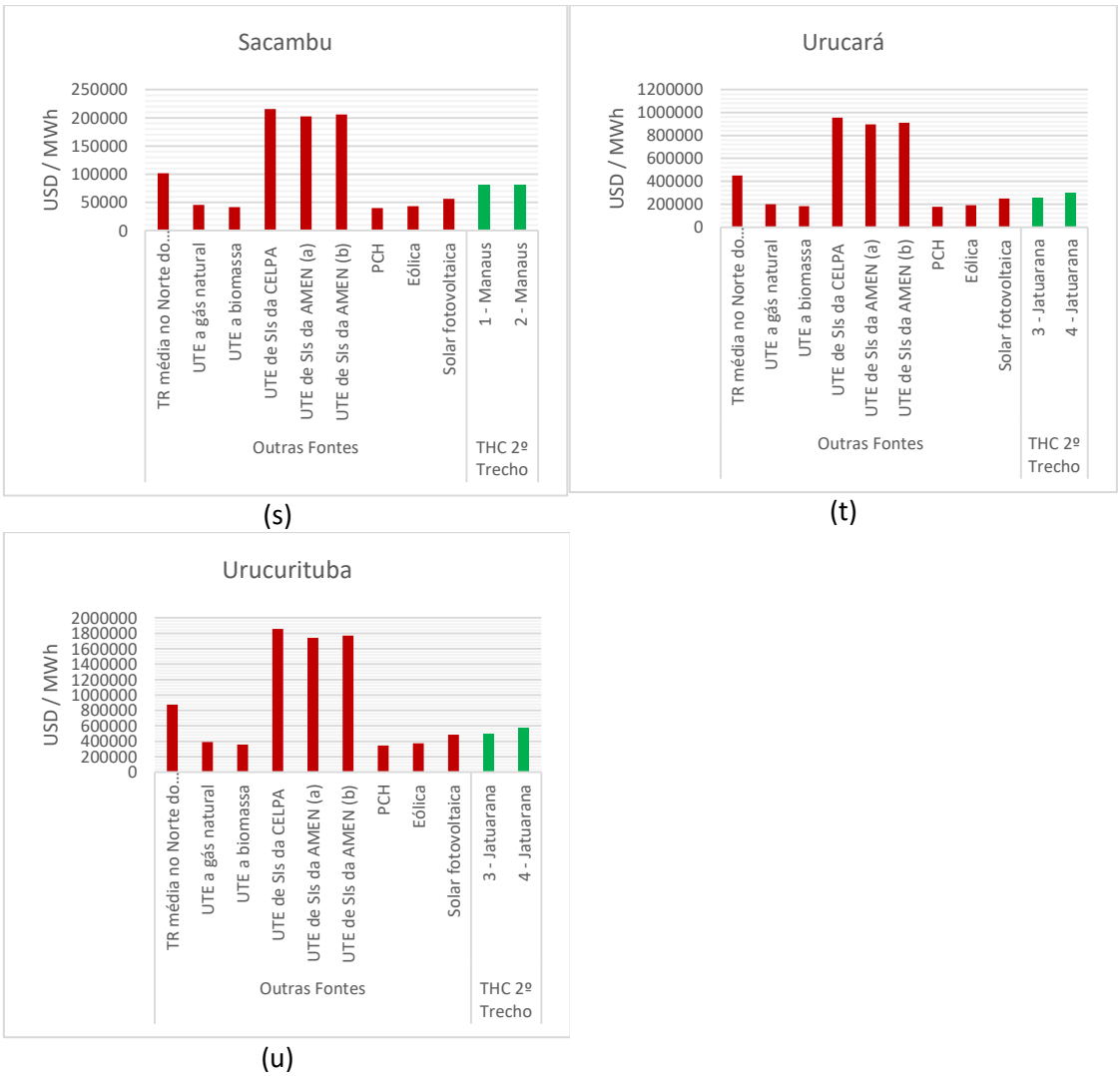


Figura VI.35. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 35% na *O&M*. (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba.

Segundo MALHEIRO, CASTRO, *et al.* (2015), os custos de energia dos sistemas fotovoltaicos nesta região são próximos a 410 USD / MWh. Os custos do sistema diesel podem variar entre 440 e 670 USD / MWh. Sistemas híbridos fotovoltaicos + diesel entre 300 e 400 USD / MWh. Conforme observado em FELIPE

(2019), os custos nivelados para a geração de energia elétrica com HC (até US$ 125 / MWh) pode torna-la interessante frente a outras fontes de energia.

Para analisar a atratividade econômica para o investimento na THC nos locais, utilizou-se diversas Taxas mínimas de atratividade - *TMAs* de 5, 10, 15 e 20% e foi calculado o *VPL* para os 20 anos médios de vida útil da THC para o 1º e 2º trechos. Pode-se observar na Figura VI.36 que para *TMA* de 5% a THC leva um pouco mais de 10 anos para começar a dar retorno ao investimento e para *TMA* de 20% leva um pouco mais que 6 anos. Um resumo dos gráficos com diferentes *TMAs* representando os valores médios total e médio individual de *VPL* de todos os municípios está apresentado no APÊNDICE 8 - **Valor Presente Líquido – VPL médio total dos Municípios de (a) Óbidos - PA, (b) Santarém - PA, (c) Monte Alegre - PA, (d) Prainha - PA, (e) Almeirim - PA, (f) Porto de Moz - PA, (g) Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e (h) Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA, (i) Manaus - AM.** e APÊNDICE 9 - **Valor Presente Líquido – VPL médio unitário dos Municípios de (a) Óbidos - PA, (b) Santarém - PA, (c) Monte Alegre - PA, (d) Prainha - PA, (e) Almeirim - PA, (f) Porto de Moz - PA, (g) Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e (h) Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA, (i) Manaus - AM.** respectivamente. Todos os gráficos são referentes ao custo unitário máximo médio obtido por município e não com o custo unitário máximo individual no investimento da THC.

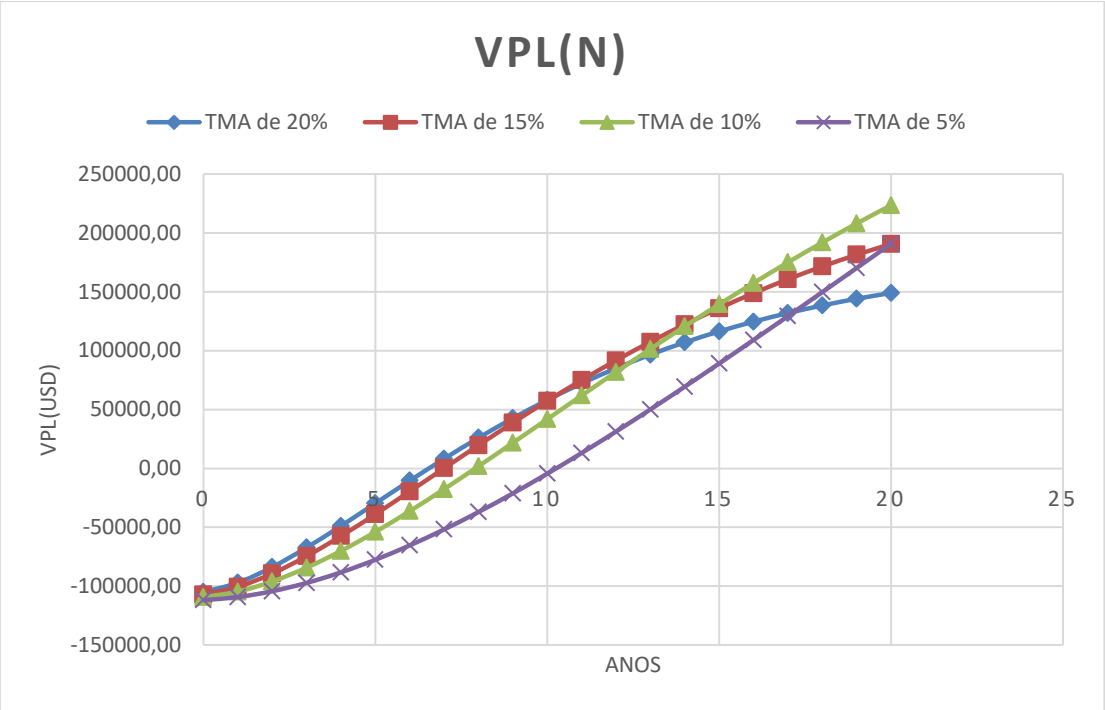


Figura VI.36. Valor presente líquido – *VPL* para diferentes *TMAs* em 20 anos de THC.
Fonte: Elaboração própria

VI.3.3.6. Análise de viabilidade econômica para o 1º e 2º trechos com custos adicionais no Custo Unitário (Cun) a partir do ano um

A Tabela VI.20 e a Figura VI.37 estão os resultados de *LCOE* médios para o sistema hidrocinético com custos adicionais no *Cun* variando de 0 a 40% e comparados com os valores de venda de energia de outras fontes. Pode-se observar que estas tarifas mínimas média de venda de energia elétrica através de Hidrocinéticas são menores que os valores de venda de todas as outras fontes comparadas para o 1º trecho e 2º trecho. Os valores ficam bem próximos com a geração fotovoltaica, eólica, UTE a gás natural e PCH, porém variam de acordo com o Fator de Capacidade dos locais. Todos os valores de *LCOE* médio ficam muito vantajosos se for comparado com térmicas de SIs da CELPA, AMEN e com a tarifa média residencial do Norte do País, sinalizando a possibilidade de utilização de sistemas hidrocinéticos para SIs e GD.

Os valores de *LCOE* médios obtidos são bem próximos dos valores obtidos por FELIPE, SANTOS, *et al.* (2019) (*LCOE* entre 65 USD / MWh – 155 USD / MWh), porém cada um com sua particularidade e revelam que a THC pode ser bem promissora nos locais aqui demonstrados mesmo com custos adicionais no *Cun* considerados altos.

Tabela VI.20. Tarifas de venda das fontes de energia elétrica

Referência média de 2016: Dolar comercial: 3,489

Fontes		**Valores (USD/MWh)**			
Outras Fontes	Tarifa residencial - TR média no Norte do Brasil	165.80 («Tarifas - ANEEL», 2016)			
	UTEs a gás natural	73.95 («Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	UTEs a biomassa	67.63 («Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	UTEs de SIs da CELPA	351,96 («Resultado do Leilão n. 02/2016-ANEEL - Sistemas Isolados da CELPA», 2016)			
	UTEs de SIs da AMEN	330.25 («Resultado do Leilão n. 02/2016 – Sistemas Isolados da Eletrobras Distribuição Amazonas – Grupo A – Lotes II e III», 2016)			
		335.57 («Resultado do Leilão n. 02/2016 – Sistemas Isolados da Eletrobras Distribuição Amazonas – Grupo A – Lotes II e III», 2016)			
	PCH	65.07 («Leilão de Energia de Reserva contrata 180,3 MW de 30 usinas - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	Eólica	70.79 («ANEEL aprova edital do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
	Solar fotovoltaica	91.72 («ANEEL aprova edital do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Sala de Imprensa - ANEEL», 2016)			
Custos adicionais		0%	15%	30%	40%
THC 1º Trecho	Óbidos - PA	23,62 – 114,16 45,54	27,16 – 131,28 52,37	30,70 – 148,40 59,20	33,07 – 159,82 63,75
	Santarém - PA	22,09 – 42,81 27,46	25,41 – 49,23 31,58	28,72 – 55,65 35,69	30,93 – 59,93 38,44
	Monte Alegre - PA	22,83 – 40,29 28,72	26,26 – 46,33 33,03	29,68 – 52,38 37,33	31,96 – 56,41 40,21
	Prainha - PA	23,62 – 29,78 27,33	27,16 – 34,25 31,43	30,70 – 38,71 35,53	33,07 – 41,69 38,27
	Almeirim - PA	21,40 – 42,81 30,65	24,61 – 49,23 35,25	27,83 – 55,65 39,85	29,97 – 59,93 42,91
	Porto de Moz - PA	23,62 – 48,92 33,65	27,16 – 56,26 38,70	30,70 – 63,60 43,75	33,07 – 68,49 47,11
	Gurupá Island (South Channel)- PA	25,37 – 40,29 33,13	29,17 – 46,33 38,09	32,98 – 52,38 43,06	35,51 – 56,41 46,38
	Gurupá Island (North Channel)- PA	25,37 – 45,66 33,41	29,17 – 52,51 38,42	32,98 – 59,36 43,43	35,51 – 63,93 46,78
THC 2º Trecho	Manaus	31,13 – 31,13 31,13	35,80 – 35,80 35,80	40,47 – 40,47 40,47	43,59 – 43,59 43,59
	Jatuarana	31,13 – 31,13 31,13	35,80 – 35,80 35,80	40,47 – 40,47 40,47	43,59 – 43,59 43,59

Fonte: Elaboração própria

A Figura VI.37 representa a variação do *LCOE* em função dos custos adicionais de 0 a 40% no *Cun*. Nota-se que o *LCOE* é mais elevado para Fator de Capacidade mínimo de 15% e menor para o Fator de Capacidade máximo de 80%, porém com uma variação bem menor que os custos adicionais na *O&M*, conforme visto na seção anterior.

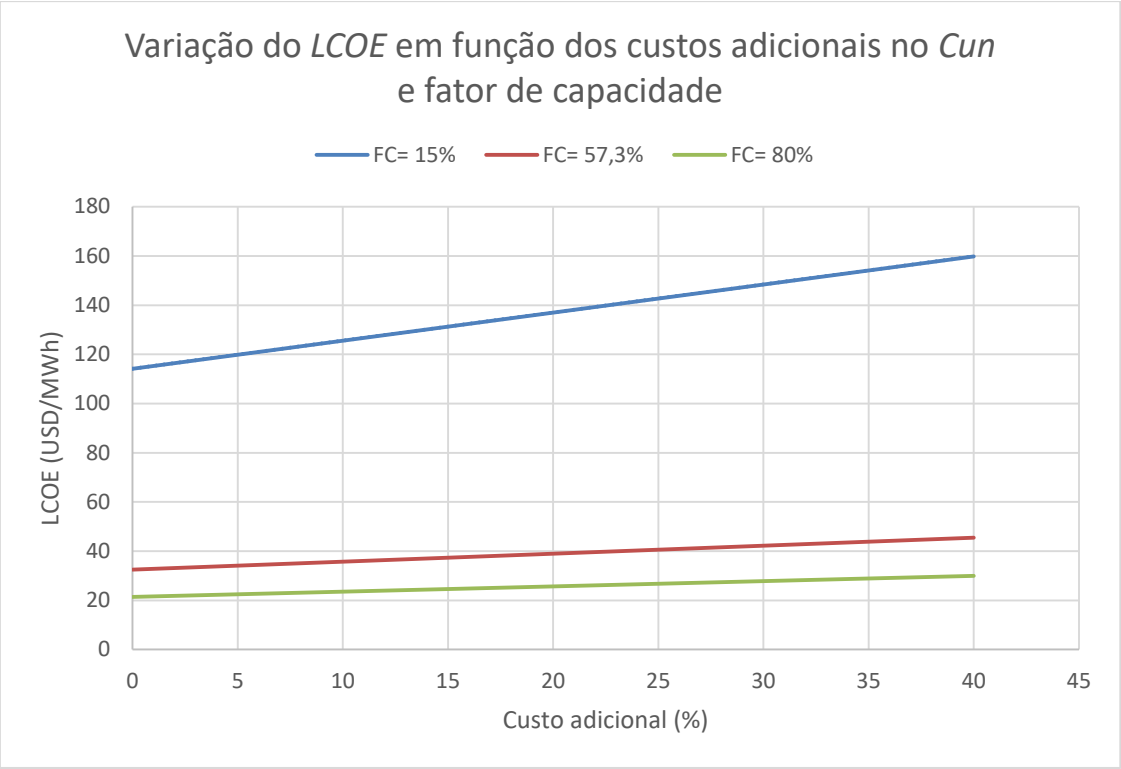


Figura VI.37. Variação do *LCOE* em função dos custos adicionais no *Cun* e fator de capacidade.
Fonte: Elaboração própria

A Figura VI.38, Figura VI.39, Figura VI.40 e Figura VI.41 apresentam resumos dos *LCOE* dos locais analisado com custos adicionais de 0, 15, 30 e 40% de custos no *Cun*. Todos os valores de *LCOE* específicos de cada segmento foram calculados e estão apresentados no APÊNDICE 5- **Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.** e APÊNDICE 6- **Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.**. Estes resultados mostram a atratividade econômica de cada segmento se comparada com outras fontes de energia utilizadas para gerar eletricidade para SIs da região amazônica. Os resumos apresentados mostram que a hidrocinética pode ser competitiva com todas as outras fontes mesmo com todos os custos adicionais no *Cun*,

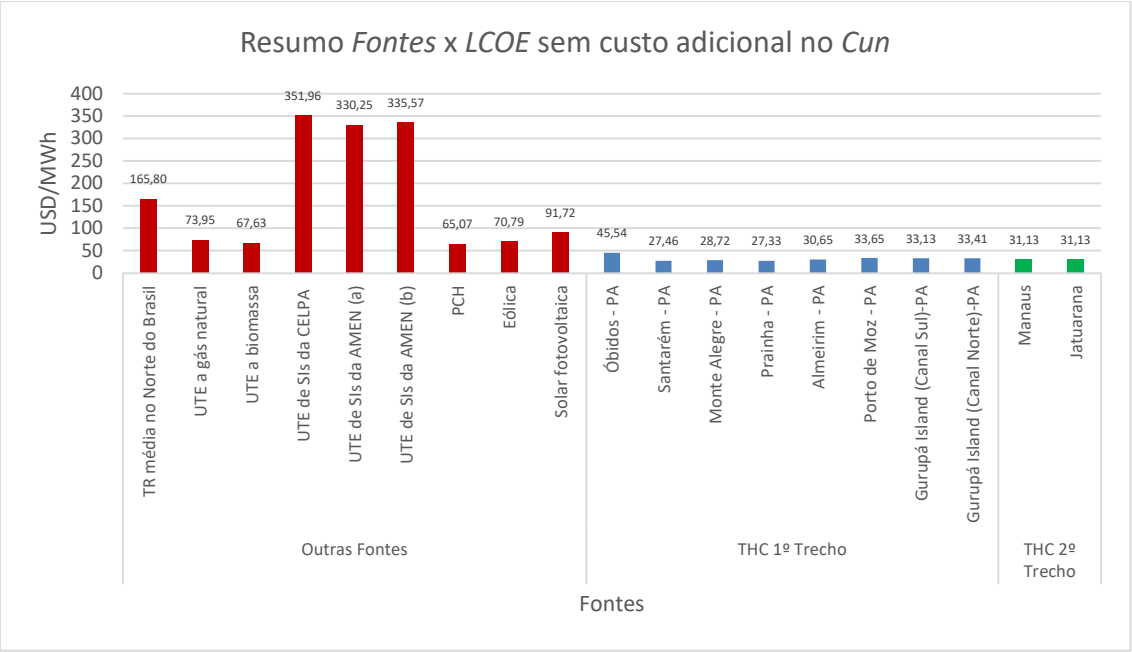


Figura VI.38. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos sem custos adicionais no *Cun*.
Fonte: Elaboração própria

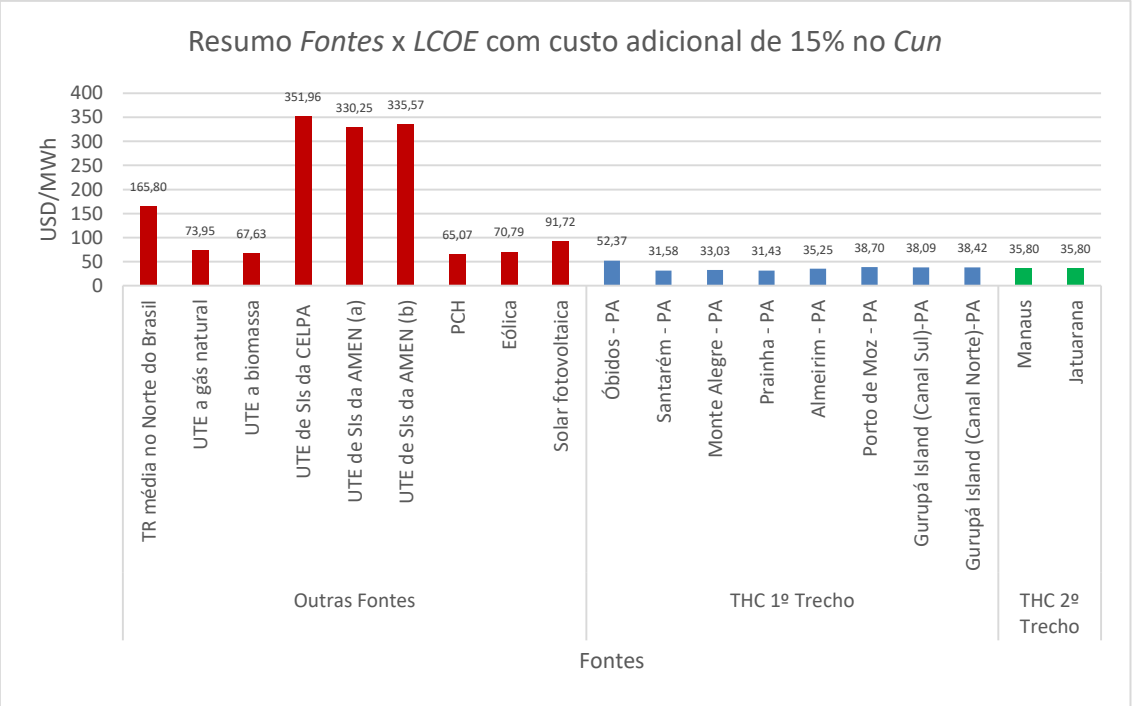


Figura VI.39. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 15% no *Cun*.
Fonte: Elaboração própria

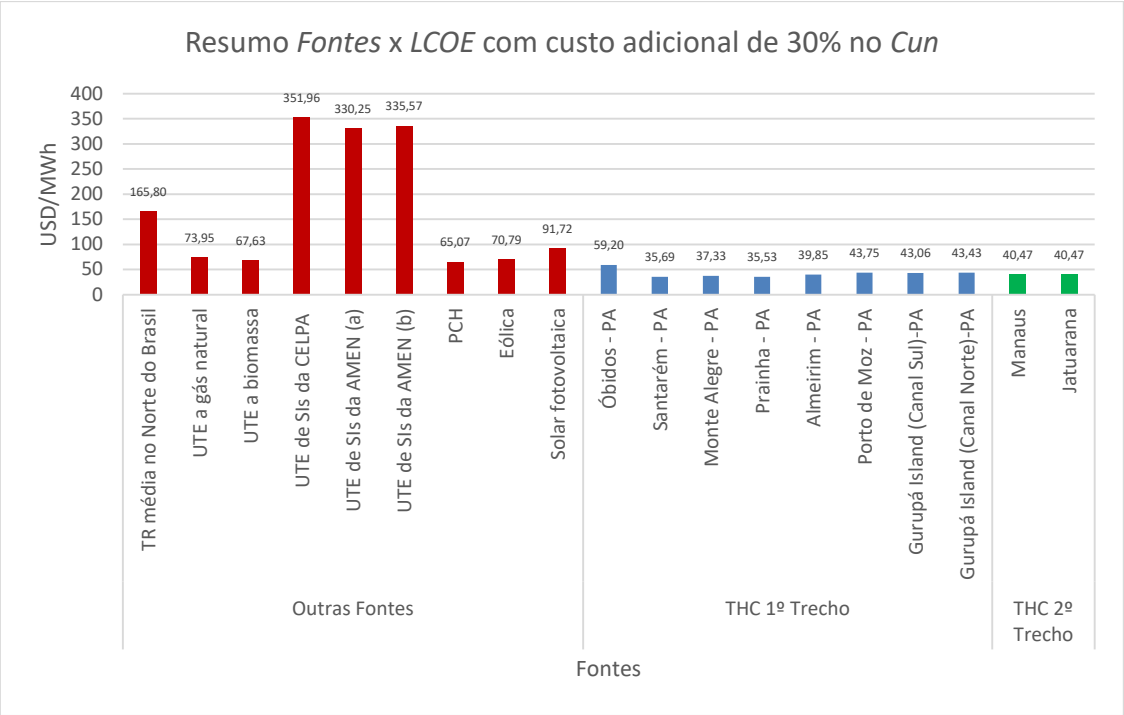


Figura VI.40. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 30% no *Cun*.
Fonte: Elaboração própria

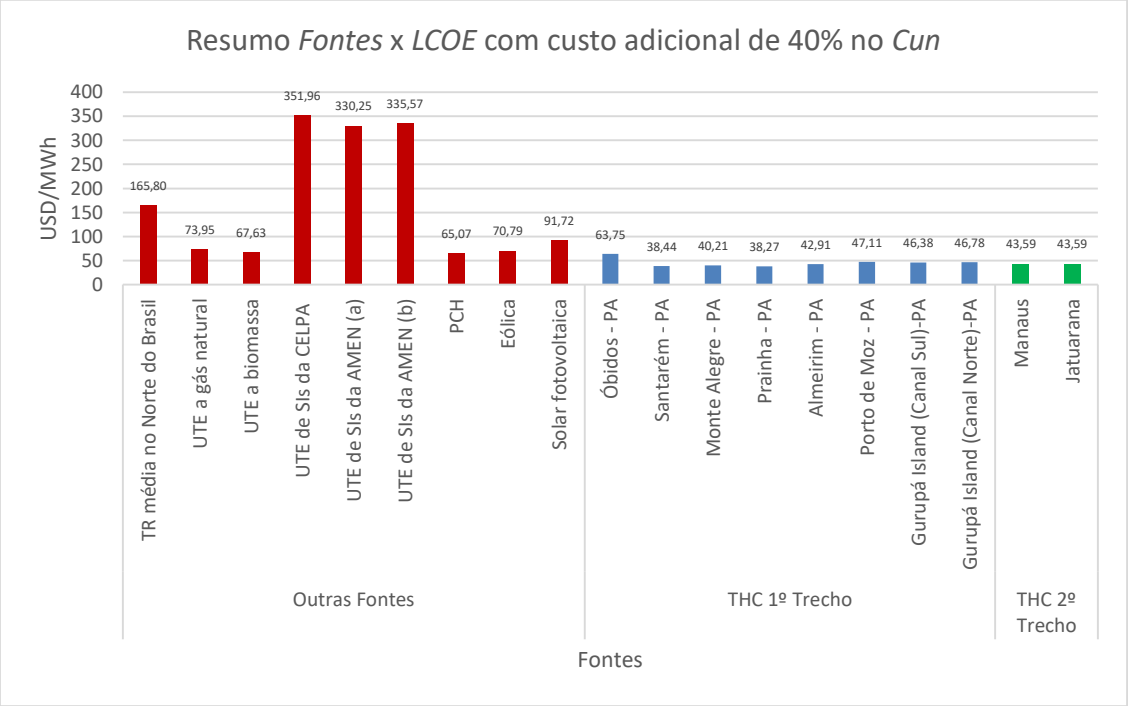
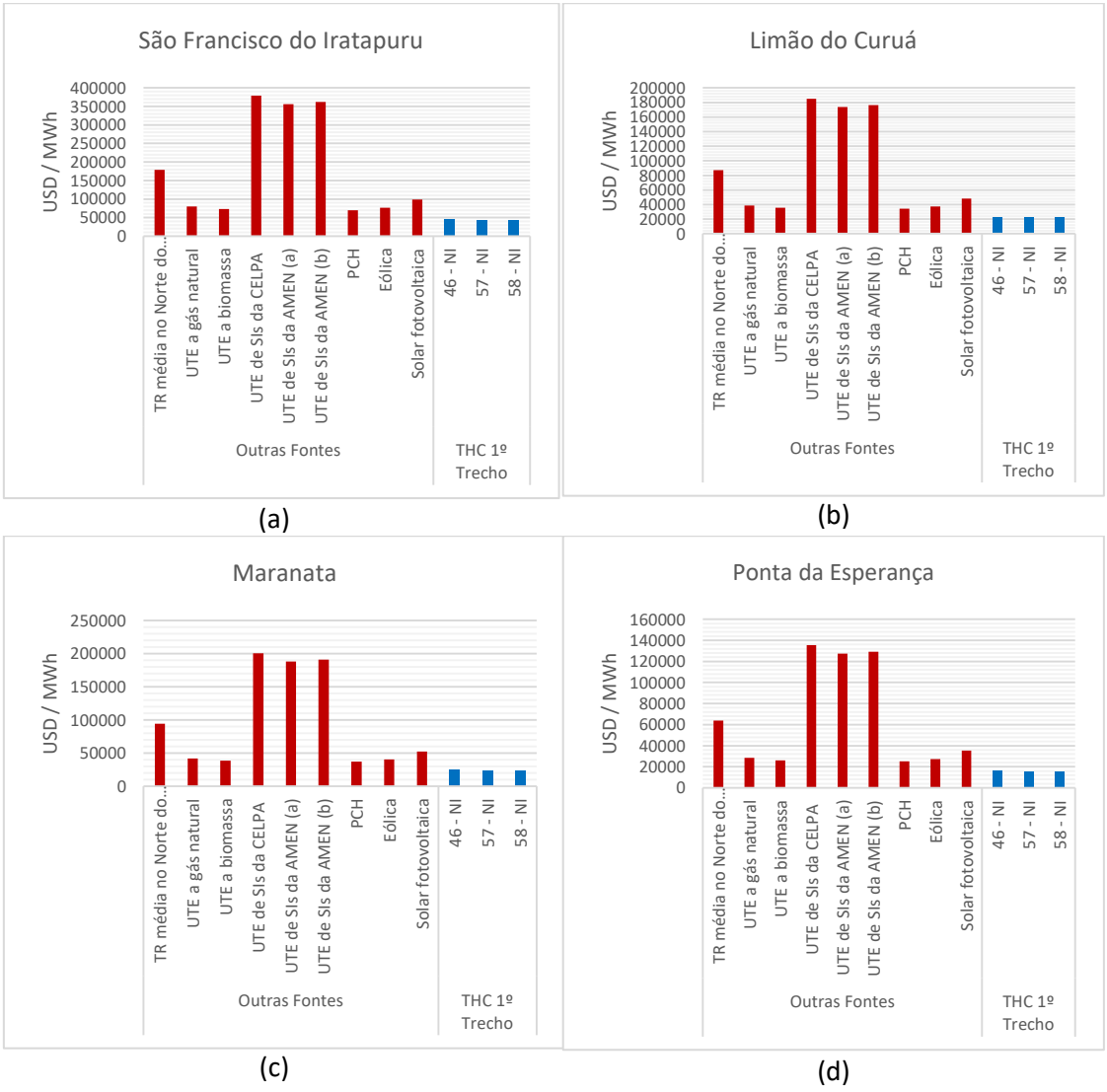
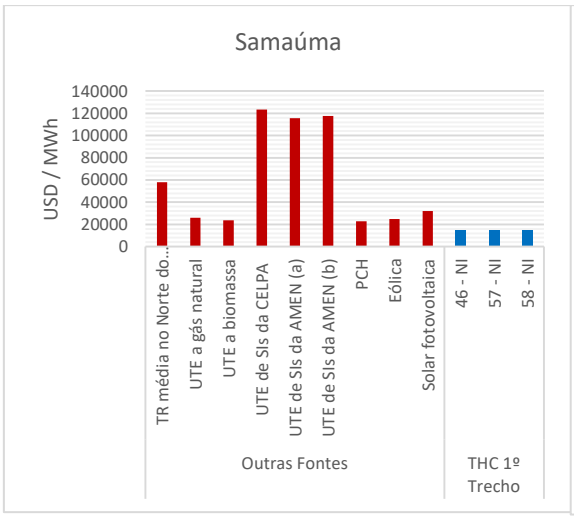


Figura VI.41. Resumo da *LCOE* médio calculado para os segmentos com custos adicionais de 40% no *Cun*.
Fonte: Elaboração própria

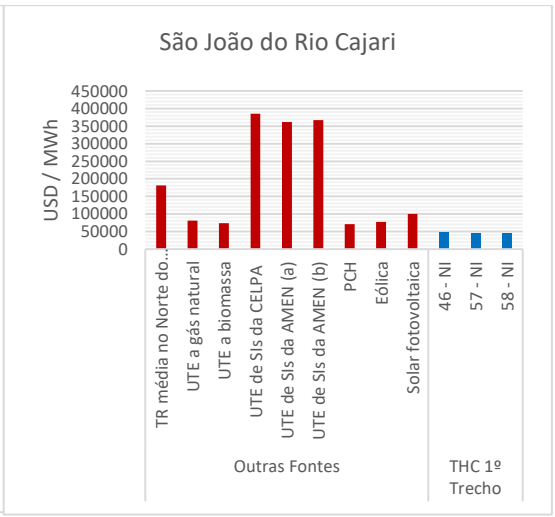
Nesta simulação foram considerados custos adicionais muito baixos de 15% (Figura VI.42) e custos adicionais altos de 40% no *Cun* (Figura VI.43). Foi realizado

uma análise comparativa que relaciona o déficit de demanda de energia elétrica dos SIs próximos dos segmentos com potencial HC (Tabela VI.10) com valores de venda de energia elétrica referenciados e calculados neste trabalho (Tabela VI.20). Os resultados afirmam a atratividade econômica positiva da THC de todos os locais se comparados com todas as fontes e todos os SIs.

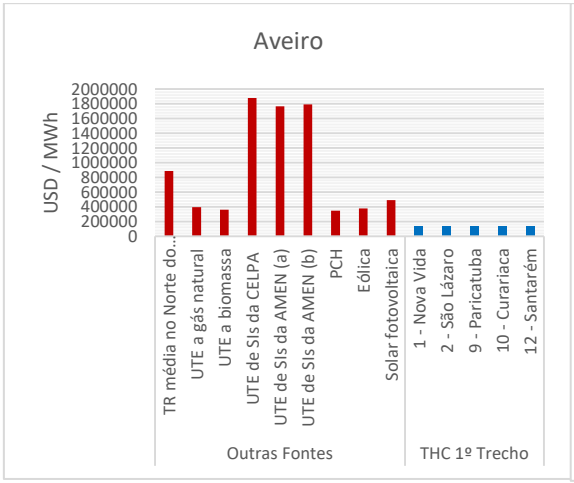



Samaúma
USD / MWh
140000
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

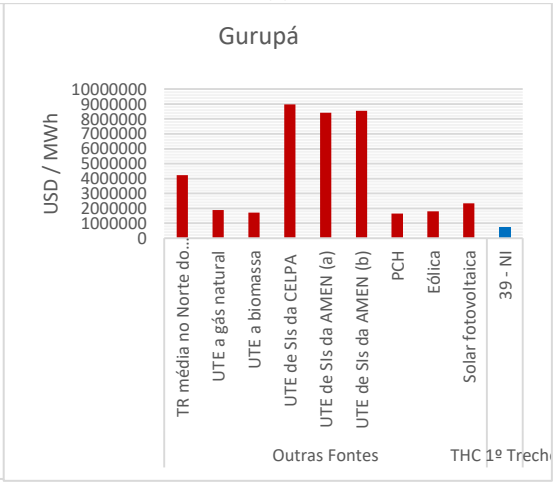
(e)


São João do Rio Cajari
USD / MWh
450000
400000
350000
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
46 - NI
57 - NI
58 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trecho

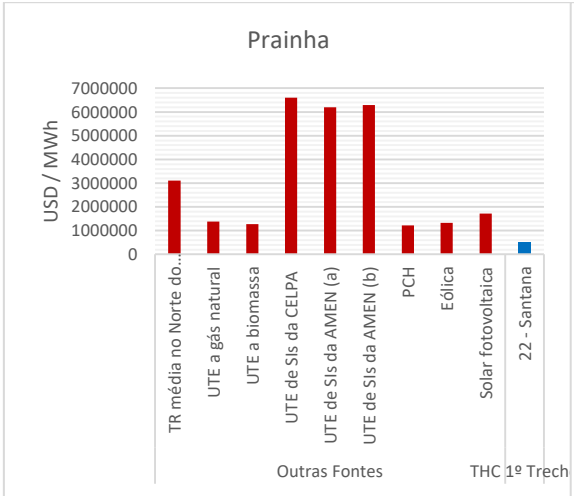
(f)


Aveiro
USD / MWh
2000000
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

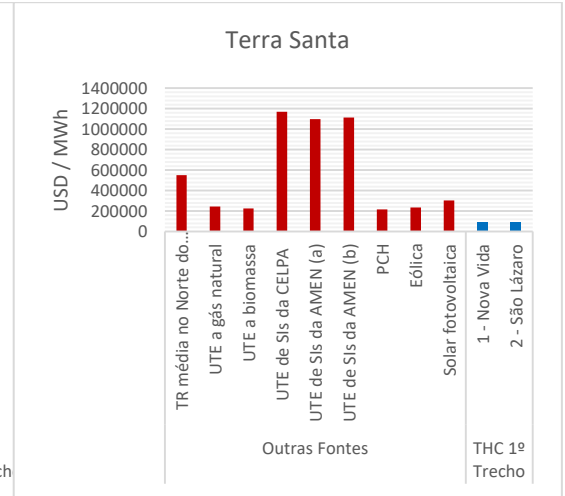
(g)


Gurupá
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
39 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trech

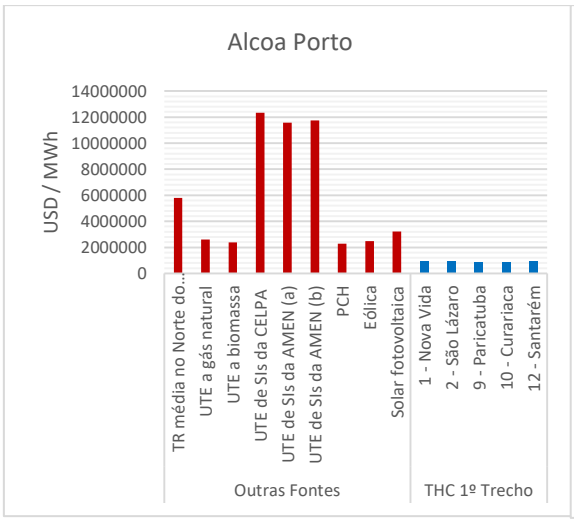
(h)


Prainha
USD / MWh
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
22 - Santana
Outras Fontes
THC 1º Trech

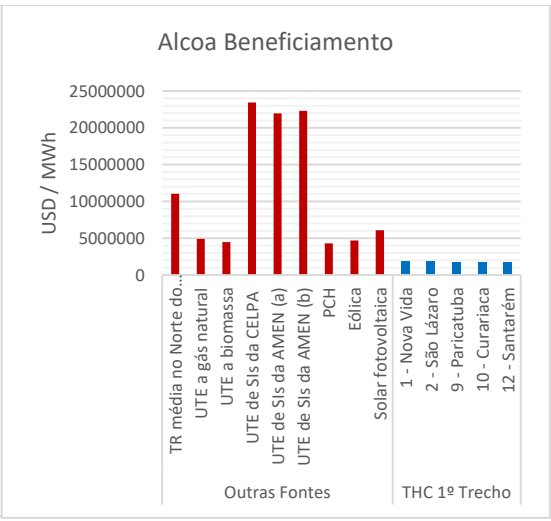
(i)


Terra Santa
USD / MWh
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

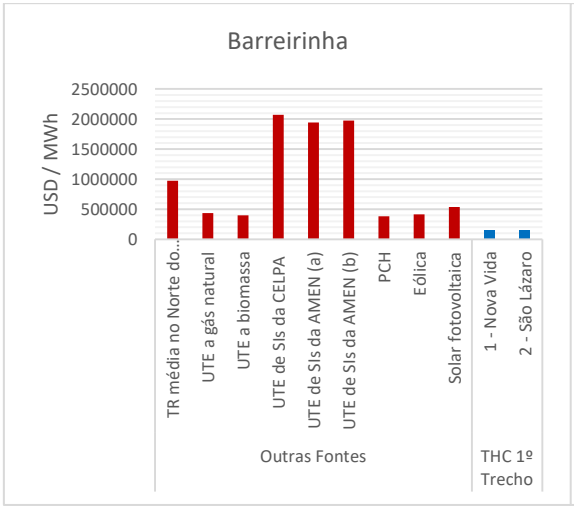
(j)


Alcoa Porto
USD / MWh
14000000
12000000
10000000
8000000
6000000
4000000
2000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

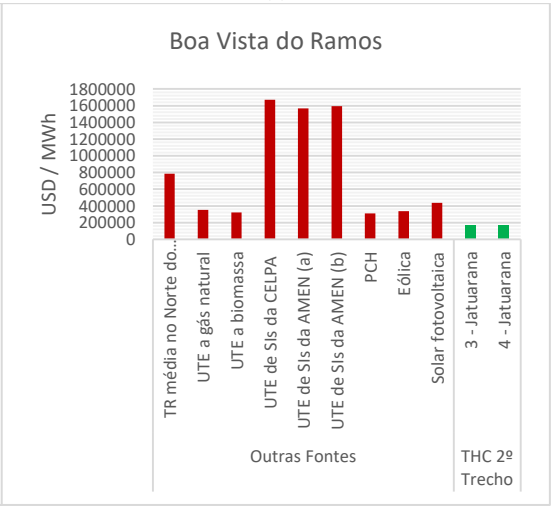
(k)


Alcoa Beneficiamento
USD / MWh
25000000
20000000
15000000
10000000
5000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

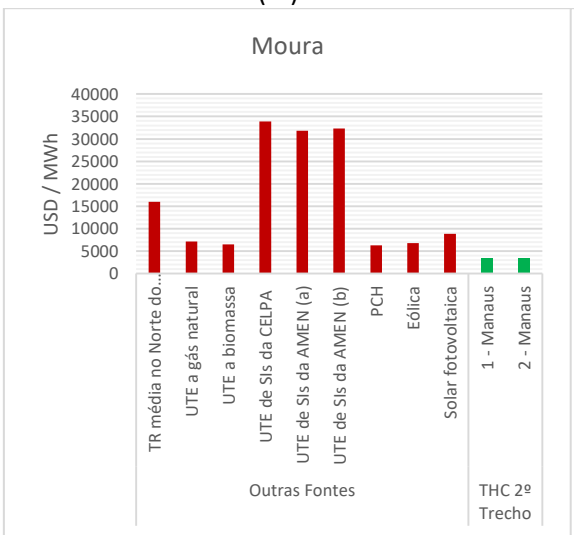
(l)


Barreirinha
USD / MWh
2500000
2000000
1500000
1000000
500000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

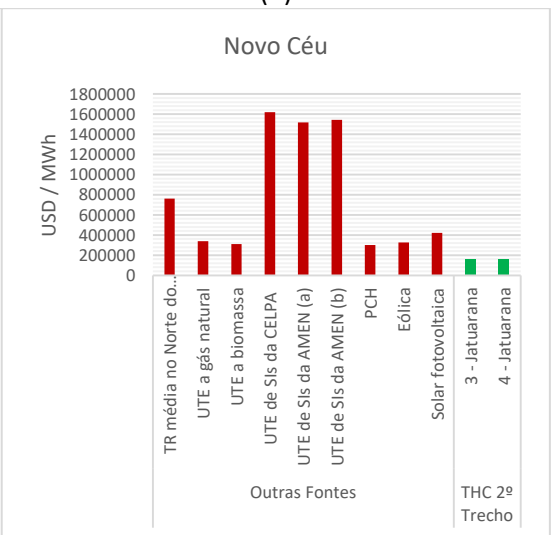
(m)


Boa Vista do Ramos
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

(n)


Moura
USD / MWh
40000
35000
30000
25000
20000
15000
10000
5000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Manaus
2 - Manaus
Outras Fontes
THC 2º Trecho

(o)


Novo Céu
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

(p)

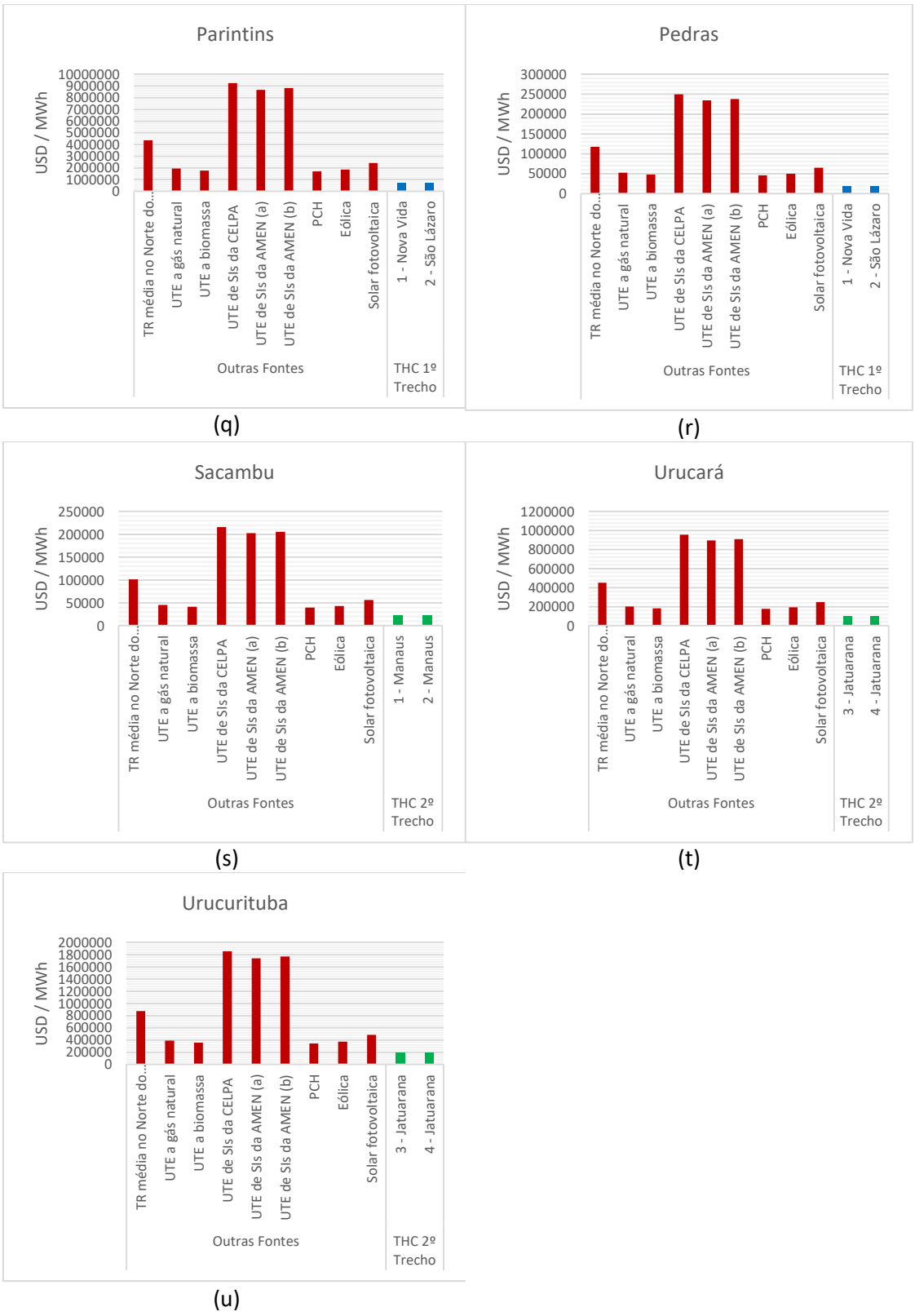
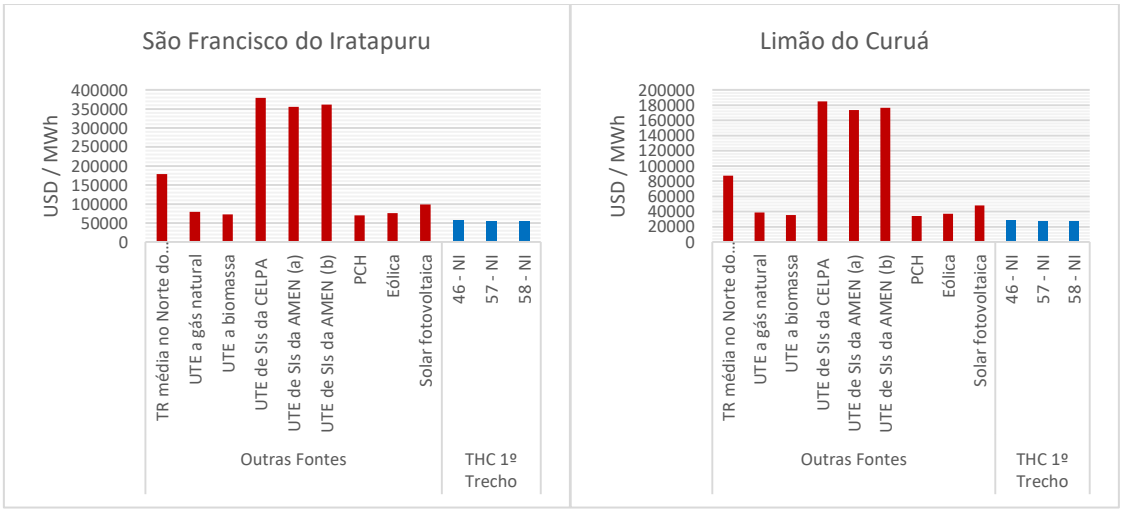


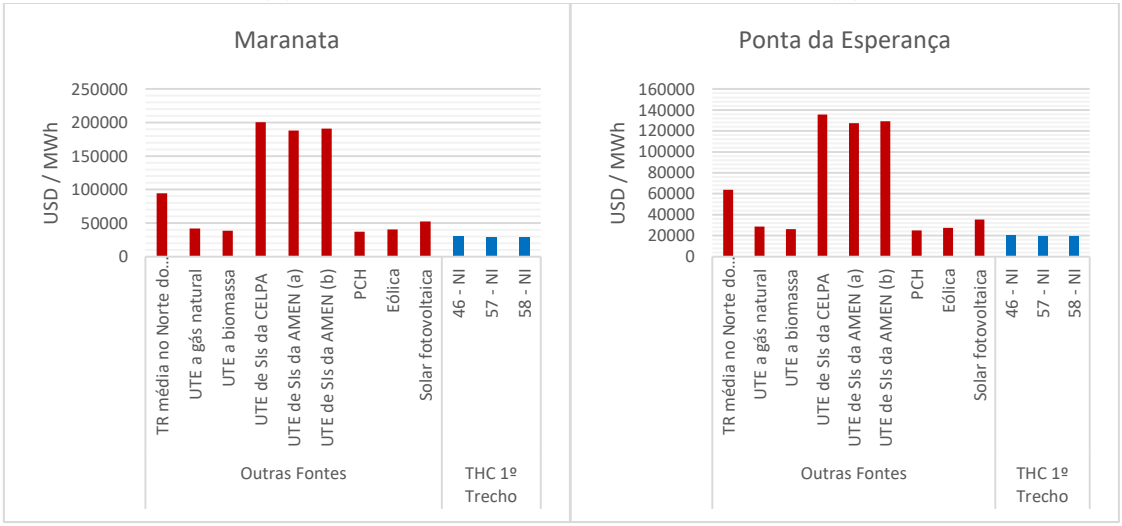
Figura VI.42. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 15% no custo unitário (*Cun*). (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro;

(h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba.



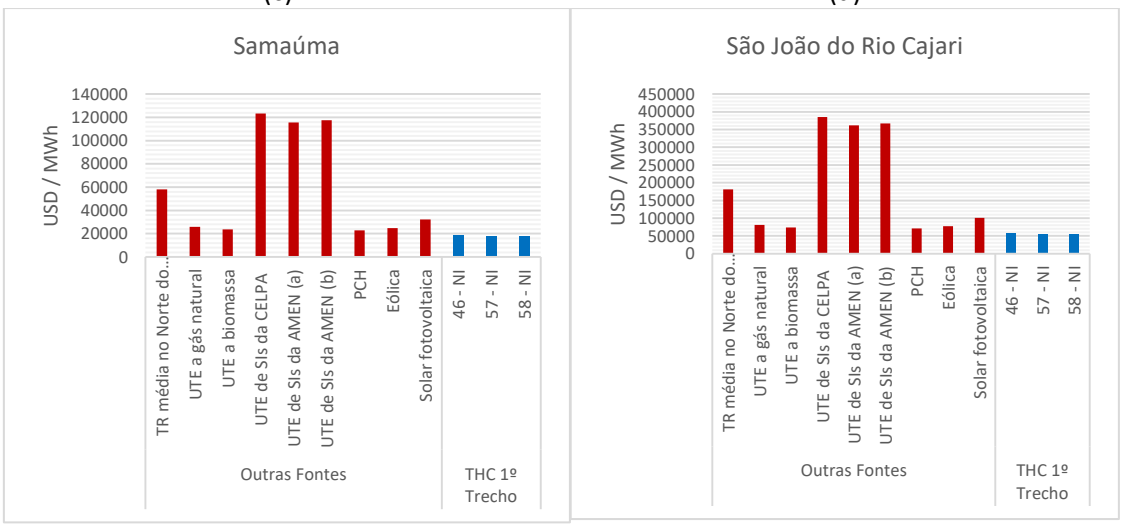
(a)

(b)

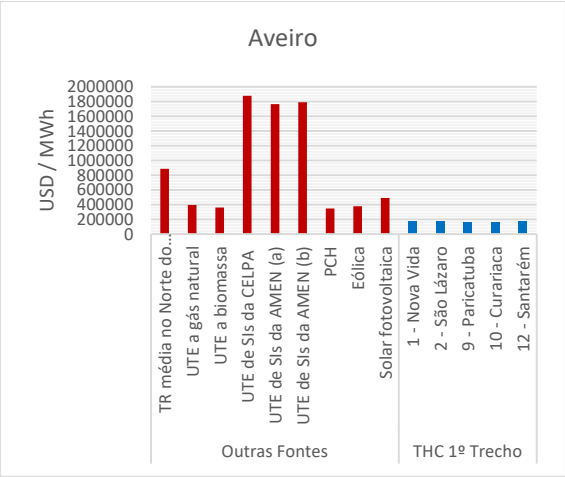


(c)

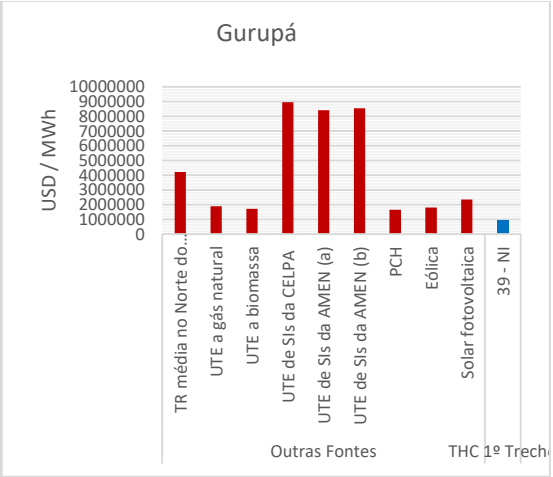
(d)



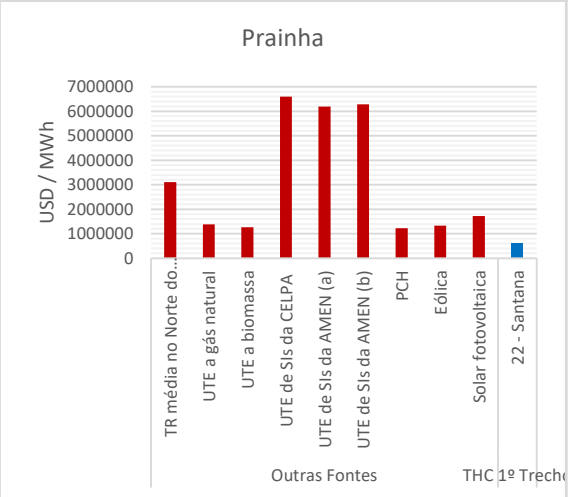
(e)


Aveiro
USD / MWh
2000000
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

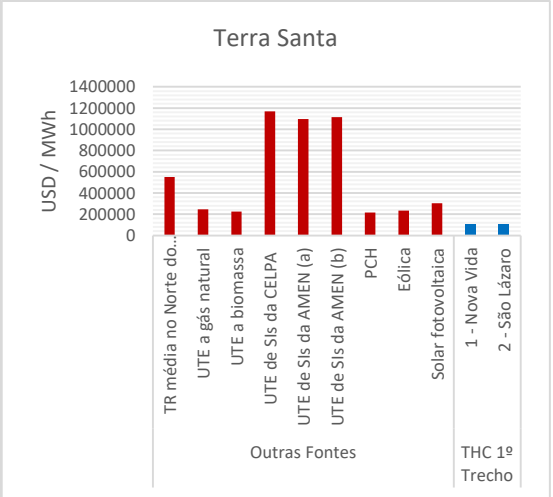
(f)


Gurupá
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
39 - NI
Outras Fontes
THC 1º Trech

(g)

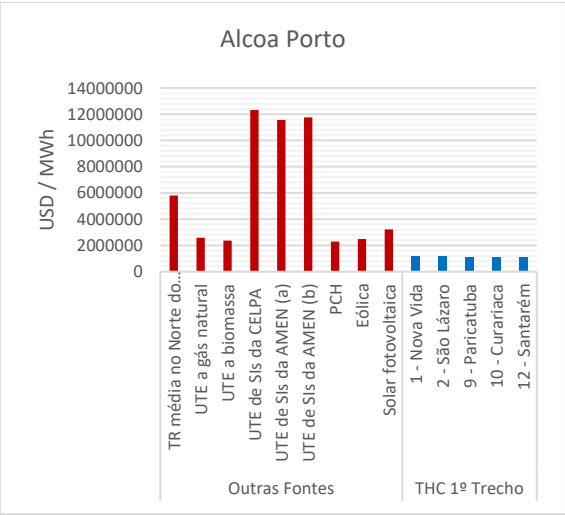

Prainha
USD / MWh
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
22 - Santana
Outras Fontes
THC 1º Trech

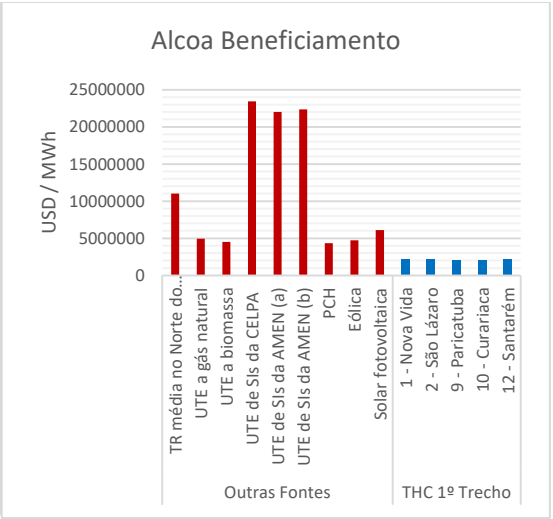
(h)


Terra Santa
USD / MWh
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(i)

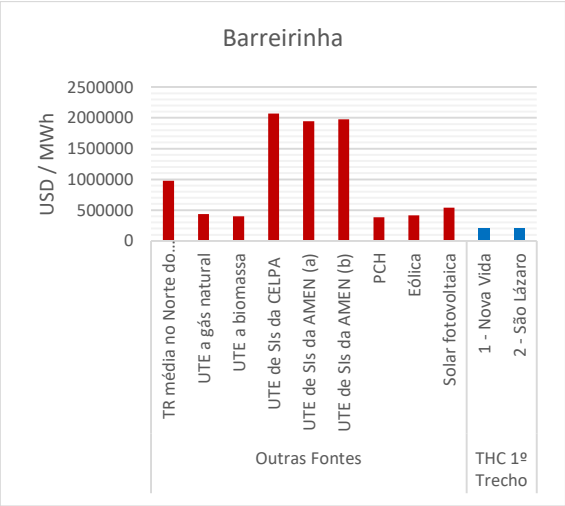
(j)


Alcoa Porto
USD / MWh
14000000
12000000
10000000
8000000
6000000
4000000
2000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

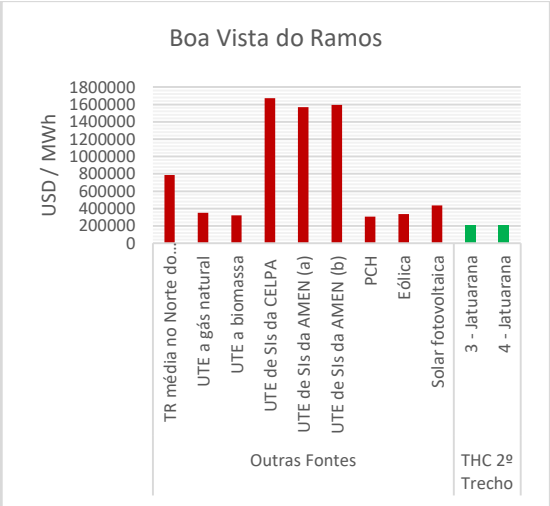

Alcoa Beneficiamento
USD / MWh
25000000
20000000
15000000
10000000
5000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
9 - Paricatuba
10 - Curariaca
12 - Santarém
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(k)

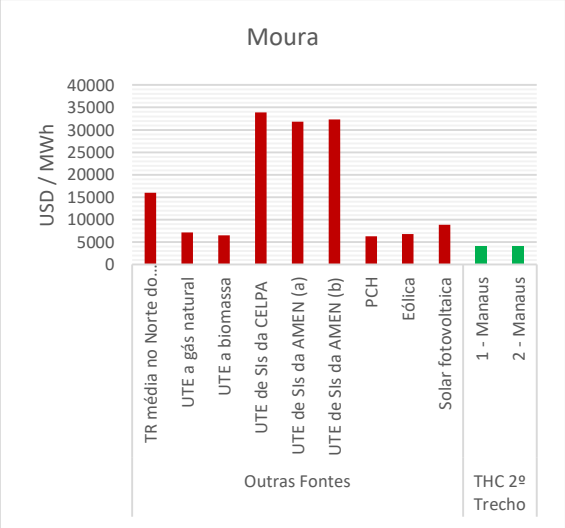
(l)


Barreirinha
USD / MWh
2500000
2000000
1500000
1000000
500000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

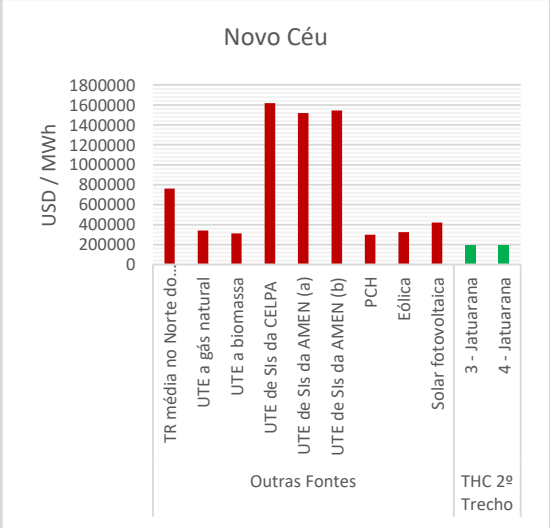
(m)


Boa Vista do Ramos
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

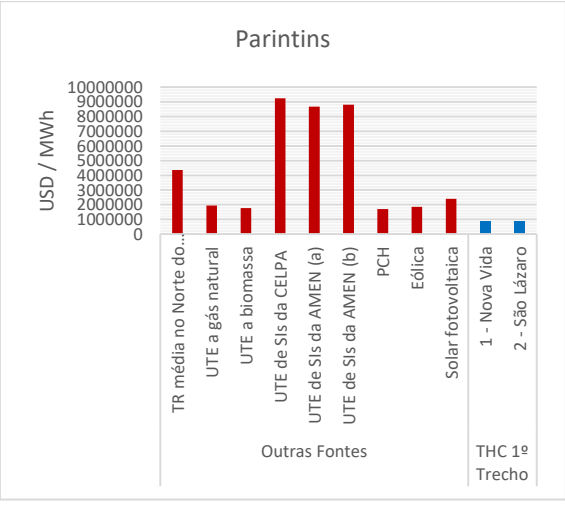
(n)


Moura
USD / MWh
40000
35000
30000
25000
20000
15000
10000
5000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Manaus
2 - Manaus
Outras Fontes
THC 2º Trecho

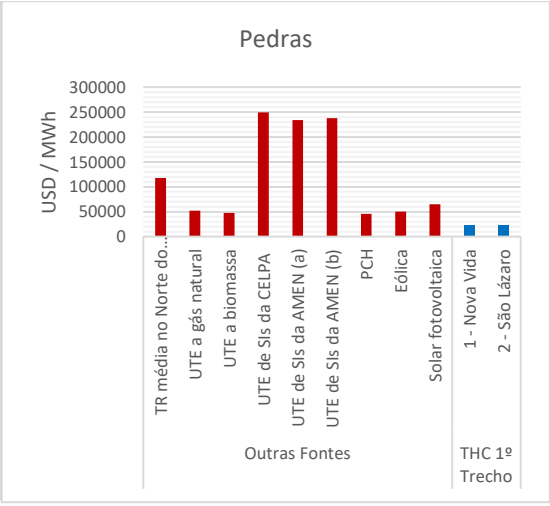
(o)


Novo Céu
USD / MWh
1800000
1600000
1400000
1200000
1000000
800000
600000
400000
200000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
3 - Jatuarana
4 - Jatuarana
Outras Fontes
THC 2º Trecho

(p)


Parintins
USD / MWh
10000000
9000000
8000000
7000000
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(q)


Pedras
USD / MWh
300000
250000
200000
150000
100000
50000
0
TR média no Norte do...
UTE a gás natural
UTE a biomassa
UTE de SIs da CELPA
UTE de SIs da AMEN (a)
UTE de SIs da AMEN (b)
PCH
Eólica
Solar fotovoltaica
1 - Nova Vida
2 - São Lázaro
Outras Fontes
THC 1º Trecho

(r)

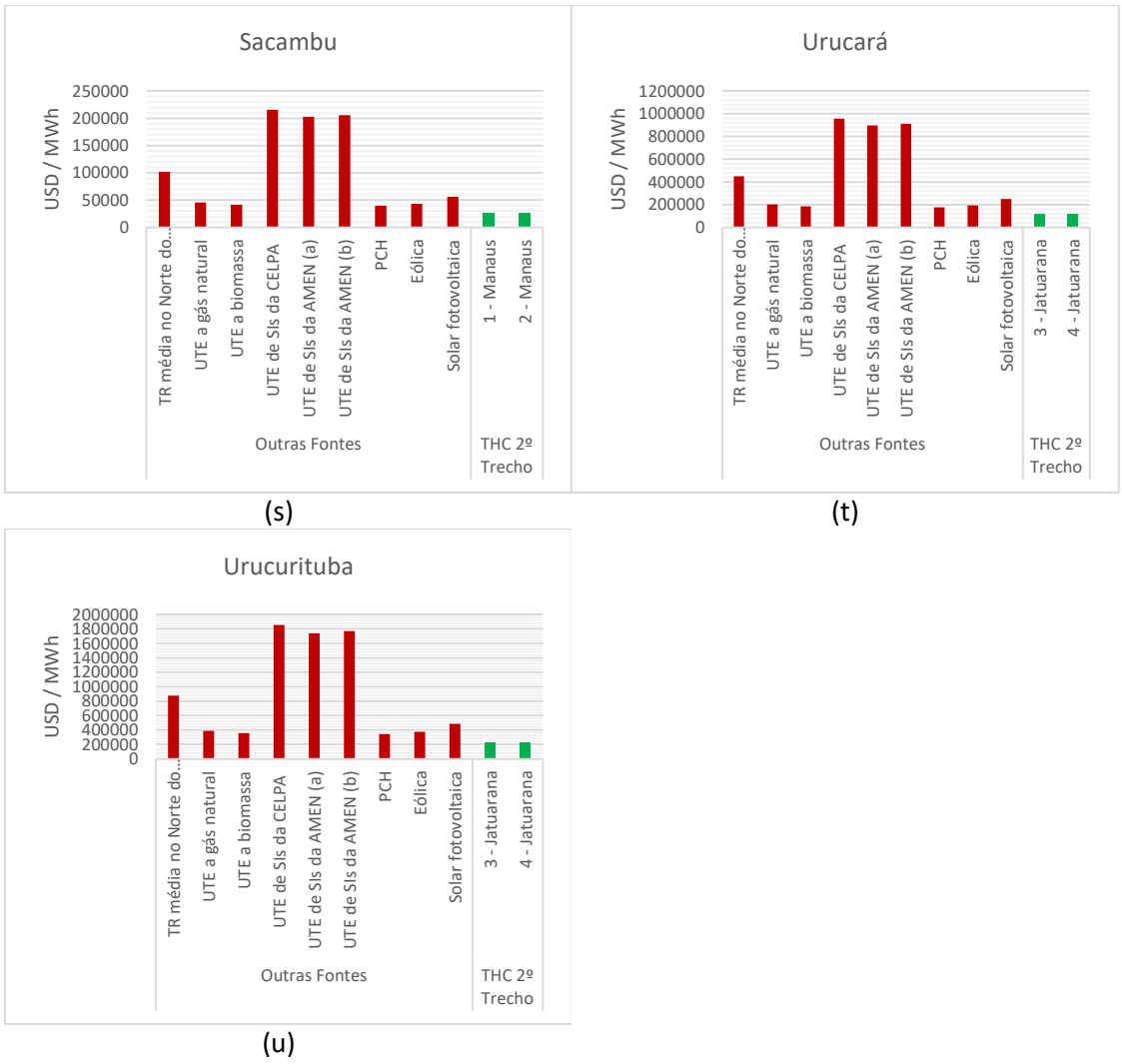


Figura VI.43. Déficit de demandas de eletricidade dos SIs com as tarifas de venda de energia elétrica para custos adicionais de 40% no custo unitário (*Cun*). (a) SI de São Francisco do Iratapuru; (b) SI de Limão do Curuá; (c) SI de Maranata; (d) SI de Ponta da Esperança; (e) SI de Samaúma; (f) SI de São João do Rio Cajari; (g) SI de Aveiro; (h) SI de Gurupá; (i) SI de Prainha; (j) SI de Terra Santa; (k) SI de Alcoa Porto; (l) SI de Alcoa Beneficiamento; (m) SI de Barreirinha; (n) SI de Boa Vista do Ramos; (o) SI de Moura; (p) SI de Novo Céu; (q) SI de Parintins; (r) SI de Pedras; (s) SI de Sacambu; (t) SI de Urucará; (u) SI de Urucurituba.

VI.3.4. Perspectiva e atratividade ambiental da THC

Adicionalmente, seguindo caminhos de desenvolvimento, considerando a sustentabilidade, os projetos devem contar com um estudo de impacto ambiental que permita obter a licença ambiental através de uma análise de localização que inclua uma modelagem mais detalhada com características que são avaliadas com dados de campo

(An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013). Os estudos de localização detalhados são importantes, porque a escala de impactos para o desenvolvimento hidrocinético provavelmente será mais concentrado em torno do local do projeto. À medida que os projetos hidrocinéticos progridem, os desenvolvedores precisarão lidar com dois tipos de restrições: os impactos que podem ter no ambiente físico e biológico e as restrições de se trabalhar em um rio que tenha múltiplos usos e, portanto, gerenciamento de questões de conflitos sociais. Estas questões relacionadas com o licenciamento, possivelmente serão adicionais aos investimentos econômicos pelo desenvolvimento da THC em escala comercial. Com isto, é fundamental oferecer suporte técnico ao IBAMA e secretarias estaduais e municipais de meio ambiente com estudos que determinem os parâmetros que um estudo de licenciamento ambiental deve conter, a fim de ajudar na elaboração de normas a serem seguidas para estudos de impacto ambiental, incentivando boas práticas na instalação e *O&M* de usinas hidrocinéticas para SIs e GD no Brasil.

No caso dos municípios analisados, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE («IBGE | Brasil em Síntese | Brasil | Panorama», 2018) o Índices de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M), conforme mostra (BIG-ANEEL, 2017; «IBGE | Brasil em Síntese | Brasil | Panorama», 2018), está entre 0,503 e 0,691 e são considerados baixos para quatro municípios e médio para três municípios. Com isto, o desenvolvimento de fontes alternativas que atendam às necessidades locais da região amazônica de forma sustentável e com o mínimo impacto ambiental é muito importante para desenvolver a região.

Em energia hidrocinética, as emissões de gases de efeito estufa e de contaminantes do ar são produzidas somente durante a fabricação e instalação de infraestrutura. Durante a fase de operação, as turbinas hidrocinéticas não geram nenhuma emissão significativa (OPTION, 2016). (An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013), («21st Century Guide to Hydrokinetic, Tidal, Ocean Wave Energy Technologies - Concepts, Designs, Environmental Impact (English Edition) eBook: U.S. Government, Department of Energy: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2010, «Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2015, YOSHIDA, ZHOU, *et al.*, 2020) apontam os

possíveis impactos ambientais de algumas fontes renováveis de energia, inclusive a hidrocinética dos rios.

Um resumo destes impactos foi elaborado de forma a expressar os possíveis impactos ambientais de três tecnologias geradoras de hidroeletricidade, usinas hidrelétricas convencionais (UHE), pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e THC para GD e SI. Tal resumo está apresentado na Tabela VI.21 e demonstra os impactos mais comuns que se aplicam (S) e impactos que não se aplicam (NA) às tecnologias.

A THC para GD e SI tem a vantagem de não precisar na fase de instalação a construção de barragens, alagamentos para regularização, desvio de curso do rio, devido ao fato de serem inseridas diretamente no leito dos rios. O deslocamento e alterações de habitats de plantas e animais de fundo, ruído, vibrações, desmatamento, escavação, trafego de veículos e construção de instalação existiria segundo («Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2015), porém em menor proporção que UHE e PCH. No caso de emissões de poluentes, recursos visuais, culturais e paleontológicos no período de instalação, são considerados impactos temporários, causados pelo aumento do número de indivíduos no entorno dos projetos, com embarcações para construção e instalações e Operação e Manutenção (O&M) de equipamentos. Porém, segundo («Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2015) a construção de novas usinas hidrelétricas confronta o investidor com outros usuários da terra. Isto sublinha a importância primordial de estabelecer e manter um envolvimento efetivo das partes interessadas ao longo das negociações (HASLETT *et al.*, 2018). Preservar a flora e a fauna locais e os locais históricos ou culturais é muitas vezes mais valorizado do que a geração de eletricidade.

A vantagem na *O&M* estende a não exposição da biota a contaminantes e mortalidade de animais devido a colisões com instalações do projeto e/ou eletrocussão por linhas de transmissão, barreiras em áreas cercadas, canais ou dutos acima do solo, o fato de não provocar impactos biológicos por não causar a flutuação da vazão, e por ser uma fonte de energia limpa conforme as próprias UHE e PCH relacionadas na comparação abaixo.

A extração de energia cinética de correntes fluviais reduzirá as velocidades da água nas proximidades do projeto no momento da operação (BRYDEN; GRINSTED; MELVILLE, 2005; GORBENA *et al.*, 2015). Um grande número de dispositivos em operação num rio reduzirá as velocidades da água, aumentará as elevações da superfície da água e diminuirá a capacidade de transporte de inundação («Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2015), com alteração de correntes, ondas e habitat natural de organismos que vivem nos sedimentos de fundo, plantas e animais na coluna de água (GORBENA *et al.*, 2015). Estes efeitos seriam proporcionais ao número e tamanho das estruturas instaladas na água (MYERS, L; BAHAJ, 2005; RIGLIN *et al.*, 2016). Rotores, amarração, estruturas e cabos elétricos irão atuar como impedimentos ao movimento da água. A redução resultante nas velocidades da água poderia, por sua vez, afetar o transporte e a deposição de sedimentos.

Tabela VI.21. Resumo de possíveis impactos ambientais de três tecnologias de geração hidrelétrica.

IMPACTOS AMBIENTAIS		**UHE**	**PCH**	**THC para GD e SI**
Instalação	Construção de barragem	S	S	NA
	Alagamento para regularização	S	S	NA
	Desvio de curso do rio	S	S	NA
	Deslocamentos e alterações de habitat de plantas e animais de fundo pela instalação	S	S	S
	Ruído e vibrações gerados durante a instalação	S	S	S
	Desmatamento, escavação, tráfego de veículos e construção de instalações	S	S	S
	Emissões de poluentes	S	S	S
	Recurso culturais	S	S	S
	Recurso visual	S	S	S
	Recurso paleontológico	S	S	S
O&M	Barreiras físicas à migração de peixes	S	S	S
	Ruído durante a O&M	S	S	S
	Atividade de inspeção e manutenção do local	S	S	S
	Exposição da biota a contaminantes e mortalidade de animais devido a colisões com as instalações dos projetos e/ou eletrocussão por linhas de transmissão	S	S	S
	Barreiras em áreas cercadas, canais ou dutos acima do solo	S	S	NA
	Biológicos na flutuação da vazão	S	S	S
	Saúde e segurança humana	S	S	S
	Alteração de substratos e transporte de deposição de sedimentos	S	S	S
	Alteração de correntes ou ondas fluviais	S	S	S
	Alteração de habitat	S	S	S
	Potencial para ferimentos causados em organismos aquáticos devido a rotores ou pás	S	S	S

	Deslocamentos e alterações de habitat de plantas e animais de fundo durante a operação	S	S	S
	Emissões de poluentes	NA	NA	NA
	Impacto visual	S	S	S

Fonte: Elaboração própria baseado em («21st Century Guide to Hydrokinetic, Tidal, Ocean Wave Energy Technologies - Concepts, Designs, Environmental Impact (English Edition) eBook: U.S. Government, Department of Energy: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2010, An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013, «Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle», 2015, BRYDEN, GRINSTED, *et al.*, 2005, HASLETT, GARCIA-LLORENTE, *et al.*, 2018).

Existem poucos estudos sobre o ciclo de vida das turbinas hidrocinéticas para identificar os principais impactos ambientais. Acredita-se que os principais impactos ambientais da energia hidrocinética, sejam similares aos pequenos sistemas hidrelétricos (MILLER; LANDIS; SCHAEFER, 2011; SUWANIT *et al.*, 2011; ZHANG *et al.*, 2012). Os materiais utilizados, juntamente com a fabricação e o transporte, são os fatores mais importantes na análise do ciclo de vida dessa fonte de energia. Com suposições relativamente conservadoras, e apesar do estágio inicial de desenvolvimento, o estudo de (DOUGLAS; HARRISON; CHICK, 2008) mostra que em 214kJ / kWh e 15gCO_2 / kWh, as respectivas intensidades de energia e carbono são comparáveis com turbinas eólicas. Os estudos de PUNYS *et al.* (2015) demonstram ser menor que PCH e todas mostraram ser muito baixas em relação a 759,48 – 1109,82 gCO_2 / kWh de geração movida a combustíveis fósseis.

Devido a elevada participação do diesel na geração nos Sistemas Isolados as emissões são bem intensas. Conforme mostrado na Tabela VI.22, segundo EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019), para 2019 foram estimados cerca de 2,94 milhões de toneladas de CO_2 equivalente nessa atividade.

Tabela VI.22. Emissões estimadas na geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados em 2019.

Fonte	**Consumo de combustível estimado**	**Emissões ($MtCO_2$ equivalente/ano)**	
Óleo Diesel	1.235.340	m³/ano	2,91
Gás Natural	15.486.930	m³/ano	0,03
Biomassa	142.800	ton/ano	0,00
Fotovoltaica	-	-	0,00
PCH	-	-	0,00

THC	-	-	0,00
TOTAL		2,94	

Fonte: Elaboração própria baseado em EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019).

Anteriormente foi apresentado 48 UTEs que se encontram em operação como SIs localizados próximos de dois trechos do rio Amazonas analisados nesta tese, sendo 46 à óleo diesel e 2 à biodiesel. Considerando que 1,0 MW corresponde a ~5832,19 tCO_2eq / ano e ~2472,13 m^3 / ano de diesel, é possível verificar que se a potência instalada de 181,75 MW de Sistemas Isolados à diesel que estão as margens dos segmentos do rio Amazonas analisados for substituído pela tecnologia hidrocinética remove-se 1,06 $MtCO_2eq$ / ano, correspondente a 449.205,34 m^3 / ano de diesel usados em grupos geradores que atualmente são utilizados para gerar eletricidade nestes locais isolados. Neste estudo verificamos que existe um déficit de demanda e necessidade de substituição de máquinas existentes dos SIs para o período 2019-2023 de 23,9 MW. A associação das termelétricas existentes a tecnologia hidrocinética pode suprir este aumento na demanda removendo 139.178,31 tCO_2eq / ano, correspondente a 59.083,34 m^3 / ano de diesel respectivamente.

Segundo EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019), as emissões do SIN no ano de 2017 foram de 44,5 $MtCO_2eq$, o que corresponde a um indicador de intensidade de emissões de 0,090 tCO_2eq/MWh. Para os Sistemas Isolados, em 2019, o indicador estimado foi de 0,674 tCO_2eq/MWh, valor 7,4 vezes superior ao do SIN.

A Tabela VI.23, remete às 21 UTEs que estão em operação como SIs localizados próximos ao trecho do rio Amazonas analisado nesta tese, onde 19 utilizam o óleo diesel como combustível e 2 utilizam o biodiesel. É possível verificar na Figura VI.44 que se a potência instalada de 65,519 MW de Sistemas Isolados à diesel e biodiesel que estão as margens dos segmentos do rio Amazonas analisados for substituída pela tecnologia hidrocinética remove-se 381.655,38 tCO_2eq / ano, correspondente a 163.749,85 m^3 / ano de diesel usados em grupos geradores que atualmente são utilizados para gerar eletricidade nestes locais isolados. Verificamos que existe um déficit de demanda dos SIs para o período 2019-2023 de 23,538 MW, e a associação da tecnologia hidrocinética às termelétricas existentes pode suprir este aumento na demanda removendo 137.111,44 tCO_2eq / ano, correspondente a 58.188,44 m^3 / ano de diesel respectivamente, conforme Figura VI.45.

Tabela VI.23. Quantidade de CO_2 e óleo diesel evitado com a supressão do déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, PETROBRAS e AMEN com potencial elétrico HC.

				Substituição total de UTEs			Complementação de UTEs		
Distribuidor	**Locais**	**Tipo**	**Combustível**	**Potência nominal total instalada (MW)**	**tCO_2 eq / ano evitado**	**m^3 / ano de diesel evitado**	**Déficit de demanda para o período (2019-2023) (MW)**	**tCO_2 eq / ano evitado**	**m^3 / ano de diesel evitado**
CEA	São Francisco do Iratapuru	UTE	Diesel	0,065	378,63	160,69	0,058	337,86	143,38
	Limão do Curuá	UTE	Diesel	0,06	349,51	148,33	-	-	-
	Maranata	UTE	Diesel	0,065	378,63	160,69	-	-	-
	Ponta da Esperança	UTE	Diesel	0,044	256,30	108,77	-	-	-
	Samaúma	UTE	Diesel	0,04	233,04	98,88	-	-	-
	São João do Rio Cajari	UTE	Diesel	0,088	512,61	217,55	0,037	215,53	91,47
	Total	**6**		**0,362**	**2108,69**	**894,91**	**0,095**	**533,39**	**234,85**
CELPA	Aveiro	UTE	Diesel	1,400	8155,15	3460,95	0,610	3553,32	1507,98
	Gurupá	UTE	Diesel	5,057	29457,58	12501,44	2,906	16927,77	7183,94
	Prainha	UTE	Diesel	3,348	19502,47	8276,61	2,135	12436,61	5277,95
	Terra Santa	UTE	Diesel	5,076	29568,26	12548,41	0,379	2207,72	936,93
	Total	**4**		**14,881**	**86683,46**	**36787,41**	**6,03**	**35125,41**	**14906,80**
PETROBRAS	Alcoa Porto	UTE	Biodiesel	10,584	61652,96	26164,77	4,0	23300,44	9888,43
	Alcoa Beneficiamento	UTE	Biodiesel	9,612	55990,96	23761,89	7,60	44270,84	18788,01
	Total	**2**		**20,196**	**117643,92**	**49926,66**	**11,60**	**67571,28**	**28676,43**
AMEN	Barreirinha	UTE	Diesel	4,32	25164,48	10679,50	0,672	3914,47	1661,26
	Boa Vista do Ramos	UTE	Diesel	5,40	31446,14	13349,37	0,542	3156,26	1339,88
	Moura	UTE	Diesel	0,35	2038,18	865,24	0,011	64,06	27,19
	Novo Céu	UTE	Diesel	5,59	32552,58	13819,07	0,525	3057,26	1297,86
	Parintins	UTE	Diesel	3,42	19921,88	8454,60	3,000	17475,33	7416,32
	Pedras	UTE	Diesel	1,05	6116,37	2595,71	0,081	471,83	200,24
	Sacambu	UTE	Diesel	0,65	3785,18	1606,87	0,07	407,64	173,05
	Urucará	UTE	Diesel	5,82	33891,95	14387,66	0,31	1805,24	766,35
	Urucurituba	UTE	Diesel	4,20	24458,11	10382,85	0,602	3505,66	1488,21
	Total	**9**		**30,08**	**175219,31**	**76140,87**	**5,813**	**11999,73**	**14370,36**
TOTAL		**21**		**65,519**	**381655,39**	**163749,85**	**23,538**	**137111,44**	**58188,44**

Fonte: Elaboração própria

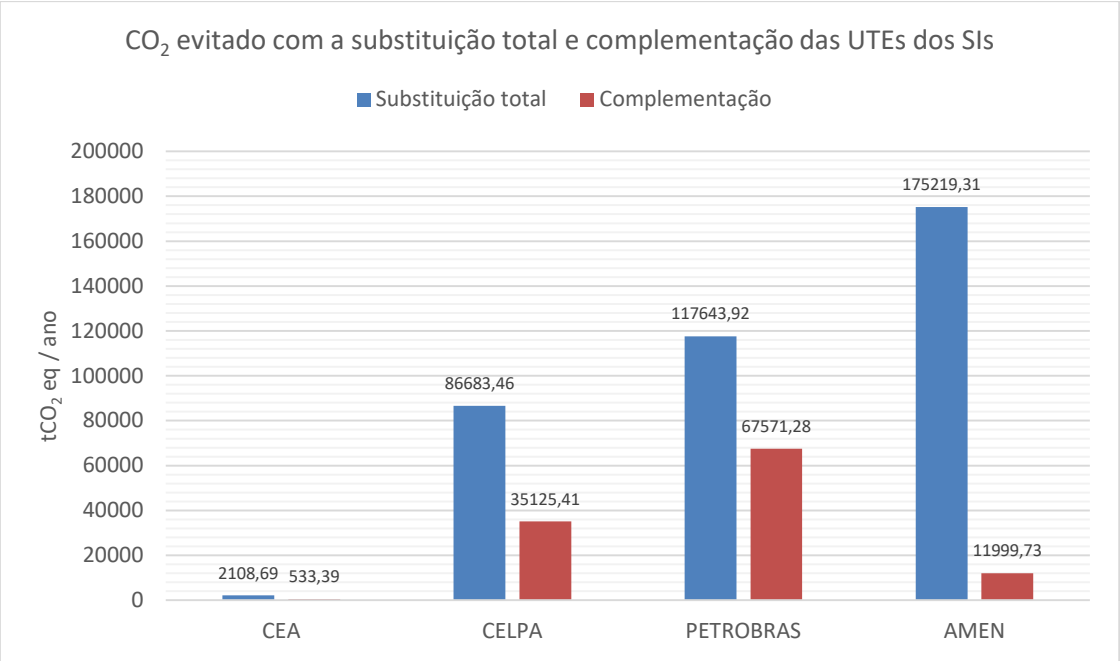


Figura VI.44. CO_2 evitado com a substituição total e complementação das UTEs dos SIs.

Fonte: Elaboração própria

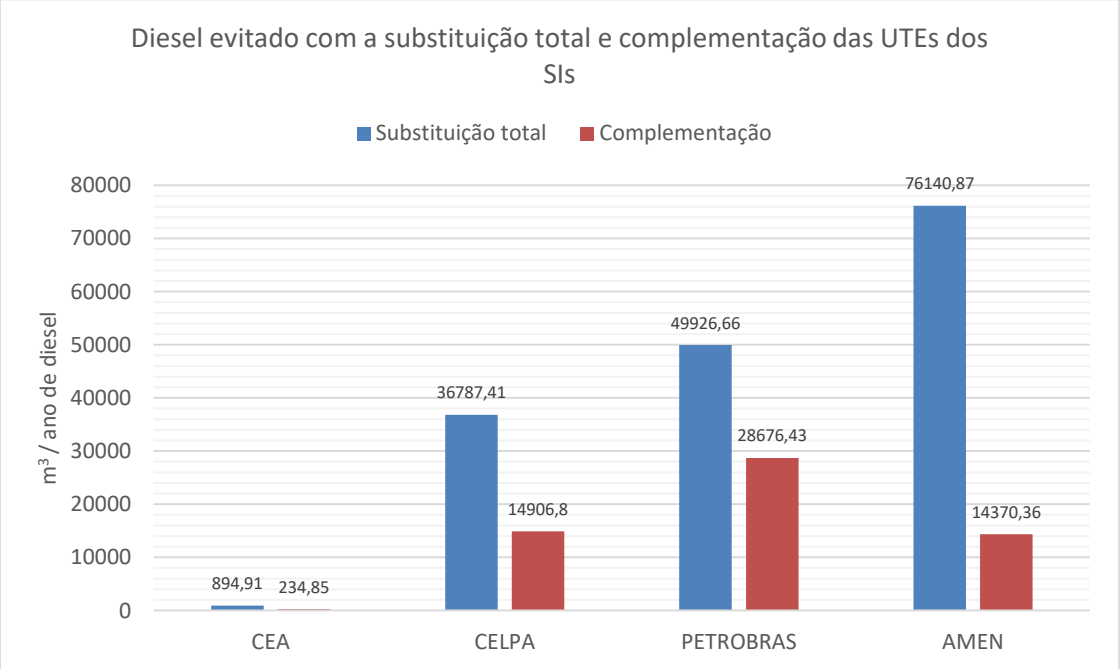


Figura VI.45. Diesel evitado com a substituição total e complementação das UTEs dos SIs.
Fonte: Elaboração própria

Espera-se que esta tese e os resultados apresentados possam estimular a participação da THC como SI e GD nos próximos anos, o que está de acordo ao

disposto no Decreto n. 7.246/2010[23] e REN nº 801/2017[24], segundo o qual os agentes dos Sistemas Isolados devem buscar a eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica.

[23] Disponível em: https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2010/decreto-7246-28-julho-2010-607502-norma-pe.html

[24] Disponível em: http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/1388418/do1-2017-12-27-resolucao-normativa-n-801-de-19-de-dezembro-de-2017-1388414

VII. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi elaborado uma metodologia para quantificar o potencial teórico, técnico, geográfico e de mercado para a tecnologia hidrocinética remetendo detalhadamente a tecnologia hidrocinética a aplicações de eletrificação de Sistemas Isolados e Geração Distribuída na região amazônica. Foi utilizado o comportamento hidrodinâmico do rio como base com o código computacional chamado SisBaHiA®, avaliando o potencial em trechos extensos do rio Amazonas e insumos técnicos importantes para orientar o desenvolvimento da tecnologia na Amazônia brasileira, onde a maioria dos sistemas são isolados.

Foram apresentados dados importantes na caracterização de segmentos do rio Amazonas, com dados históricos que refletem na persistência da velocidade, profundidade, seção transversal e variação da vazão. Com os resultados, foi possível identificar, quantificar e qualificar os potenciais teóricos, técnicos, geográficos e de mercado de cada localidade para geração de eletricidade em dois trechos do rio Amazonas, discutindo e revelando a distribuição espacial do potencial hidrocinético na região. Nossos resultados indicam grande potencial para o desenvolvimento da tecnologia hidrocinética, onde seria possível gerar 7969,11 GWh e 169,17 GWh de eletricidade renovável.

Os resultados mostram a importância das velocidades e persistência das velocidades para análise de locais com potencial para implantação de tecnologia hidrocinética, confirmando que este fator precisa ser levado em consideração para análise dos potenciais, pois quanto maior for a persistência de velocidade, maior será o Fator de Capacidade do projeto. Dados históricos são de extrema importância para realizar uma análise mais precisa do projeto. Locais com velocidades maiores naturalmente possuem Fator de Capacidade maior e saber quanto ela persiste é muito importante.

A coerência dos cálculos energéticos foi confirmada através de uma análise comparativa das densidades energéticas obtidas nesta pesquisa com outros trabalhos citados, possibilitando realizar uma análise do potencial de mercado: sob perspectiva industrial, socioeconômica e ambiental, apresentando as previsões de necessidades de contratação (para expansão ou substituição da oferta de energia existente suprida por Sistema Isolados) por ano, pelas distribuidoras CEA, CELPA e AMEN. Foi calculado

um indicador de potencial hidrocinético para cada localidade. Os resultados mostram que existe um indicador médio no 1º trecho de 23,19 GWh / ano / km^2 e no 2º trecho 36,97 GWh / ano / km^2 respectivamente.

Foi apresentado uma visão dos possíveis co-benefícios na região Norte, em termos de desenvolvimento industrial, criação de empregos e renda em zonas menos desenvolvidas e falamos da importância de considerar os impactos ambientais associados à expansão do setor elétrico, advindos do desenvolvimento da tecnologia hidrocinética na região. Essa alternativa pode causar um impacto ambiental menor do que as UHEs tradicionais, PCHs e gerar energia elétrica quando instaladas em rios.

Este estudo fornece informações importantes no que diz respeito à viabilidade do empreendimento na região Amazônica, onde os fatores sociais devem ser considerados de maneira que possa viabilizar projetos que visam estimular o desenvolvimento local e melhorar as condições de vida das pessoas que lá vivem.

A viabilidade de um empreendimento específico requer obviamente um estudo ainda mais detalhado do que foi apresentado neste trabalho, entretanto os resultados satisfazem o objetivo proposto. Tecnologias hidrocinéticas de diversas potências possuem atratividade nestas regiões desprovidas de energia, sejam as pequenas comunidades que fazem uso limitado da energia, sejam aquelas com grande potencial para o desenvolvimento econômico mais eficiente com agroindústrias.

Foi verificado através de uma revisão bibliográfica que os custos da geração de energia elétrica através de hidrocinética podem ser competitivas em alguns segmentos com os valores das térmicas a gás natural e biomassa, PCH, Eólica e com a geração fotovoltaica e fica muito vantajosa se for comparada com as térmicas de Sistemas Isolados da CELPA e AMEN, e a tarifa média residencial do Norte do País, sinalizando a possibilidade de utilização de sistemas hidrocinéticos para substituir ou complementar os Sistemas Isolados e/ ou serem utilizadas na Geração Distribuída.

Os resultados revelaram atratividade econômica positiva em todos os locais com a tecnologia hidrocinética (com custos adicionais de 3% e 35%) se comparados com as UTE dos Sistemas Isolados e 15 locais (com custos adicionais de 35%) se comparados com a tarifa residencial média no Norte do Brasil, tornando a tecnologia hidrocinética vantajosa também para Geração Distribuída na região.

Os resultados mostram que dependendo do Fator de Capacidade e dos custos adicionais, os custos nivelados da eletricidade com empreendimentos hidrocinéticos são menores que em térmicas de Sistemas Isolados responsáveis por gerar eletricidade nos Sistemas Isolados no estado do *Amazonas* e *Pará* e *Macapá*. Os resultados também revelaram que o custo unitário máximo é menor para empreendimentos hidrocinéticos nos locais analisados que em outros trabalhos citados (cada local possui sua particularidade hidrodinâmica), mas pode-se dizer que quanto maior for a persistência de velocidades, melhor será o custo unitário máximo, porém se os custos adicionais forem altos o custo unitário máximo não será positivo.

A pesquisa revela que a utilização da tecnologia hidrocinética para suprir esta demanda energética crescente pode evitar que milhões de toneladas de CO_2 sejam emitidas para meio ambiente todos os anos. Para isto, realizou-se uma análise comparativa para utilização da tecnologia hidrocinética em Sistemas Isolados associados ou não a termelétricas para tornar o ambiente sustentável e mais independente de fontes de energia fóssil e verificou-se que se a potência instalada de 65,519 MW de Sistemas Isolados à diesel que estão as margens dos segmentos do rio Amazonas analisados for substituído pela tecnologia hidrocinética remove-se 381.655,39 tCO_2eq / ano, correspondente a 163.749,85 m^3 / ano de diesel usados em grupos geradores que atualmente são utilizados para gerar eletricidade nestes locais isolados. Existe um déficit de demanda de eletricidade e necessidade de substituição de máquinas existentes dos SIs para o período 2019-2023 de 23,9 MW, com isto, a associação das termelétricas existentes a tecnologia hidrocinética pode suprir este aumento na demanda removendo 137.111,44 tCO_2eq / ano, correspondente a 58.188,44 m^3 / ano de diesel respectivamente.

Contudo, para determinar os recursos hidrocinéticos de fato utilizáveis (recurso prático[25]) terá que ser realizado uma avaliação ainda mais abrangente de como o recurso interage com as perspectivas socioeconômicas, ambientais, regulatórias. Isso poderia levar a uma seleção ainda mais reduzida de áreas que poderiam ter potencial para

[25] O recurso prático é aquela parte do recurso técnico disponível após a consideração de todas as outras restrições. Na estrutura conceitual, essas restrições são representadas como filtros sociais, econômicos, regulatórios e ambientais (An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments, 2013).

instalação de dispositivos hidrocinéticos. Contudo, constatou-se que um dos principais desafios para o desenvolvimento da tecnologia hidrocinética no Brasil está na ausência de conhecimento sobre os locais com potencial energético, sua atratividade econômica, ambiental e como a tecnologia hidrocinética se enquadra na legislação atual de Sistemas Isolados e/ou Geração Distribuída (Resolução Normativa nº 687 de 2015). Esta pesquisa procurou apontar locais, calculou e discutiu sua atratividade econômica, ambiental e seus potenciais energéticos, que são tão necessários para a habilitação dos projetos tanto para autoprodução, quanto para posterior venda da energia nos mercados livre e regulado.

As usinas hidrocinéticas fluviais não são emissoras de CO_2 na operação, com isto elas são elegíveis para obtenção dos créditos de carbono e sua futura comercialização. Deve-se incentivar empresas que contribuem para o desenvolvimento sustentável e adicionam alguma vantagem ao ambiente, seja por retirar de dióxido de carbono, seja por evitar o lançamento de gases do efeito estufa na atmosfera, por exemplo vender créditos de carbono. A quantidade de CO_2 que ela retirar ou deixar de despejar na atmosfera pode ser convertida em créditos de carbono.

Com este estudo é possível concluir que a tecnologia hidrocinética a curto e médio prazo pode ser utilizada como Sistema Isolado, estando associada ou não com térmicas conforme disposto no Decreto n. 7.246/2010, motivando a substituição total ou parcial das UTEs a combustíveis fosseis dos Sistemas Isolados. Entretanto, estes co-benefícios e os benefícios diretos da operação de usinas hidrocinéticas no Brasil não poderão ser aproveitados sem uma política energética integrada, que crie as condições necessárias para seu desenvolvimento na região Norte e no Brasil.

No mundo existem outros rios com grande potencial hidrocinético e nossa metodologia é útil para motivar e avaliar o potencial em outras regiões caraterizadas por sistemas isolados, com e sem acesso ao serviço de energia elétrica local e condições ambientais semelhantes. Os resultados confirmam que a tecnologia hidrocinética pode suprir a demanda de eletricidade dos locais e promover o desenvolvimento social e ambiental utilizando fonte limpa, renovável, sustentável e abundante nestes locais. A utilização dos recursos hídricos para gerar eletricidade com a tecnologia hidrocinética pode ser um fator relevante para a valorização e preservação dos recursos naturais

nestas regiões, podendo mitigar conflitos sociais, econômicos, ambientais, possibilitar mais qualidade de vida, mas sobretudo favorecer a própria sobrevivência.

Sugere-se para futuros trabalhos aprimorar a metodologia e premissas consideradas para analisar o potencial econômico e a avaliação do ciclo de vida da tecnologia hidrocinética para micro e minigeração Distribuída e Sistemas Isolados. Apesar dos esforços para realizar a análise do potencial hidrocinético dos trechos em estudo, este trabalho apresenta limitações que devem ser revisadas em trabalhos futuros:

i. As ações da natureza podem ser muito severas e por se tratar de um ambiente extremamente complexo e utilizado para outras atividades econômicas, existe a necessidade prática de analisar os impactos e vulnerabilidade dos locais e empreendimentos a fim de evitar prejuízos e acidentes ambientais (GUERRA; THOMSON, 2019);
ii. Foi utilizado uma velocidade média constante para o estudo, mas na realidade ela é variável. Com isto outras análises devem ser realizadas para caracterizar o potencial de cada local;
iii. Não foi considerada uma distância econômica entre consumidor e os locais apontados com potencial. No entanto, essa distância pode ser limitada por várias limitações de logística e infraestrutura, que também devem ser melhor analisadas;
iv. Este estudo foi realizado somente para um tipo de gerador hidrocinético, pois é a tecnologia nacional mais madura;
v. Considerando que os municípios e comunidades estão próximos de alguns dos principais potenciais hidrocinéticos identificados neste estudo, também poderiam ser propostas tecnologias inteligentes[26] para redes de distribuição local para Geração Distribuída;
vi. O acesso e a confiabilidade as redes de distribuição e transmissão na região analisada é outro fator importante a considerar. É importante a criação de novas redes para transportar a eletricidade produzida nestas regiões para as principais linhas de transmissão e distribuição do Brasil.

[26] A integração de fontes de energia renováveis em grande escala deverá, portanto, contar com o apoio de tecnologias inteligentes tanto na área de elétrica quanto de comunicação com um sistema de controle robusto (LOPES; FERNANDES; CHRISTINA, 2015).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Iea. *Energy Technology Perspectives 2017*. [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <www.iea.org/t&c/>. Acesso em: 18 out. 2018.

ABOUT THE WORLD ENERGY COUNCIL ABOUT ISSUES MONITOR. . [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <www.worldenergy.org>. Acesso em: 19 fev. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída (REN 482/2012) - Geração - ANEEL*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qc>. Acesso em: 8 out. 2019a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. p. 24, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Weblet Importer*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp>. Acesso em: 13 jun. 2019b.

ALCÂNTARA GOMES TEIXEIRA, Ricardo. *MONTAGEM E INSTALAÇÃO DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS UNIVERSIDADE DE BRASILIA FACULDADE DE TECNOLOGIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA*. . [S.l: s.n.], [S.d.]. Disponível em: <http://bdm.unb.br/bitstream/10483/10188/1/2014_RicardoAlcantaraGomesTeixeira.pdf>. Acesso em: 17 set. 2018.

ALMEIDA, Jorge Alberto; DIAS, Leonardo Files. Turbina hidrocinética axial. 2004.

ALZAMORA GUZMÁN, Vladimir J.; GLASSCOCK, Julie A.; WHITEHOUSE, Ferris. Design and construction of an off-grid gravitational vortex hydropower plant: A case study in rural Peru. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 35, n. November 2018, p. 131–138, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.06.004>.

An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments. [S.l: s.n.], 2013. Disponível em: <https://www.amazon.com.br/Evaluation-Department-Hydrokinetic-Resource-Assessments-ebook/dp/B00D6LZECE?keywords=hydrokinetic+and+marine&qid=1536950754&sr=8-1-fkmrnull&ref=sr_1_fkmrnull_1>. Acesso em: 14 set. 2018.

ANA. *Hidroweb - Sistema de informações hidrológicas*. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.snirh.gov.br/hidroweb/publico/mapa_hidroweb.jsf>. Acesso em: 14 set. 2018. , 2015

ANEEL. Micro e minigeração distribuídas. *Cadernos Temáticos ANEEL*, p. 34, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false>.

ANEEL. Resolução Normativa 482/2012: texto integral, indicando inclusões e exclusões feitas até a Resolução Normativa 786/2017. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

ANEEL aprova edital do 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Sala de Imprensa - ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-edital-do-2-leilao-de-energia-de-reserva-de-2016/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 28 fev. 2020.

ANEEL aprova sub-rogação de CCC para projeto de térmica no Pará - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14567030&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=aneel-aprova-sub-rogacao-de-ccc-para-projeto-de-termica-no-para&inheritRedirect=true>. Acesso em: 21 jan. 2020.

ANEEL autoriza repasse financeiro para interligação de Itacoatiara (AM) ao SIN - Sala de Imprensa - ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-autoriza-repasse-financeiro-para-interligacao-de-itacoatiara-am-ao-sin/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 21 jan. 2020.

ANGELIS-DIMAKIS, Athanasios *et al.* Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 2, p. 1182–1200, 2011. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.049>.

Annual Energy Outlook 2015: With Projections to 2040 - Google Livros. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=5lnmw56wL80C&oi=fnd&pg=PA51&dq=U.S+Energy+Information+Administration+(EIA.+Annual+energy+outlook+2015+with+projections+to+2040.+2015.+Washington+DC.&ots=2Y5H792_Rb&sig=ezSoMPrODcjm3wLQLmSvtAs97DI&redir_esc>. Acesso em: 14 fev. 2020.

ANYI, Martin; KIRKE, Brian. Review Evaluation of small axial flow hydrokinetic turbines for remote communities. *ESD*, v. 14, p. 110–116, 2010.

ARANGO, Moriel a. Resource Assessment and Feasibility Study for Use of Hydrokinetic Turbines in the Tailwaters of the Priest Rapids Project. p. 158, 2011.

ART. *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL*. . [S.l: s.n.], [S.d.].

ASSUMPTIONS KAY SMITH, Macroeconomic A *et al. I n t e r n a t i o n a l E n e r g y O u t l o o k 2 0 0 9*. . [S.l: s.n.], 2009. Disponível em: <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html.>. Acesso em: 19 fev. 2020.

Autorizadas sub-rogações para interligar Parintins e Humaitá (AM) ao SIN - Sala de Imprensa - ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/autorizadas-sub-rogacoes-para-interligar-parintins-e-humaita-am-ao-sin/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 21 jan. 2020.

AYODELE, Esan *et al.* Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas –

A field demonstration in West Africa. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 35, n. June, p. 89–97, 2019.

BACHANT, Peter; WOSNIK, Martin. Effects of reynolds number on the energy conversion and near-wake dynamics of a high solidity vertical-axis cross-flow turbine. *Energies*, v. 9, n. 2, p. 1–18, 2016.

BAKHSHANDEH ROSTAMI, Ali; FERNANDES, Antonio Carlos. The effect of inertia and flap on autorotation applied for hydrokinetic energy harvesting. *Applied Energy*, v. 143, p. 312–323, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.051>.

BARROS, M. L. C.; ROSMAN, P. C. C.; TELLES, J. C. F. An effective wetting and drying algorithm for numerical shallow water flow models. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, v. 37, n. 3, p. 803–819, 2015. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/s40430-014-0211-6>.

BARROS, Maria de Lourdes Cavalcanti; ROSMAN, Paulo Cesar Colonna. A study on fish eggs and larvae drifting in the Jirau reservoir, Brazilian Amazon. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, v. 40, n. 2, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40430-017-0951-1>.

BEHROUZI, Fatemeh *et al.* Renewable energy potential in Malaysia: Hydrokinetic river/marine technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 62, p. 1270–1281, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.020>.

BIG-ANEEL. *(BIG), Banco de Informações de Geração*. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 17 set. 2018. , 2017

BRADLEY, Alan. Long delay timer using only one 555 chip. *Electronics World*, v. 110, n. 1817, p. 46, 2004. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.045>.

BRASIL. *Entenda como funciona o mercado de crédito de carbono*. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/noticias/meio-ambiente/2012/04/entenda-como-funciona-o-mercado-de-credito-de-carbono>. Acesso em: 27 nov. 2018.

BRASIL JR., Antonio Cesar Pinho *et al.* Turbina Hidrocinética Geração 3. *Citenel*, p. 1–10, 2007. Disponível em: <http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081205101337-it46.pdf>.

BRYDEN, I G; GRINSTED, T; MELVILLE, G T. Assessing the potential of a simple tidal channel to deliver useful energy. 2005. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/apor>. Acesso em: 7 dez. 2018.

CACHAPUZ, Paulo Brandi. *Eletrificação Rural no Brasil - Uma Visão Histórica*. [S.l: s.n.], 2016.

CASILA, Joan Cecilia *et al.* Sustainable Energy Technologies and Assessments journal homepage Potential of the Molawin creek for micro hydro power generation: An assessment. 2019.

CHOK, Eu Tjin; LIM, Yun Seng; CHUA, Kein Huat. Novel fuzzy-based control strategy for standalone power systems for minimum cost of electricity in rural areas. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 31, n. October 2017, p. 199–211, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.12.008>.

Colorado initiative puts ag hydropower to work | 2017-06-06 | Agri-Pulse. Disponível em: <https://www.agri-pulse.com/articles/9329-colorado-initiative-puts-ag-hydropower-to-work>. Acesso em: 8 abr. 2020.

CONTRERAS, Leidy Tatiana; LOPEZ, Omar Dario; LAIN, Santiago. Computational fluid dynamics modelling and simulation of an inclined horizontal axis hydrokinetic turbine. *Energies*, v. 11, n. 11, 2018.

D'AUTEUIL, Samuel *et al.* Riverine hydrokinetic resource assessment using low cost winter imagery. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.057>. Acesso em: 12 fev. 2020.

D9357. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9357.htm#art1>. Acesso em: 23 abr. 2020.

DA SILVA HOLANDA, Patrícia *et al. AVALIAÇÃO DE POTENCIAL HIDROCINÉTICO À JUSANTE DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS*. . [S.l: s.n.], [S.d.]. Disponível em: <http://www.proderna.propesp.ufpa.br/ARQUIVOS/teses/2017/Patricia da Silva Holanda.pdf>. Acesso em: 24 out. 2018.

DAVILA-VILCHIS, J. M.; MISHRA, R. S. Performance of a hydrokinetic energy system using an axial-flux permanent magnet generator. *Energy*, v. 65, p. 631–638, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.040>.

DE ABREU, Carlos Henrique M. *et al.* Hydrodynamic modeling and simulation ofwater residence time in the estuary of the lower Amazon river. *Water (Switzerland)*, v. 12, n. 3, 2020.

DE ESTADOS IBERO-AMERICANOS PARA EDUCAÇÃO, Organização. *CADEIA DE VALOR DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL*. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <www.sebrae.com.br>. Acesso em: 16 nov. 2018.

Decreto n^{o} 7246. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7246.htm>. Acesso em: 29 mar. 2020.

Decreto n^{o} 8493. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8493.htm>. Acesso em: 19 jan. 2020.

Demanda contratada - Busca - ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=15047783&_101_type=content&_101_groupId=6568>. Acesso em: 27 abr. 2020.

DONEGAN, James. *Igiugig, Alaska: Case study in solving the global problem of costly and inadequate access to electricity in remote regions*. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <www.orpc.co>. Acesso em: 7 jul. 2020.

DOUGLAS, C. A.; HARRISON, G. P.; CHICK, J. P. Life cycle assessment of the

Seagen marine current turbine. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, v. 222, n. 1, p. 1–12, 2008.

EDDINE, Seif *et al.* Peer-Reviewed Technical Communication Harnessed by a Marine Current Turbine. *October*, v. 32, n. 4, p. 786–797, 2007.

EDENHOFER, Ottmar *et al. Direct Solar Energy*. [S.l: s.n.], 2011. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf>. Acesso em: 17 set. 2018.

ELBATRAN, A. H. *et al.* Numerical and experimental investigations on efficient design and performance of hydrokinetic Banki cross flow turbine for rural areas. *Ocean Engineering*, v. 159, n. December 2017, p. 437–456, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2018.04.042>.

Eletrificação rural na Nigéria - SMART HYDRO POWER. Disponível em: <https://www.smart-hydro.de/decentralized-rural-electrification-projects-worldwide/nigeria-rural-electrification/#project>. Acesso em: 8 abr. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (BRASIL). *BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - BRAZILIAN ENERGY BALANCE MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA*. , nº 303. Rio de Janeiro: [s.n.], 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf>. Acesso em: 16 jan. 2019.

EN MONTOYA RAMÍREZ, Rub D; ISAZA CUERVO, Felipe; ESAR ANTONIO MONSALVE RICO, C. Technical and financial valuation of hydrokinetic power in the discharge channels of large hydropower plants in Colombia: A case study. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.047>. Acesso em: 17 jul. 2020.

Energia das ondas e das marés - Renovável. Disponível em: <https://www.renewableuk.com/page/WaveTidalEnergy>. Acesso em: 19 fev. 2020.

Energia Hidrocinética: Projeto Tucunaré apresenta resultados e busca parceria para desenvolver protótipo de turbina | Agencia Eletrobras Eletronorte. Disponível em: <http://agencia.eletronorte.gov.br/site/2016/05/05/energia-hidrocinetica-projeto-tucunare-apresenta-resultados-e-busca-parceria-para-desenvolver-prototipo-de-turbina/>. Acesso em: 17 set. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Us. *International Energy Outlook 2019*. . [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <www.eia.gov/ieo>. Acesso em: 19 fev. 2020.

Energy Revolution: Policies For A Sustainable Future - Howard Geller - Google Livros. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=Th4GOkHZ5YYC&oi=fnd&pg=PR7&ots=JELfPa_omv&sig=rvQTaFZS-ZnfzLGjIvJ0AKGoYEs&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false>. Acesso em: 12 fev. 2020.

EPE. *SISTEMAS ISOLADOS PLANEJAMENTO DO ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS HORIZONTE 2023-CICLO 2018*. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 20 ago. 2019.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Publicações*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>. Acesso em: 20 ago. 2019.

ERIKSSON, Sandra; BERNHOFF, Hans; LEIJON, Mats. *Evaluation of different turbine concepts for wind power*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l: s.n.]. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/rser>. Acesso em: 17 set. 2018. , 2008

Estudos e Pesquisas para Subsidiar a Elaboração de Políticas e Projetos relacionados ao Desenvolvimento Produtivo e à Inovação Industrial no Brasil, assim como para o Desenvolvimento de Ações de Fomento ao Desenvolvimento Tecnológico e Regional Sondagem de Inovação. . [S.l: s.n.], [S.d.]. Disponível em: <https://old.abdi.com.br/Estudo/2018 - 1º TRIM.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2018.

EUA, Departamento de Energia. *Marine and Hydrokinetic Technology Database | Open Energy Information*. Disponível em: <https://openei.org/wiki/Marine_and_Hydrokinetic_Technology_Database>. Acesso em: 9 ago. 2019.

EVANS, Annette; STREZOV, Vladimir; EVANS, Tim J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. [S.d.]. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/rser>. Acesso em: 12 fev. 2020.

FAEZ HASSAN, Haydar; EL-SHAFIE, Ahmed; KARIM, Othman A. Tidal current turbines glance at the past and look into future prospects in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 8, p. 5707–5717, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.06.016>.

FELIPE, Ivan. Análise técnica e econômica de parques hidrocinéticos com base em previsões numéricas (CFD) e dados experimentais Ivan Felipe Silva dos Santos Análise técnica e econômica de parques hidrocinéticos com base em previsões numéricas (CFD) e dados experime. 2019.

FELIPE, Ivan *et al.* Energy potential and economic analysis of hydrokinetic turbines implementation in rivers: An approach using numerical predictions (CFD) and experimental data. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.018>. Acesso em: 31 jan. 2020.

FERREIRA, Paula *et al.* A mixed-method approach for the assessment of local community perception towards wind farms. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 33, n. December 2018, p. 44–52, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.02.004>.

FILIZOLA, Naziano *et al.* Preliminary analysis of potential for river hydrokinetic energy technologies in the Amazon basin. 2015.

FILIZOLA, Naziano; GUYOT, Jean Loup. The use of Doppler technology for suspended sediment discharge determination in the River Amazon. *Hydrological Sciences Journal*, v. 49, n. 1, p. 143–154, 2004. Disponível em: <http://www.tandfonline.com/action/journalInformation?journalCode=thsj20>. Acesso em: 17 set. 2018.

FILIZOLA, Naziano; GUYOT, Jean Loup; GUIMARÃES, Valdemar. Measuring the discharge of the Amazon River using Doppler technology (Manacapuru, Amazonas, Brazil). *Hydrological Processes*, v. 23, n. 22, p. 3151–3156, 2009.

FLORES, Wilfredo. Manual de Planificación Energética Julio , 2014. n. March 2017, 2018.

FOUZ, D. M. *et al.* Hydrokinetic energy exploitation under combined river and tidal flow. *Renewable Energy*, v. 143, p. 558–568, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.035>.

FRAENKEL, P. L. Marine current turbines: Pioneering the development of marine kinetic energy converters. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, v. 221, n. 2, p. 159–169, 17 Mar. 2007. Disponível em: <http://journals.sagepub.com/doi/10.1243/09576509JPE307>. Acesso em: 14 fev. 2020.

FRAENKEL, Peter L. *Marine current turbines: Pioneering the development of marine kinetic energy converters*. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*. [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.homepages.ed.ac.uk/shs/Tidal Stream/April 07 I MechE papers/Fraenkel.pdf>. Acesso em: 24 out. 2018. , 2007

GADONNEIX, Pierre; BARNÉS DE CASTRO, Francisco; DROUIN, Richard. *Officers of the World Energy Council*. . [S.l: s.n.], 2010. Disponível em: <www.worldenergy.org>. Acesso em: 17 set. 2018.

Geração Distribuída. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/print.html>. Acesso em: 19 jan. 2020.

GLOBAL ENERGY SCENARIOS COMPARISON REVIEW ABOUT THE WORLD ENERGY COUNCIL. . [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <www.worldenergy.org>. Acesso em: 19 fev. 2020.

Google Earth. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@-3.10820751,-59.85445863,5.71420037a,43092.91118792d,35y,0h,0t,0r>. Acesso em: 23 out. 2018.

GORBENA, E G *et al.* Influência da presença de parques de conversores de energia hidrocinética no movimento de sedimentos em cenários idealizados da baía de São Marcos, MA. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 20, p. 379–393, 2015.

GOTELLI, Clemente *et al.* Experimental and numerical investigation of wake interactions of marine hydrokinetic turbines. *Energies*, v. 12, n. 16, p. 1–17, 2019.

GUERRA, Maricarmen; THOMSON, Jim. Wake measurements from a hydrokinetic river turbine. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.052>. Acesso em: 12 fev. 2020.

GUNAWAN, Budi; ROBERTS, Jesse; NEARY, Vincent S. *HYDRODYNAMIC EFFECTS OF HYDROKINETIC TURBINE DEPLOYMENT IN AN IRRIGATION CANAL*. . [S.l: s.n.], 2015a. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/316319804>. Acesso em: 19 fev. 2020.

GUNAWAN, Budi; ROBERTS, Jesse; NEARY, Vincent S. *HYDRODYNAMIC*

EFFECTS OF HYDROKINETIC TURBINE DEPLOYMENT IN AN IRRIGATION CANAL WEC-Sim (Wave Energy Converter SIMulator) View project Remediation of contaminated sediments View project. . [S.l: s.n.], 2015b. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/316319804>. Acesso em: 8 abr. 2020.

GUNER, Faruk; ZENK, Hilmi. Experimental, numerical and application analysis of hydrokinetic turbine performance with fixed rotating blades. *Energies*, v. 13, n. 3, 2020.

GÜNEY, M. S.; KAYGUSUZ, K. Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 9, p. 2996–3004, 2010.

GUNEY, Mukrimin Sevket. *Evaluation and measures to increase performance coefficient of hydrokinetic turbines*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l.]: Elsevier Ltd. , 1 Out. 2011

HAGERMAN, George; POLAGYE, Brian. Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) devices. *Electric Power Research Institute*, p. 1–57, 2006. Disponível em: <http://mhk.pnnl.gov/wiki/images/8/84/Tidal_Current_Energy_Resources_with_TISEC.pdf>.

HASLETT, John R *et al.* Offshore renewable energy and nature conservation: the case of marine tidal turbines in Northern Ireland. *Biodiversity and Conservation*, v. 27, p. 1619–1638, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10531-016-1268-6>. Acesso em: 7 dez. 2018.

HOLANDA, Patrícia da Silva *et al.* Assessment of hydrokinetic energy resources downstream of hydropower plants. *Renewable Energy*, v. 101, p. 1203–1214, 2017.

HOQ, Md Tanbhir *et al.* Micro Hydro Power: Promising Solution for Off-grid Renewable Energy Source. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, v. 2, 2011. Disponível em: <http://www.ijser.org>. Acesso em: 12 fev. 2020.

HUNT, Julian David *et al.* Dams with head increaser effect: Harnessing potential and kinetic power from rivers with large head and flow variation. *Energy Conversion and Management*, v. 157, n. November 2017, p. 549–561, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.034>.

Hydrokinetic in-stream turbines river & canal – SMART HYDRO POWER. Disponível em: <https://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/hydrokinetic-turbines-river-canal/>. Acesso em: 3 set. 2019.

Hydropower Basics | Department of Energy. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-basics>. Acesso em: 19 fev. 2020.

HydroQuest River - Hydroquest. Disponível em: <https://www.hydroquest.net/the-benefits-of-river-current-turbines/>. Acesso em: 8 abr. 2020.

hydrovolts.com. Disponível em: <http://hydrovolts.com/?reqp=1&reqr=>. Acesso em: 8 abr. 2020.

IBGE | Agência de Notícias | SIS 2015: desigualdades de gênero e racial diminuem em uma década, mas ainda são marcantes no Brasil. Disponível em:

<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/9626-sis-2015-desigualdades-de-genero-e-racial-diminuem-em-uma-decada-mas-ainda-sao-marcantes-no-brasil>. Acesso em: 27 nov. 2018.

IBGE | Brasil em Síntese | Brasil | Panorama. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama>. Acesso em: 17 set. 2018.

IRD. *SO HYBAM - The Environmental Research Observatory on the Rivers of the Amazon, Orinoco and Congo Basins*. Disponível em: <http://www.ore-hybam.org/>. Acesso em: 24 out. 2018.

JACOBUS VERMAAK, Herman; KUSAKANA, Kanzumba; KOKO, Sandile Philip. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 29, p. 625–633, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.066>. Acesso em: 14 set. 2018.

JOHNSON, J.B.; PRIDE, D.J. River, tidal and ocean current hydrokinetic energy technologies: Status and future opportunities in Alaska. *Alaska Center for Energy and Power*, p. 1–28, 2010. Disponível em: <http://www.uaf.edu/files/acep/2010_11_1_State_of_the_Art_Hydrokinetic_Final.pdf>.

JUMARE, Ismail Abubakar; BHANDARI, Ramchandra; ZERGA, Abdellatif. Assessment of a decentralized grid-connected photovoltaic (PV) / wind / biogas hybrid power system in northern Nigeria. *Energy, Sustainability and Society*, v. 10, n. 1, p. 30, 28 Ago. 2020. Disponível em: <https://energsustainsoc.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13705-020-00260-7>. Acesso em: 29 jan. 2021.

KAUNDA, Chiyembekezo S.; KIMAMBO, Cuthbert Z.; NIELSEN, Torbjorn K. *A technical discussion on microhydropower technology and its turbines*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l.]: Elsevier Ltd. , 1 Jul. 2014

KHAN Ã, MJ; IQBAL, MT; QUAICOE, Je. River current energy conversion systems: Progress, prospects and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 12, p. 2177–2193, 2008. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/rser>. Acesso em: 19 fev. 2020.

KHAN, M. J. *et al.* Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy*, v. 86, n. 10, p. 1823–1835, 2009. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017>.

KIRKE, Brian. Hydrokinetic and ultra-low head turbines in rivers: A reality check. *Energy for Sustainable Development*, v. 52, p. 1–10, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.06.002>.

KOSNIK, Lea. The potential of water power in the fight against global warming in the US. *Energy Policy*, v. 36, n. 9, p. 3252–3265, 2008. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/enpol>. Acesso em: 17 set. 2018.

KUMAR, Anuj; SAINI, R. P. Performance analysis of a single stage modified Savonius hydrokinetic turbine having twisted blades. *Renewable Energy*, v. 113, p. 461–478,

Ago. 2017a. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148117301830>. Acesso em: 26 out. 2018.

KUMAR, Anuj; SAINI, R. P. *Performance analysis of a single stage modified Savonius hydrokinetic turbine having twisted blades*. [S.l.]: Elsevier Ltd, 2017b. v. 113. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.006>.

KUMAR, Dinesh; SARKAR, Shibayan. A review on the technology, performance, design optimization, reliability, techno-economics and environmental impacts of hydrokinetic energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 58, p. 796–813, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.247>.

KUPFER, David *et al. Avaliação das Perspectivas de Desenvolvimento Tecnológico para a Indústria de Bens de Capital para Energia Renovável (PDTS-IBKER) Relatório de Pesquisa*. . [S.l: s.n.], 2012. Disponível em: <www.ie.ufrj.br>. Acesso em: 22 nov. 2018.

KUSAKANA, Kanzumba. Feasibility analysis of river off-grid hydrokinetic systems with pumped hydro storage in rural applications. *Energy Conversion and Management*, v. 96, p. 352–362, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.089>.

KUSAKANA, Kanzumba; VERMAAK, Herman Jacobus. Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: Case of South Africa. *Renewable Energy*, v. 55, p. 467–473, 1 Jul. 2013.

KUSCH-BRANDT. Urban Renewable Energy on the Upswing: A Spotlight on Renewable Energy in Cities in REN21's "Renewables 2019 Global Status Report". *Resources*, v. 8, n. 3, p. 139, 2 Ago. 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2079-9276/8/3/139>. Acesso em: 12 fev. 2020.

LAASASENAHO, K. *et al.* GIS-data related route optimization, hierarchical clustering, location optimization, and kernel density methods are useful for promoting distributed bioenergy plant planning in rural areas. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 32, n. October 2018, p. 47–57, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.01.006>.

LATA-GARCÍA, Juan *et al.* Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery. *Energy*, v. 159, p. 611–620, 2018.

LAWS, Nicholas D.; EPPS, Brenden P. Hydrokinetic energy conversion: Technology, research, and outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 1245–1259, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.189>.

LEE, Jiyong *et al.* Wake characteristics and power performance of a drag-driven in-bank vertical axis hydrokinetic turbine. *Energies*, v. 12, n. 19, 2019.

LEIJON, Jennifer *et al.* Marine Current Energy Converters to Power a Reverse Osmosis Desalination Plant. *Energies*, v. 11, n. 11, 2018.

Leilão de Energia de Reserva contrata 180,3 MW de 30 usinas - Sala de Imprensa - ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-

/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-energia-de-reserva-contrata-180-3-mw-de-30-pequenas-centrais-e-geradoras-hidreletricas/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 28 fev. 2020.

LEONARDO, João *et al.* Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 3165–3177, 2011. Disponível em: <https://ac-els-cdn.ez108.periodicos.capes.gov.br/S1364032111001432/1-s2.0-S1364032111001432-main.pdf?_tid=e0c5c577-b32b-40c3-9a78-f584c248eb00&acdnat=1537224970_4d5a5ea3c66385503a5437c33a8e91ab>. Acesso em: 17 set. 2018.

LIU, Yue; PACKEY, Daniel J. Combined-cycle hydropower systems - The potential of applying hydrokinetic turbines in the tailwaters of existing conventional hydropower stations. *Renewable Energy*, v. 66, p. 228–231, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.007>.

LOOTS, I. *et al. A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l.]: Elsevier Ltd. , 13 Jun. 2015

LOPES, Yona; FERNANDES, Natalia Castro; CHRISTINA, Débora Muchaluat. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. *Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos*, p. 2–55, 2015.

LOPEZ, Anthony *et al.* U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. *National Renewable Energy Laboratory Document*, v. 1, n. 7, p. 1–40, 2012.

MALHEIRO, Andr *et al.* Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.066>. Acesso em: 14 fev. 2020.

MANDELLI, Stefano *et al.* Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.338>. Acesso em: 12 fev. 2020.

Microsoft Power BI. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 31 mar. 2021.

MILLER, Veronica B; LANDIS, Amy E; SCHAEFER, Laura A. A benchmark for life cycle air emissions and life cycle impact assessment of hydrokinetic energy extraction using life cycle assessment. 2011. Disponível em: <https://ac-els-cdn.ez108.periodicos.capes.gov.br/S0960148110003861/1-s2.0-S0960148110003861-main.pdf?_tid=a1e2a5e2-4822-4514-8d10-22242acaa78d&acdnat=1543928377_29538ac51e01748d2fb6de8f091d0ec5>. Acesso em: 4 dez. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (versão para consulta pública)*. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026.pdf/474c63d5-a6ae-451c-8155-ce2938fbf896>. Acesso em: 17 out. 2018.

Modelo Hidrodinâmico. Disponível em: <http://www.sisbahia.coppe.ufrj.br/ManualSisBAHIA/D7Modelo Hidrodinamico.htm>. Acesso em: 17 set. 2018.

Monthly OECD electricity statistics – Analysis - IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/monthly-oecd-electricity-statistics>. Acesso em: 19 fev. 2020.

MYERS, L; BAHAJ, A S. Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race. *Renewable Energy*, v. 30, n. 11, p. 1713–1731, 2005. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/renene>. Acesso em: 17 set. 2018.

MYERS, L E; BAHAJ, A S. An experimental investigation simulating flow effects in first generation marine current energy converter arrays. *Renewable Energy*, v. 37, p. 28–36, 2012. Disponível em: <www.energy.soton.ac.uk.>. Acesso em: 13 nov. 2018.

NACIONAL, Operador; ELÉTRICO, Sistema. *PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2020 PEN SISOL 2020*. . [S.l: s.n.], 2019.

NAÇÕES UNIDAS. *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas*. [S.l: s.n.], 2003. Disponível em: <https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/27838/1/S2003004_es.pdf>. Acesso em: 18 out. 2018.

NIEBUHR, C. M. *et al.* A review of hydrokinetic turbines and enhancement techniques for canal installations: Technology, applicability and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 113, n. January, p. 109240, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.047>.

Notícias EPE publica instruções para a apresentação de propostas de solução de suprimento em Sistemas Isolados. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-instrucoes-para-a-apresentacao-de-propostas-de-solucao-de-suprimento-em-sistemas-isolados>. Acesso em: 19 jan. 2020.

NSAFON, Benyoh Emmanuel Kigha *et al.* Integrating multi-criteria analysis with PDCA cycle for sustainable energy planning in Africa: Application to hybrid mini-grid system in Cameroon. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 37, n. November 2019, p. 100628, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100628>.

NUNES, Matheus M *et al.* An experimental study on the diffuser-enhanced propeller hydrokinetic turbines. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.056>. Acesso em: 12 fev. 2020.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. *Marine and Hydrokinetic Resource Assessment and Characterization*. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/marine-and-hydrokinetic-resource-assessment-

and-characterization>. Acesso em: 17 set. 2018.

OLATOMIWA, Lanre *et al.* Hybrid renewable energy supply for rural healthcare facilities: An approach to quality healthcare delivery. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 30, n. August, p. 121–138, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.09.007>.

OLATOMIWA, Lanre; MEKHILEF, Saad; OHUNAKIN, Olayinka S. Hybrid renewable power supply for rural health clinics (RHC) in six geo-political zones of Nigeria. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 13, p. 1–12, 2016.

OLIVEIRA, Carlos Henrique da Costa *et al.* Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 45, n. 6, p. 22, 2021. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S221313882100089 8?token=1134EE4AA1BE1B0D89EE38C1637E58A616AFA779D4C253235E99FC1E3BEF5DDB005D18FCCC9A8AE3E1C52162C925ABF5&originRegion=us-east-1&originCreation=20210414133820>. Acesso em: 14 abr. 2021.

OPTION, A Renewable Energy. Renewable energy option. Hydrokinetic power. [S.d.].

ORTEGA-ACHURY, Sandra L *et al. Hydrokinetic Power Review*. . [S.l: s.n.], 2010.

PATEL, Vimal; ELDHO, T I; PRABHU, S V. Performance enhancement of a Darrieus hydrokinetic turbine with the blocking of a specific flow region for optimum use of hydropower. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.074>. Acesso em: 12 fev. 2020.

Pesquisa e desenvolvimento de energia marinha e hidrocinética | Departamento de Energia. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/marine-and-hydrokinetic-energy-research-development>. Acesso em: 19 fev. 2020.

PICOLO, Ana Paula; RÜHLER, Alexandre J.; RAMPINELLI, Giuliano Arns. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 36, n. 4, p. 01–13, 2014. Disponível em: <www.sbfisica.org.brUmaabordagemsobreaenergiaeólicacomoalternativadeensino>. Acesso em: 17 set. 2018.

PORTUGAL-PEREIRA, Joana *et al.* Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Techno-economic and environmental assessment in Brazil. *Biomass and Bioenergy*, v. 81, n. April, p. 521–533, 2015.

PREVISIC, M; BEDARD, Roger; POLAGYE, Brian. System level design, performance, cost and economic assessment–Alaska river in-stream power plants. *Epri Rp*, 2008. Disponível em: <http://www.re-vision.net/documents/System Level Design, Performance, Cost and Economic Assessment - Alaska River In-Stream Power Plants.pdf>.

Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos - Sala de Imprensa - ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/primeiro-leilao-de-geracao-de-

2016-comercializa-energia-de-29-empreendimentos/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 28 fev. 2020.

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Luz-para-Todos.aspx>. Acesso em: 29 mar. 2020.

Projetos de eletrificação em todo o mundo - SMART HYDRO POWER. Disponível em: <https://www.smart-hydro.de/decentralized-rural-electrification-projects-worldwide/>. Acesso em: 19 fev. 2020.

Publicações. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-de-planejamento-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-horizonte-2024-ciclo-2019>. Acesso em: 13 mai. 2020.

PUNYS, P *et al.* Riverine hydrokinetic resource assessment. A case study of a lowland river in Lithuania. 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.155>. Acesso em: 1 out. 2020.

RADKEY, Robert. *Definition of cost effective river turbine designs : final report for the period September 30, 1980-December 31, 1981*. [Oak Ridge Tenn.] ;Springfield Va.: U.S. Dept. of Energy ;;Available from National Technical Information Service, 1981.

RENEWABLE ENERGY AGENCY, International. *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*. . [S.l: s.n.], 2012. Disponível em: <www.irena.org/Publications>. Acesso em: 17 jul. 2020.

Renewables - Fuels & Technologies - IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>. Acesso em: 13 fev. 2020.

REPORT, Background. Global Potential of Renewable Energy Sources : a Literature Assessment. n. March, 2008.

Resultado do Leilão n. 02/2016-ANEEL - Sistemas Isolados da CEPA. [S.d.].

Resultado do Leilão n. 02/2016 – Sistemas Isolados da Eletrobras Distribuição Amazonas – Grupo A – Lotes II e III. [S.d.].

RIGLIN, Jacob *et al.* Hydrokinetic turbine array characteristics for river applications and spatially restricted flows. *Renewable Energy*, v. 97, p. 274–283, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.081>.

Rios e mudanças climáticas | American Rivers. Disponível em: <https://www.americanrivers.org/threats-solutions/climate-change/>. Acesso em: 14 fev. 2020.

ROGER, Bedard *et al.* North American ocean energy status—March 2007. *Energy*, v. 8, n. March, p. 4–11, 2007.

ROSMAN, Paulo Cesar Colonna. Referência Técnica do SisBaHiA. *Fundação COPPETEC - COPPE/UFRJ*, p. 1–345, 2018. Disponível em: <http://www.sisbahia.coppe.ufrj.br/SisBAHIA_RefTec_V9d_.pdf>. Acesso em: 19 set. 2018.

ROSTAMI, Ali Bakhshandeh; ARMANDEI, Mohammadmehdi. Renewable energy harvesting by vortex-induced motions: Review and benchmarking of technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 70, n. June 2016, p. 193–214, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.202>.

RUBEM, Prof; RODRIGUES, Cesar. Energias alternativas: desafios e possibilidades para a amazônia. 2020.

SALLEH, Mohd Badrul; KAMARUDDIN, Noorfazreena M; MOHAMED-KASSIM, Zulfaa. Sustainable Energy Technologies and Assessments journal homepage Savonius hydrokinetic turbines for a sustainable river-based energy extraction: A review of the technology and potential applications in Malaysia. 2019.

SCHAEFFER, Roberto *et al.* The vulnerable Amazon: The impact of climate change on the untapped potential of hydropower systems. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 11, n. 3, p. 22–31, 2013.

Selecting sites for tidal current power extraction in Brazil R3 – Analyses of the effects of turbine array densities in the tidal currents in São Marcos Bay - MA. n. April, 2009.

SHAFEI, Mohamed Abdul Raouf *et al.* Novel approach for hydrokinetic turbine applications. *Energy for Sustainable Development*, v. 27, n. 2015, p. 120–126, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2015.05.006>.

SILVA, Paulo Augusto Strobel Freitas e. Estudo Numérico de Turbinas Hidrocinéticas de Eixo Horizontal. 2014.

SINDAT. Disponível em: <http://sindat.ons.org.br/SINDAT/Home/ControleSistema>. Acesso em: 13 dez. 2018.

SIPOT ELETROBRÁS. Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Estado (valores em MW) Dezembro de 2017. p. 1, 2017. Disponível em: <http://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>.

SisBAHIA - Manual do Usuário. Disponível em: <http://www.sisbahia.coppe.ufrj.br/ManualSisBAHIA/A1Index.htm>. Acesso em: 17 set. 2018.

SLEITI, Ahmad K. Tidal power technology review with potential applications in Gulf Stream. 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.150>. Acesso em: 12 fev. 2020.

Soluções HeliosAltas Micro-Hydro - HeliosAltas. Disponível em: <https://www.heliosaltas.com/>. Acesso em: 8 abr. 2020.

SOUZA, Fernanda Muniz De; OLIVEIRA, Thiago Fernandes. Estudo Experimental De Um Modelo Reduzido De Turbina Hidrocinética. *Posmec*, p. 1–10, 2003. Disponível em: <http://www.posgrad.mecanica.ufu.br/posmec/16/PDF/PM16-0067.pdf>.

SOUZA, Josiane do Socorro Aguiar De *et al.* Uso sustentável da energia elétrica gerada por uma turbina hidrocinética no norte do brasil. n. April, p. 1–10, 2015.

SPELLMAN, Frank R. *Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle*. Disponível em:

<https://www.amazon.com.br/gp/product/B00QFFYF5U/ref=oh_aui_d_detailpage_o01_?ie=UTF8&psc=1>. Acesso em: 14 set. 2018.

SUWANIT, Wannarat *et al.* Life cycle assessment of mini-hydropower plants in Thailand. *Int J Life Cycle Assess*, v. 16, p. 849–858, 2011. Disponível em: <www.Hydropower.org>. Acesso em: 4 dez. 2018.

TAH, Avisha; DAS, Debapriya. Operation of small hybrid autonomous power generation system in isolated, interconnected and grid connected modes. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 17, p. 11–25, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2016.07.001>.

Tarifas - ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/dados/tarifas>. Acesso em: 28 fev. 2020.

Tecnologias de energia para motores de água | Soluções para Energias Renováveis. Disponível em: <https://waterotor.com/>. Acesso em: 8 abr. 2020.

Turbina hidrocinética P66 - 3,5 kW - Guinard Energies. Disponível em: <https://www.guinard-energies.bzh/en/our-products/p66-hydrokinetic-turbine-3-5-kw/>. Acesso em: 8 abr. 2020.

Twelve Reasons to Exclude Large Hydro from Renewables Initiatives. . [S.l: s.n.], 2003. Disponível em: <www.riosvivos.org.br>. Acesso em: 14 fev. 2020.

U.S. GOVERNMENT, Department of Energy. *21st Century Guide to Hydrokinetic, Tidal, Ocean Wave Energy Technologies - Concepts, Designs, Environmental Impact (English Edition) eBook: U.S. Government, Department of Energy: Amazon.com.br: Loja Kindle*. Disponível em: <https://www.amazon.com.br/Century-Guide-Hydrokinetic-Energy-Technologies-ebook/dp/B004APA5R4?keywords=hydrokinetic+and+marine&qid=1536950588&sr=8-2-fkmr0&ref=sr_1_fkmr0_2>. Acesso em: 14 set. 2018.

Unidades de geração de energia - New Energy Corporation - Fabricante e desenvolvedor líder de turbinas hidrocinéticas. Disponível em: <https://www.newenergycorp.ca/power-generation-units.html>. Acesso em: 8 abr. 2020.

VÁSQUEZ, Francis Arody Moreno. *ANÁLISE DE GERADORES SÍNCRONOS DE ÍMÃS PERMANENTES EM SISTEMAS HIDROCINÉTICOS*. 2014. 120 f. Universidade de Brasília, 2014. Disponível em: <http://www.pecc.unb.br/wp-content/uploads/dissertacoes/M16-03A-Lilian-Alves.pdf>.

VERBRUGGEN, Aviel *et al.* Renewable energy costs, potentials, barriers: Conceptual issues. *Energy Policy*, v. 38, p. 850–861, 2009. Disponível em: <http://www.avielverbruggen.be>. Acesso em: 18 set. 2018.

VERMAAK, Herman Jacobus; KUSAKANA, Kanzumba; KOKO, Sandile Philip. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 29, p. 625–633, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.066>.

VON SPERLING, Eduardo. Hydropower in Brazil: overview of positive and negative environmental aspects peer-review under responsibility of [name organizer]. *Energy*

Procedia, v. 18, p. 110–118, 2012. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 17 set. 2018.

Water | Department of Energy. Disponível em: <https://www.energy.gov/science-innovation/energy-sources/renewable-energy/water>. Acesso em: 19 fev. 2020.

World Energy Resources: International Geohydroscience and Energy Research ... - Charles E. Brown - Google Livros. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=01_yCAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR7&dq=World+Energy+Resources&ots=zSXVWBYHCf&sig=aAbNGfWysBhkFr3A_2oQmemW3wI&redir_esc=y#v=onepage&q=World Energy Resources&f=false>. Acesso em: 12 fev. 2020.

World Energy Resources | 2016. . [S.l: s.n.], 2016. Disponível em: <www.worldenergy.org>. Acesso em: 19 fev. 2020.

YAH, Nor F.; OUMER, Ahmed N.; IDRIS, Mat S. *Small scale hydro-power as a source of renewable energy in Malaysia: A review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l.]: Elsevier Ltd. , 1 Mai. 2017

Yakima, Washington | instream. Disponível em: <https://www.instreamenergy.com/yakima-washington>. Acesso em: 8 abr. 2020.

YAO, Jianjun *et al.* Parameter analysis of savonius hydraulic turbine considering the effect of reducing flow velocity. *Energies*, v. 13, n. 1, 2019.

YOSHIDA, Takero *et al.* Use of a model turbine to investigate the high striking risk of fish with tidal and oceanic current turbine blades under slow rotational speed. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 37, n. October 2019, p. 100634, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100634>.

YUCE, M. Ishak; MURATOGLU, Abdullah. *Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [S.l.]: Elsevier Ltd. , 1 Mar. 2015

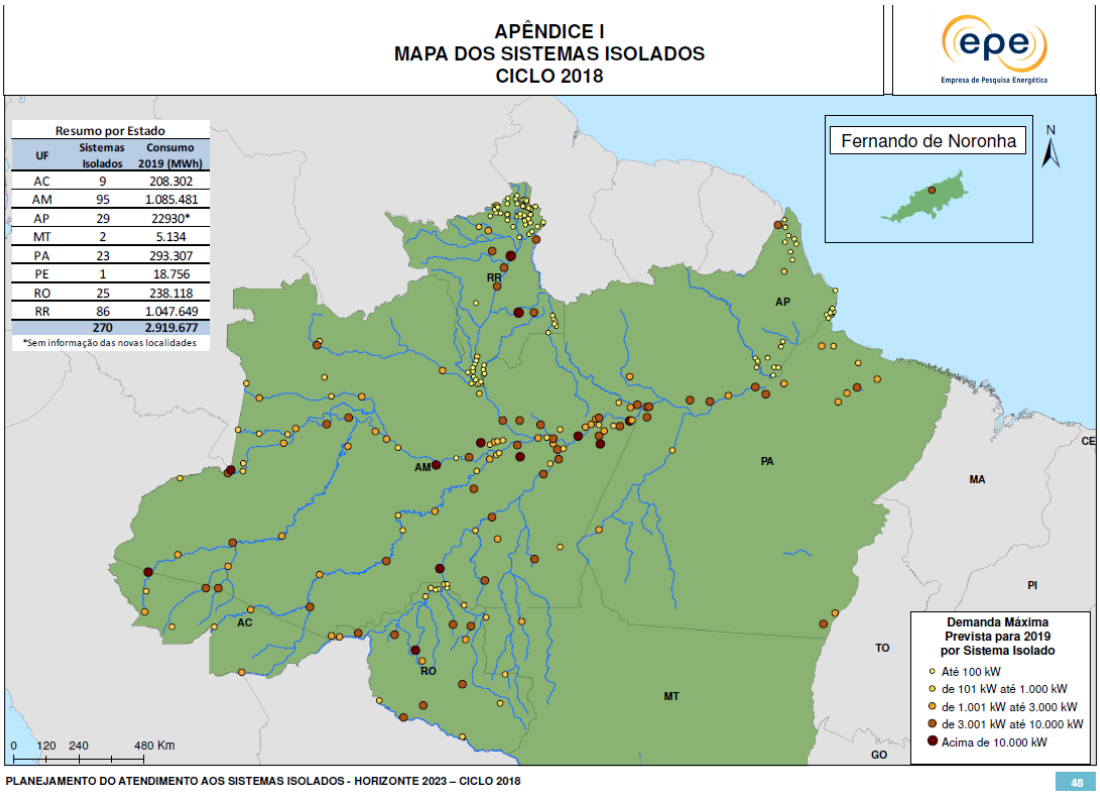
ZHANG, Meimei *et al.* Embodied energy and emergy analyses of a concentrating solar power (CSP) system. 2012. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/enpol>. Acesso em: 4 dez. 2018.

ZHOU, Hailong *et al. MAXIMUM POWER POINT TRACKING CONTROL OF HYDROKINETIC TURBINE AND LOW-SPEED HIGH-THRUST PERMANENT MAGNET GENERATOR DESIGN*. . [S.l: s.n.], 2012.

ZOMERS, Adriaan. *The challenge of rural electrification Articles*. *Energy for Sustainable Development*. [S.l: s.n.], 2003.

ANEXOS

ANEXO 1- Mapa dos Sistemas Isolados – Ciclo 2018.



ANEXO 2- Sistema Interligado Nacional – Rede de Operação – Horizonte 2023 («SINDAT», [S.d.]).

APÊNDICES

APÊNDICE 1- Potenciais energéticos de 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho).

City - State		Places	NGts	NGc	NG Error [%]	PSn [%]	PSn Error [%]	An [km2]	Ats [km2]	Ats [m2]	Wts [m]	Lseg [m]	NGts	Depth [m]	Depth Error [%]	HKPn/st [kW]	Vazão 1.5 m/s (m3/s)	Vazão 2.5 m/s (m3/s)	THP 1.5 m/s [MW]	THP 2.5 m/s [MW]	GP [MW/km2]	HKPn [MW]	EPn [MW]	EGn [GWh/y]	FEe [MW]	EDts [kW/m2]	PDHKts [kW/m2]	DEPunA [kW/m2]	PDHKhkr [kW/m2]	FEDunA [kW/m2]	FEDunD [kW/m]	MPn [GWh/y/km2]	CF 1.5 m/s [%]
Óbidos - PA	1	Nova Vida	12	21	3.78	72.50	9.38	2.28	0.02	22561.13	601.63	3482.45	12.03	37.50	6.25	1591.56	33841.69	56402.81	115.49	192.49	4.38	34.64	9.98	63.36	7.23	1.68	0.07	0.49	8.97	0.35	2.76	27.81	72.50
	2	São Lázaro	14	33	5.86	72.50	9.38	3.95	0.02	19911.10	724.04	5422.51	14.48	27.50	31.25	1915.39	29866.65	49777.75	158.71	264.52	4.74	64.91	18.70	118.73	13.55	1.68	0.10	0.49	13.57	0.35	2.76	30.08	72.50
	3	Nazaré	14	37	2.49	30.00	14.29	4.03	0.02	19506.30	709.32	5991.10	14.19	27.50	31.25	1876.45	29259.45	48765.75	171.79	286.32	5.02	70.26	20.24	53.18	6.07	1.68	0.10	0.49	13.57	0.15	1.14	13.18	30.00
	4	Várzea Alegre	11	19	10.52	42.50	15.00	1.68	0.02	16132.88	586.65	3185.32	11.73	27.50	31.25	1551.93	24199.31	40332.19	75.54	125.90	5.31	30.90	8.90	33.13	3.78	1.68	0.10	0.49	13.57	0.21	1.62	19.77	42.50
	5	Costa Fronteira	10	14	4.20	15.00	40.00	1.11	0.01	14315.68	520.57	2245.73	10.41	27.50	31.25	1377.12	21473.51	35789.19	47.26	78.77	5.00	19.33	5.57	7.31	0.84	1.68	0.10	0.49	13.57	0.07	0.57	6.57	15.00
	6	Boa Vista	4	2	9.97	42.50	22.73	0.07	0.01	5601.20	203.68	349.00	4.07	27.50	31.25	538.82	8401.80	14003.00	2.87	4.79	4.91	1.18	0.34	1.26	0.14	1.68	0.10	0.49	13.57	0.21	1.62	18.29	42.50
	7	Vila Vieira	14	19	5.80	52.50	12.50	2.23	0.02	20059.60	729.44	3097.09	14.59	27.50	31.25	1929.67	30089.40	50149.00	91.33	152.21	4.83	37.35	10.76	49.47	5.65	1.68	0.10	0.49	13.57	0.25	2.00	22.22	52.50
	8	Vila Menino Desus	15	26	5.93	52.50	12.50	3.17	0.03	28974.38	772.65	4292.38	15.45	37.50	25.00	2043.98	43461.56	72435.94	182.82	304.70	4.97	54.83	15.79	72.63	8.29	1.68	0.07	0.49	8.97	0.25	2.00	22.88	52.50
		Total City	**97**	**175**	**6.07**	**47.50**	**16.97**	**18.52**	**0.15**	**18382.78**	**606.00**	**3508.20**	**96.96**	**30.00**	**27.34**	**1603.12**	**27574.17**	**45956.95**	**845.82**	**1409.70**	**4.89**	**313.40**	**90.26**	**399.08**	**45.56**	**1.68**	**0.09**	**0.49**	**12.42**	**0.23**	**1.81**	**20.10**	**47.50**
Santarém - PA	9	Paricatuba	13	8	2.80	77.50	22.50	0.83	0.01	13195.40	659.77	1297.43	13.20	20.00	33.33	1745.37	19793.10	32988.50	25.17	41.94	4.93	14.15	4.08	27.67	3.16	1.68	0.13	0.49	22.05	0.38	2.95	33.45	77.50
	10	Curariaca	16	10	6.32	77.50	22.50	1.35	0.02	16211.80	810.59	1685.69	16.21	20.00	33.33	2144.35	24317.70	40529.50	40.17	66.95	4.80	22.59	6.51	44.17	5.04	1.68	0.13	0.49	22.05	0.38	2.95	32.62	77.50
	11	Arapixuna	8	20	14.84	40.00	20.00	1.58	0.01	13491.60	449.72	3342.33	8.99	30.00	25.00	1189.70	20237.40	33729.00	66.29	110.48	4.54	24.85	7.16	25.08	2.86	1.68	0.09	0.49	12.02	0.19	1.52	15.90	40.00
	12	Santarém	22	95	1.66	75.00	16.67	17.79	0.04	36665.64	1111.08	15302.82	22.22	33.00	17.50	2939.27	54998.46	91664.10	824.80	1374.66	4.55	281.12	80.96	531.92	60.72	1.68	0.08	0.49	10.58	0.36	2.86	29.90	75.00
		Total City	**61**	**135**	**6.41**	**67.50**	**20.42**	**21.55**	**0.08**	**19891.11**	**757.79**	**5407.07**	**60.62**	**25.75**	**27.29**	**2004.67**	**29836.67**	**49727.78**	**956.42**	**1594.04**	**4.70**	**342.72**	**98.70**	**628.85**	**71.79**	**1.68**	**0.11**	**0.49**	**16.67**	**0.33**	**2.57**	**27.97**	**67.50**
Monte Alegre - PA	13	Cacoal Grande	34	68	2.34	62.50	16.67	15.83	0.05	45681.23	1723.82	10986.96	34.48	26.50	33.75	4560.22	68521.85	114203.08	737.79	1229.65	5.70	313.14	90.19	493.76	56.37	1.68	0.10	0.49	14.30	0.30	2.38	31.18	62.50
	14	Santa Rita	24	38	4.20	52.50	30.00	8.06	0.03	33119.70	1249.80	6093.48	25.00	26.50	33.75	3306.24	49679.55	82799.25	296.67	494.44	4.50	125.92	36.26	166.78	19.04	1.68	0.10	0.49	14.30	0.25	2.00	20.69	52.50
	15	NI	14	8	8.10	75.00	21.05	0.95	0.01	12065.63	731.25	1333.28	14.63	16.50	17.50	1934.46	18098.44	30164.06	23.65	39.41	4.86	16.12	4.64	30.50	3.48	1.68	0.16	0.49	31.12	0.36	2.86	31.96	75.00
	16	NI	24	27	3.92	75.00	21.05	5.45	0.02	19918.64	1207.19	4469.58	24.14	16.50	17.50	3193.52	29877.95	49796.59	130.87	218.12	4.71	89.21	25.69	168.80	19.27	1.68	0.16	0.49	31.12	0.36	2.86	30.96	75.00
	17	NI	25	46	4.84	65.00	18.75	9.68	0.02	21417.50	1298.03	7448.27	25.96	16.50	17.50	3433.83	32126.24	53543.74	234.50	390.83	4.75	159.85	46.04	262.13	29.92	1.68	0.16	0.49	31.12	0.32	2.48	27.07	65.00
	18	Monte Alegre	23	14	6.75	42.50	22.73	2.65	0.04	41696.90	1191.34	2318.86	23.83	35.00	12.50	3151.59	62545.35	104242.25	142.13	236.89	4.97	45.68	13.15	48.97	5.59	1.68	0.08	0.49	9.80	0.21	1.62	18.49	42.50
		Total City	**148**	**204**	**5.03**	**62.08**	**21.71**	**42.63**	**0.17**	**28983.26**	**1233.57**	**5441.74**	**148.03**	**22.92**	**22.08**	**3263.31**	**43474.90**	**72458.16**	**1565.61**	**2609.35**	**4.91**	**749.92**	**215.98**	**1170.95**	**133.67**	**1.68**	**0.13**	**0.49**	**21.96**	**0.30**	**2.37**	**26.72**	**62.08**
Prainha - PA	19	N. S. Aparecida	48	103	1.61	62.50	16.67	41.18	0.05	48607.80	2430.39	16539.76	48.61	20.00	20.00	6429.39	72911.70	121519.50	1181.82	1969.71	4.65	664.63	191.41	1047.99	119.63	1.68	0.13	0.49	22.05	0.30	2.38	25.45	62.50
	20	Canaã	29	15	6.47	57.50	17.86	3.72	0.04	36744.00	1469.76	2531.59	29.40	25.00	16.67	3888.13	55116.00	91860.00	136.74	227.90	4.76	61.52	17.72	89.24	10.19	1.68	0.11	0.49	15.56	0.28	2.19	23.98	57.50
	21	Itanduba	7	5	22.83	60.00	14.29	0.37	0.01	5416.18	386.87	937.88	7.74	14.00	6.67	1023.43	8124.27	13540.45	7.47	12.45	4.69	6.00	1.73	9.08	1.04	1.68	0.19	0.49	44.09	0.29	2.29	24.67	60.00
	22	Santana	36	51	2.85	72.50	9.38	15.42	0.04	35083.12	1846.48	8187.54	36.93	19.00	24.00	4884.71	52624.68	87707.80	422.25	703.75	4.67	249.96	71.99	457.20	52.19	1.68	0.14	0.49	24.05	0.35	2.76	29.64	72.50
		Total City	**122**	**176**	**8.44**	**63.13**	**14.55**	**60.69**	**0.13**	**31462.78**	**1533.38**	**7049.19**	**122.67**	**19.50**	**16.83**	**4056.42**	**47194.16**	**78656.94**	**1748.28**	**2913.80**	**4.69**	**982.11**	**282.85**	**1603.51**	**183.05**	**1.68**	**0.14**	**0.49**	**26.44**	**0.31**	**2.40**	**25.94**	**63.13**
Almeirim - PA	23	Paranaquara	24	10	10.11	62.50	10.71	2.18	0.05	45892.13	1223.79	1745.41	24.48	37.50	6.25	3237.43	68838.19	114730.31	117.75	196.25	4.66	35.32	10.17	55.69	6.36	1.68	0.07	0.49	8.97	0.30	2.38	25.49	62.50
	24	Perola do Chicaia	24	49	5.03	62.50	10.71	9.60	0.05	46464.75	1239.06	7995.32	24.78	37.50	6.25	3277.83	69697.13	116161.88	546.11	910.18	4.91	163.80	47.17	258.27	29.48	1.68	0.07	0.49	8.97	0.30	2.38	26.91	62.50
	25	NI	13	5	12.67	52.50	4.55	0.61	0.01	12144.48	693.97	858.02	13.88	17.50	12.50	1835.84	18216.71	30361.19	15.32	25.53	4.66	9.84	2.84	13.04	1.49	1.68	0.15	0.49	27.85	0.25	2.00	21.44	52.50
	26	NI	9	8	16.39	60.00	14.29	0.71	0.01	8557.85	489.02	1408.82	9.78	17.50	12.50	1293.66	12836.78	21394.63	17.72	29.54	4.59	11.39	3.28	17.24	1.97	1.68	0.15	0.49	27.85	0.29	2.29	24.14	60.00
	27	Bom Lugar	15	6	12.37	80.00	11.11	0.83	0.01	13422.68	767.01	1071.18	15.34	17.50	12.50	2029.06	20134.01	33556.69	21.14	35.23	4.72	13.58	3.91	27.42	3.13	1.68	0.15	0.49	27.85	0.39	3.05	33.05	80.00
	28	Mazagão	15	7	8.96	72.50	14.71	0.93	0.01	13232.98	756.17	1220.23	15.12	17.50	12.50	2000.38	19849.46	33082.44	23.74	39.56	4.71	15.26	4.39	27.90	3.19	1.68	0.15	0.49	27.85	0.35	2.76	29.93	72.50
	29	Arumanduba	8	5	16.01	47.50	5.00	0.38	0.01	13123.50	437.45	870.94	8.75	30.00	25.00	1157.24	19685.25	32808.75	16.80	28.00	4.75	6.30	1.81	7.55	0.86	1.68	0.09	0.49	12.02	0.23	1.81	19.78	47.50
	30	Saracuru	7	4	14.12	40.00	20.00	0.25	0.01	10674.40	388.16	671.96	7.76	27.50	31.25	1026.84	16011.60	26686.00	10.54	17.57	4.91	4.31	1.24	4.35	0.50	1.68	0.10	0.49	13.57	0.19	1.52	17.22	40.00
	31	Ivaí	2	1	58.40	47.50	5.00	0.04	0.00	1842.90	122.86	313.06	2.46	15.00	25.00	325.02	2764.35	4607.25	0.85	1.41	5.20	0.64	0.18	0.76	0.09	1.68	0.18	0.49	37.79	0.23	1.81	21.64	47.50
		Total City	**122**	**101**	**17.12**	**58.33**	**10.68**	**15.54**	**0.17**	**18372.85**	**679.72**	**1794.99**	**122.35**	**24.17**	**15.97**	**1798.15**	**27559.28**	**45932.13**	**769.96**	**1283.27**	**4.79**	**260.44**	**75.01**	**412.23**	**47.06**	**1.68**	**0.12**	**0.49**	**21.41**	**0.28**	**2.22**	**24.40**	**58.33**
Porto de Moz - PA	32	Curupari	4	3	29.47	47.50	5.00	0.13	0.00	3667.13	222.25	612.46	4.45	16.50	17.50	587.94	5500.69	9167.81	3.30	5.50	4.81	2.25	0.65	2.70	0.31	1.68	0.16	0.49	31.12	0.23	1.81	20.01	47.50
	33	Aquiqui	46	105	1.58	72.50	3.33	40.18	0.07	70101.60	2336.72	16802.02	46.73	30.00	25.00	6181.60	105152.40	175254.00	1731.44	2885.73	4.65	649.15	186.95	1187.34	135.54	1.68	0.09	0.49	12.02	0.35	2.76	29.55	72.50
	34	Campinho	24	140	2.11	47.50	5.00	28.94	0.04	37894.09	1222.39	22463.17	24.45	31.00	16.22	3233.73	56841.14	94735.23	1251.30	2085.49	4.52	454.00	130.75	544.06	62.11	1.68	0.09	0.49	11.50	0.23	1.81	18.80	47.50
	35	Tapará	7	3	25.14	35.00	12.50	0.22	0.01	7320.00	366.00	613.18	7.32	20.00	20.00	968.22	10980.00	18300.00	6.60	11.00	4.83	3.71	1.07	3.28	0.37	1.68	0.13	0.49	22.05	0.17	1.33	14.82	35.00
	36	NI	37	42	2.29	72.50	3.33	12.41	0.06	56253.00	1875.10	6785.64	37.50	30.00	25.00	4960.42	84379.50	140632.50	561.12	935.20	4.88	210.37	60.59	384.79	43.93	1.68	0.09	0.49	12.02	0.35	2.76	31.01	72.50
		Total City	**120**	**295**	**12.12**	**55.00**	**5.83**	**81.89**	**0.18**	**35047.16**	**1204.49**	**9455.29**	**120.45**	**25.50**	**20.74**	**3186.38**	**52570.74**	**87617.91**	**3553.75**	**5922.92**	**4.74**	**1319.48**	**380.01**	**2122.17**	**242.26**	**1.68**	**0.11**	**0.49**	**17.74**	**0.27**	**2.10**	**22.84**	**55.00**
Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	37	NI	26	13	9.19	45.00	25.00	2.81	0.03	25596.61	1347.19	2210.15	26.94	19.00	24.00	3563.88	38394.92	63991.53	83.16	138.60	5.04	49.23	14.18	55.89	6.38	1.68	0.14	0.49	24.05	0.22	1.71	19.88	45.00
	38	NI	20	17	1.60	42.50	15.00	2.54	0.03	27584.43	1003.07	2755.78	20.06	27.50	21.43	2653.54	41376.64	68961.06	111.74	186.24	5.18	45.70	13.16	49.00	5.59	1.68	0.10	0.49	13.57	0.21	1.62	19.29	42.50
	39	NI	29	24	0.60	67.50	3.57	5.57	0.04	39945.68	1452.57	3856.17	29.05	27.50	21.43	3842.65	59918.51	99864.19	226.43	377.39	4.79	92.61	26.67	157.71	18.00	1.68	0.10	0.49	13.57	0.33	2.57	28.33	67.50
	40	Gurupá	31	33	1.38	52.50	12.50	8.63	0.05	50715.60	1560.48	5318.01	31.21	32.50	7.14	4128.12	76073.40	126789.00	396.47	660.78	4.58	137.21	39.52	181.73	20.75	1.68	0.08	0.49	10.80	0.25	2.00	21.07	52.50
	41	NI	19	17	1.74	60.00	14.29	2.82	0.03	26382.68	959.37	2741.09	19.19	27.50	8.33	2537.93	39574.01	65956.69	106.31	177.18	4.44	43.48	12.52	65.82	7.51	1.68	0.10	0.49	13.57	0.29	2.29	23.33	60.00
	42	Areias	14	13	3.90	60.00	14.29	1.59	0.03	30024.13	706.45	2144.54	14.13	42.50	5.56	1868.85	45036.19	75060.31	94.65	157.75	4.54	25.05	7.21	37.92	4.33	1.68	0.06	0.49	7.67	0.29	2.29	23.87	60.00
	43	NI	15	12	4.27	55.00	8.33	1.49	0.02	22414.39	772.91	1946.19	15.46	29.00	27.50	2044.67	33621.59	56035.98	64.13	106.88	4.80	24.87	7.16	34.51	3.94	1.68	0.09	0.49	12.60	0.27	2.10	23.15	55.00
	44	Itamarati	22	15	4.09	52.50	4.55	2.82	0.03	29240.90	1103.43	2494.48	22.07	26.50	24.29	2919.03	43861.34	73102.24	107.22	178.71	4.64	45.51	13.11	60.28	6.88	1.68	0.10	0.49	14.30	0.25	2.00	21.35	52.50
	45	NI	15	14	8.96	47.50	5.00	1.87	0.02	16176.30	770.30	2395.72	15.41	21.00	4.55	2037.76	24264.45	40440.75	56.97	94.95	4.70	30.51	8.79	36.56	4.17	1.68	0.13	0.49	20.35	0.23	1.81	19.56	47.50
	46	NI	23	18	2.21	45.00	10.00	3.45	0.03	34615.50	1153.85	2935.38	23.08	30.00	14.29	3052.41	51923.25	86538.75	149.37	248.94	4.68	56.00	16.13	63.58	7.26	1.68	0.09	0.49	12.02	0.22	1.71	18.44	45.00
		Total City	**217**	**180**	**3.79**	**52.75**	**11.25**	**33.59**	**0.30**	**30269.62**	**1082.96**	**2879.75**	**216.59**	**28.30**	**15.85**	**2864.89**	**45404.43**	**75674.05**	**1396.45**	**2327.41**	**4.74**	**550.17**	**158.45**	**743.00**	**84.82**	**1.68**	**0.10**	**0.49**	**14.25**	**0.26**	**2.01**	**21.83**	**52.75**
Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	47	NI	15	11	4.61	37.50	16.67	1.37	0.02	21178.03	770.11	1796.84	15.40	27.50	21.43	2037.26	31767.04	52945.06	55.94	93.23	4.81	22.88	6.59	21.65	2.47	1.68	0.10	0.49	13.57	0.18	1.43	15.81	37.50
	48	NI	17	13	3.89	47.50	5.00	1.82	0.02	23579.88	857.45	2145.39	17.15	27.50	21.43	2268.31	35369.81	58949.69	74.36	123.94	4.81	30.42	8.76	36.45	4.16	1.68	0.10	0.49	13.57	0.23	1.81	20.00	47.50
	49	NI	2	3	22.74	57.50	11.54	0.06	0.00	1869.45	124.63	498.51	2.49	15.00	11.76	329.70	2804.18	4673.63	1.37	2.28	4.63	1.03	0.30	1.49	0.17	1.68	0.18	0.49	37.79	0.28	2.19	23.30	57.50
	50	NI	15	8	15.28	57.50	11.54	1.14	0.03	31791.60	794.79	1425.68	15.90	40.00	11.11	2102.55	47687.40	79479.00	66.63	111.05	4.73	18.73	5.40	27.18	3.10	1.68	0.07	0.49	8.27	0.28	2.19	23.82	57.50
	51	NI	6	36	8.80	55.00	8.33	1.89	0.01	5646.20	322.64	5872.86	6.45	17.50	12.50	853.52	8469.30	14115.50	48.74	81.24	4.77	31.33	9.02	43.47	4.96	1.68	0.15	0.49	27.85	0.27	2.10	22.96	55.00
	52	NI	14	14	5.63	57.50	11.54	1.71	0.02	24351.48	716.22	2319.95	14.32	34.00	10.53	1894.70	36527.22	60878.70	83.05	138.41	4.63	27.47	7.91	39.85	4.55	1.68	0.08	0.49	10.17	0.28	2.19	23.30	57.50
	53	NI	19	88	3.82	67.50	10.00	15.97	0.02	22216.50	987.40	14085.37	19.75	22.50	10.00	2612.08	33324.75	55541.25	460.00	766.67	4.15	229.95	66.23	391.59	44.70	1.68	0.12	0.49	18.24	0.33	2.57	24.53	67.50
	54	NI	15	16	2.78	52.50	4.55	1.91	0.01	10735.06	766.79	2575.58	15.34	14.00	6.67	2028.48	16102.59	26837.65	40.64	67.74	4.91	32.65	9.40	43.25	4.94	1.68	0.19	0.49	44.09	0.25	2.00	22.59	52.50
	55	NI	24	13	4.17	47.50	5.00	2.76	0.02	19242.56	1202.66	2165.73	24.05	16.00	5.88	3181.54	28863.84	48106.40	61.26	102.10	4.50	43.06	12.40	51.61	5.89	1.68	0.17	0.49	33.07	0.23	1.81	18.73	47.50
	56	NI	34	27	3.95	52.50	4.55	7.99	0.03	34177.00	1708.85	4474.56	34.18	20.00	20.00	4520.62	51265.50	85442.50	224.80	374.67	4.56	126.42	36.41	167.45	19.12	1.68	0.13	0.49	22.05	0.25	2.00	20.97	52.50
	57	NI	21	11	9.35	47.50	5.00	1.98	0.02	17656.65	1070.10	1905.04	21.40	16.50	2.94	2830.86	26484.98	44141.63	49.45	82.41	4.89	33.71	9.71	40.39	4.61	1.68	0.16	0.49	31.12	0.23	1.81	20.37	47.50
	58	NI	15	9	14.21	47.50	5.00	1.25	0.01	11030.18	787.87	1597.77	15.76	14.00	6.67	2084.24	16545.27	27575.45	25.91	43.18	4.79	20.81	5.99	24.94	2.85	1.68	0.19	0.49	44.09	0.23	1.81	19.93	47.50
		Total City	**202**	**255**	**8.27**	**52.29**	**8.23**	**39.86**	**0.22**	**18622.88**	**842.46**	**3405.27**	**202.19**	**22.04**	**11.74**	**2228.66**	**27934.32**	**46557.20**	**1192.16**	**1986.93**	**4.68**	**618.47**	**178.12**	**889.32**	**101.52**	**1.68**	**0.13**	**0.49**	**25.32**	**0.25**	**1.99**	**21.36**	**52.29**
		TOTAL	**1089**	**1521**	**8.41**	**57.32**	**13.70**	**314.26**	**1.39**	**201032.44**	**992.55**	**4867.69**	**136.23**	**24.77**	**19.73**	**2625.70**	**37693.58**	**62822.64**	**12028.45**	**20047.41**	**4.77**	**5136.70**	**1479.37**	**7969.11**	**909.72**	**1.68**	**0.12**	**0.49**	**19.53**	**0.28**	**2.18**	**23.89**	**57.32**

APÊNDICE 2- Potenciais energéticos em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho).

City - State		Places	NGts	NGc	NG Error [%]	An [km2]	Ats [m2]	Wts [m]	Lseg [m]	Depth [m]	Depth Error [%]	HKPn/st [kW]	Vazão m/s (m3/s)	V (m/s)	Erro Vel (%)	THP m/s [MW]	GP [MW/km2]	HKPn [MW]	EPn [MW]	EGn [GWh/y]	FEe [MW]	EDts [kW/m2]	PDHKts [kW/m2]	DEPunA [kW/m2]	PDHKhkr [kW/m2]	FEDunA [kW/m2]	FEDunD [kW/m]	MPn [GWh/y/km2]	CF 1.5 m/s [%]
	1	Manaus	14	24	0.28	2.96	22560.93	716	3786	31.5	30	2758.12	38353.58	1.7	4.23	142.31	6.34	65.27	18.8	90.56	10.34	2.45	0.12	0.71	38.51	0.27	5.55	30.61	55
Manaus - AM	2	Manaus	12	8	0.26	0.83	18725.49	594	1322	31.5	30	2289.23	31833.33	1.7	4.23	41.25	6.54	18.92	5.45	26.25	3.00	2.45	0.12	0.71	38.51	0.27	5.55	31.58	55
	3	Jatuarana	11	10	0.19	0.88	19241.96	566	1544	34	32	3042.65	36559.72	1.9	7.04	55.31	9.59	29.36	8.45	40.73	4.65	3.42	0.16	0.99	53.76	0.52	7.74	46.28	55
	4	Jatuarana	9	4	1.79	0.30	15074.92	443	661	34	32	2026.81	27134.86	1.8	1.41	17.58	8.03	8.38	2.41	11.62	1.33	2.91	0.13	0.84	45.71	0.38	6.58	39.39	55
	Total City		**46**	**46**	**0.04**	**4.96**	**75603.30**	**579.75**	**1828.25**	**32.75**	**31.00**	**2529.20**	**33470.37**	**1.78**	**4.23**	**256.45**	**7.62**	**121.92**	**35.11**	**169.17**	**19.32**	**2.81**	**0.13**	**0.81**	**44.12**	**0.36**	**6.35**	**36.97**	**55**

APÊNDICE 3- Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.

City - State		Places	CF 1.5 m/s [%]	Cunmáx (USD/kW) (3%)	LCOE (USD/MWh) (3%)	Cunmáx (USD/kW) (15%)	LCOE (USD/MWh) (15%)	Cunmáx (USD/kW) (25%)	LCOE (USD/MWh) (25%)	Cunmáx (USD/kW) (35%)	LCOE (USD/MWh) (35%)
	1	Nova Vida	72.50	2.241.13	23.62	- 2.867.00	118.09	- 7.123.79	196.82	- 11.380.57	275.55
	2	São Lázaro	72.50	2.241.13	23.62	- 2.867.00	118.09	- 7.123.79	196.82	- 11.380.57	275.55
	3	Nazaré	30.00	178.76	57.08	- 4.929.38	285.39	- 9.186.16	475.65	- 13.442.94	665.91
	4	Várzea Alegre	42.50	785.34	40.29	- 4.322.80	201.45	- 8.579.58	335.75	- 12.836.36	470.05
Óbidos - PA	5	Costa Fronteira	15.00	- 549.14	114.16	- 5.657.28	570.78	- 9.914.06	951.29	- 14.170.84	1331.81
	6	Boa Vista	42.50	785.34	40.29	- 4.322.80	201.45	- 8.579.58	335.75	- 12.836.36	470.05
	7	Vila Vieira	52.50	1.270.60	32.62	- 3.837.53	163.08	- 8.094.32	271.80	- 12.351.10	380.52
	8	Vila Menino Desus	52.50	1.270.60	32.62	- 3.837.53	163.08	- 8.094.32	271.80	- 12.351.10	380.52
		Total City	**47.50**	**1.027.97**	**45.54**	**- 4.080.17**	**227.68**	**- 8.336.95**	**379.46**	**- 12.593.73**	**531.24**
	9	Paricatuba	77.50	2.483.77	22.09	- 2.624.37	110.47	- 6.881.15	184.12	- 11.137.94	257.77
	10	Curariaca	77.50	2.483.77	22.09	- 2.624.37	110.47	- 6.881.15	184.12	- 11.137.94	257.77
Santarém - PA	11	Arapixuna	40.00	664.02	42.81	- 4.444.11	214.04	- 8.700.90	356.74	- 12.957.68	499.43
	12	Santarém	75.00	2.362.45	22.83	- 2.745.69	114.16	- 7.002.47	190.26	- 11.259.25	266.36
		Total City	**67.50**	**1.998.50**	**27.46**	**- 3.109.64**	**137.29**	**- 7.366.42**	**228.81**	**- 11.623.20**	**320.33**
	13	Cacoal Grande	62.50	1.755.87	27.40	- 3.352.27	136.99	- 7.609.05	228.31	- 11.865.83	319.63
	14	Santa Rita	52.50	1.270.60	32.62	- 3.837.53	163.08	- 8.094.32	271.80	- 12.351.10	380.52
	15	NI	75.00	2.362.45	22.83	- 2.745.69	114.16	- 7.002.47	190.26	- 11.259.25	266.36
Monte Alegre - PA	16	NI	75.00	2.362.45	22.83	- 2.745.69	114.16	- 7.002.47	190.26	- 11.259.25	266.36
	17	NI	65.00	1.877.19	26.34	- 3.230.95	131.72	- 7.487.73	219.53	- 11.744.52	307.34
	18	Monte Alegre	42.50	785.34	40.29	- 4.322.80	201.45	- 8.579.58	335.75	- 12.836.36	470.05
		Total City	**62.08**	**1.735.65**	**28.72**	**- 3.372.49**	**143.59**	**- 7.629.27**	**239.32**	**- 11.886.05**	**335.04**
	19	N. S. Aparecida	62.50	1.755.87	27.40	- 3.352.27	136.99	- 7.609.05	228.31	- 11.865.83	319.63
	20	Canaã	57.50	1.513.24	29.78	- 3.594.90	148.90	- 7.851.68	248.16	- 12.108.46	347.43
Prainha - PA	21	Itanduba	60.00	1.634.55	28.54	- 3.473.58	142.69	- 7.730.37	237.82	- 11.987.15	332.95
	22	Santana	72.50	2.241.13	23.62	- 2.867.00	118.09	- 7.123.79	196.82	- 11.380.57	275.55
		Total City	**63.13**	**1.786.20**	**27.33**	**- 3.321.94**	**136.67**	**- 7.578.72**	**227.78**	**- 11.835.50**	**318.89**
	23	Paranaquara	62.50	1.755.87	27.40	- 3.352.27	136.99	- 7.609.05	228.31	- 11.865.83	319.63
	24	Perola do Chicaia	62.50	1.755.87	27.40	- 3.352.27	136.99	- 7.609.05	228.31	- 11.865.83	319.63
	25	NI	52.50	1.270.60	32.62	- 3.837.53	163.08	- 8.094.32	271.80	- 12.351.10	380.52
	26	NI	60.00	1.634.55	28.54	- 3.473.58	142.69	- 7.730.37	237.82	- 11.987.15	332.95
	27	Bom Lugar	80.00	2.605.08	21.40	- 2.503.06	107.02	- 6.759.84	178.37	- 11.016.62	249.71
Almeirim - PA	28	Mazagão	72.50	2.241.13	23.62	- 2.867.00	118.09	- 7.123.79	196.82	- 11.380.57	275.55
	29	Arumanduba	47.50	1.027.97	36.05	- 4.080.17	180.25	- 8.336.95	300.41	- 12.593.73	420.57
	30	Saracuru	40.00	664.02	42.81	- 4.444.11	214.04	- 8.700.90	356.74	- 12.957.68	499.43
	31	Ivaí	47.50	1.027.97	36.05	- 4.080.17	180.25	- 8.336.95	300.41	- 12.593.73	420.57
		Total City	**58.33**	**1.553.68**	**30.65**	**- 3.554.46**	**153.27**	**- 7.811.24**	**255.44**	**- 12.068.03**	**357.62**
	32	Curupari	47.50	1.027.97	36.05	- 4.080.17	180.25	- 8.336.95	300.41	- 12.593.73	420.57
	33	Aquiqui	72.50	2.241.13	23.62	- 2.867.00	118.09	- 7.123.79	196.82	- 11.380.57	275.55
Porto de Moz - PA	34	Campinho	47.50	1.027.97	36.05	- 4.080.17	180.25	- 8.336.95	300.41	- 12.593.73	420.57
	35	Tapará	35.00	421.39	48.92	- 4.686.75	244.62	- 8.943.53	407.70	- 13.200.31	570.78
	36	NI	72.50	2.241.13	23.62	- 2.867.00	118.09	- 7.123.79	196.82	- 11.380.57	275.55
		Total City	**55.00**	**1.391.92**	**33.65**	**- 3.716.22**	**168.26**	**- 7.973.00**	**280.43**	**- 12.229.78**	**392.60**
Ilha de Gurupá	37	NI	45.00	906.66	38.05	- 4.201.48	190.26	- 8.458.26	317.10	- 12.715.05	443.94

(Canal Sul) - PA	38	NI	42.50	785.34	40.29	-	4.322.80	201.45	-	8.579.58	335.75	-	12.836.36	470.05
	39	NI	67.50	1.998.50	25.37	-	3.109.64	126.84	-	7.366.42	211.40	-	11.623.20	295.96
	40	Gurupá	52.50	1.270.60	32.62	-	3.837.53	163.08	-	8.094.32	271.80	-	12.351.10	380.52
	41	NI	60.00	1.634.55	28.54	-	3.473.58	142.69	-	7.730.37	237.82	-	11.987.15	332.95
	42	Areias	60.00	1.634.55	28.54	-	3.473.58	142.69	-	7.730.37	237.82	-	11.987.15	332.95
	43	NI	55.00	1.391.92	31.13	-	3.716.22	155.67	-	7.973.00	259.44	-	12.229.78	363.22
	44	Itamarati	52.50	1.270.60	32.62	-	3.837.53	163.08	-	8.094.32	271.80	-	12.351.10	380.52
	45	NI	47.50	1.027.97	36.05	-	4.080.17	180.25	-	8.336.95	300.41	-	12.593.73	420.57
	46	NI	45.00	906.66	38.05	-	4.201.48	190.26	-	8.458.26	317.10	-	12.715.05	443.94
		Total City	**52.75**	**1.282.74**	**33.13**	**-**	**3.825.40**	**165.63**	**-**	**8.082.18**	**276.04**	**-**	**12.338.97**	**386.46**
Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	47	NI	37.50	542.71	45.66	-	4.565.43	228.31	-	8.822.21	380.52	-	13.078.99	532.72
	48	NI	47.50	1.027.97	36.05	-	4.080.17	180.25	-	8.336.95	300.41	-	12.593.73	420.57
	49	NI	57.50	1.513.24	29.78	-	3.594.90	148.90	-	7.851.68	248.16	-	12.108.46	347.43
	50	NI	57.50	1.513.24	29.78	-	3.594.90	148.90	-	7.851.68	248.16	-	12.108.46	347.43
	51	NI	55.00	1.391.92	31.13	-	3.716.22	155.67	-	7.973.00	259.44	-	12.229.78	363.22
	52	NI	57.50	1.513.24	29.78	-	3.594.90	148.90	-	7.851.68	248.16	-	12.108.46	347.43
	53	NI	67.50	1.998.50	25.37	-	3.109.64	126.84	-	7.366.42	211.40	-	11.623.20	295.96
	54	NI	52.50	1.270.60	32.62	-	3.837.53	163.08	-	8.094.32	271.80	-	12.351.10	380.52
	55	NI	47.50	1.027.97	36.05	-	4.080.17	180.25	-	8.336.95	300.41	-	12.593.73	420.57
	56	NI	52.50	1.270.60	32.62	-	3.837.53	163.08	-	8.094.32	271.80	-	12.351.10	380.52
	57	NI	47.50	1.027.97	36.05	-	4.080.17	180.25	-	8.336.95	300.41	-	12.593.73	420.57
	58	NI	47.50	1.027.97	36.05	-	4.080.17	180.25	-	8.336.95	300.41	-	12.593.73	420.57
		Total City	**52.29**	**1.260.50**	**33.41**	**-**	**3.847.64**	**167.05**	**-**	**8.104.42**	**278.42**	**-**	**12.361.21**	**389.79**
		TOTAL	**57.32**	**1.504.64**	**32.49**	**-**	**3.603.49**	**162.43**	**-**	**7.860.28**	**270.71**	**-**	**12.117.06**	**379.00**

APÊNDICE 4- Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais na Operação e Manutenção - *O&M*.

City - State		Places	CF 1.5 m/s [%]	Cunmáx (USD/kW) (3%)	LCOE(USD/MWh) (3%)	Cunmáx (USD/kW) (15%)	LCOE (USD/MWh) (15%)	Cunmáx (USD/kW) (25%)	LCOE (USD/MWh) (25%)	Cunmáx (USD/kW) (35%)	LCOE (USD/MWh) (35%)
Manaus - AM	1	Manaus	55	1391.92	31.13	-3716.22	155.67	-7973.00	259.44	-12229.78	363.22
	2	Manaus	55	1391.92	31.13	-3716.22	155.67	-7973.00	259.44	-12229.78	363.22
	3	Jatuarana	55	1391.92	31.13	-3716.22	155.67	-7973.00	259.44	-12229.78	363.22
	4	Jatuarana	55	1391.92	31.13	-3716.22	155.67	-7973.00	259.44	-12229.78	363.22
		Total City	**55**	**1391.92**	**31.13**	**-3716.22**	**155.67**	**-7973.00**	**259.44**	**-10447.11**	**363.22**

APÊNDICE 5- Atratividade econômica em 58 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (1º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.

City - State		Places	CF 1.5 m/s [%]	Sem CA Cunmáx (USD/kW)	Sem CA LCOE (USD/MWh) (3%)	Cunmáx (USD/kW) (15%)	LCOE (USD/MWh) (15%)	Cunmáx (USD/kW) (30%)	LCOE (USD/MWh) (30%)	Cunmáx (USD/kW) (40%)	LCOE (USD/MWh) (40%)
	1	Nova Vida	72.50	2.241.13	23.62	2.049.58	27.16	1.858.02	30.70	1.730.32	33.07
	2	São Lázaro	72.50	2.241.13	23.62	2.049.58	27.16	1.858.02	30.70	1.730.32	33.07
	3	Nazaré	30.00	178.76	57.08	- 12.80	65.64	- 204.35	74.20	- 332.05	79.91
	4	Várzea Alegre	42.50	785.34	40.29	593.78	46.33	402.23	52.38	274.53	56.41
Óbidos - PA	5	Costa Fronteira	15.00	- 549.14	114.16	- 740.69	131.28	- 932.25	148.40	- 1.059.95	159.82
	6	Boa Vista	42.50	785.34	40.29	593.78	46.33	402.23	52.38	274.53	56.41
	7	Vila Vieira	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	8	Vila Menino Desus	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
		Total City	**47.50**	**1.027.97**	**45.54**	**836.42**	**52.37**	**644.86**	**59.20**	**517.16**	**63.75**
	9	Paricatuba	77.50	2.483.77	22.09	2.292.21	25.41	2.100.66	28.72	1.972.95	30.93
	10	Curariaca	77.50	2.483.77	22.09	2.292.21	25.41	2.100.66	28.72	1.972.95	30.93
Santarém - PA	11	Arapixuna	40.00	664.02	42.81	472.47	49.23	280.91	55.65	153.21	59.93
	12	Santarém	75.00	2.362.45	22.83	2.170.90	26.26	1.979.34	29.68	1.851.64	31.96
		Total City	**67.50**	**1.998.50**	**27.46**	**1.806.95**	**31.58**	**1.615.39**	**35.69**	**1.487.69**	**38.44**
	13	Cacoal Grande	62.50	1.755.87	27.40	1.564.31	31.51	1.372.76	35.62	1.245.06	38.36
	14	Santa Rita	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	15	NI	75.00	2.362.45	22.83	2.170.90	26.26	1.979.34	29.68	1.851.64	31.96
Monte Alegre - PA	16	NI	75.00	2.362.45	22.83	2.170.90	26.26	1.979.34	29.68	1.851.64	31.96
	17	NI	65.00	1.877.19	26.34	1.685.63	30.30	1.494.08	34.25	1.366.37	36.88
	18	Monte Alegre	42.50	785.34	40.29	593.78	46.33	402.23	52.38	274.53	56.41
		Total City	**62.08**	**1.735.65**	**28.72**	**1.544.09**	**33.03**	**1.352.54**	**37.33**	**1.224.84**	**40.21**
	19	N. S. Aparecida	62.50	1.755.87	27.40	1.564.31	31.51	1.372.76	35.62	1.245.06	38.36
	20	Canaã	57.50	1.513.24	29.78	1.321.68	34.25	1.130.13	38.71	1.002.42	41.69
Prainha - PA	21	Itanduba	60.00	1.634.55	28.54	1.443.00	32.82	1.251.44	37.10	1.123.74	39.95
	22	Santana	72.50	2.241.13	23.62	2.049.58	27.16	1.858.02	30.70	1.730.32	33.07
		Total City	**63.13**	**1.786.20**	**27.33**	**1.594.64**	**31.43**	**1.403.09**	**35.53**	**1.275.38**	**38.27**
	23	Paranaquara	62.50	1.755.87	27.40	1.564.31	31.51	1.372.76	35.62	1.245.06	38.36
	24	Perola do Chicaia	62.50	1.755.87	27.40	1.564.31	31.51	1.372.76	35.62	1.245.06	38.36
	25	NI	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	26	NI	60.00	1.634.55	28.54	1.443.00	32.82	1.251.44	37.10	1.123.74	39.95
Almeirim - PA	27	Bom Lugar	80.00	2.605.08	21.40	2.413.53	24.61	2.221.97	27.83	2.094.27	29.97
	28	Mazagão	72.50	2.241.13	23.62	2.049.58	27.16	1.858.02	30.70	1.730.32	33.07
	29	Arumanduba	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	30	Saracuru	40.00	664.02	42.81	472.47	49.23	280.91	55.65	153.21	59.93
	31	Ivaí	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
		Total City	**58.33**	**1.553.68**	**30.65**	**1.362.12**	**35.25**	**1.170.57**	**39.85**	**1.042.86**	**42.91**
	32	Curupari	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	33	Aquiqui	72.50	2.241.13	23.62	2.049.58	27.16	1.858.02	30.70	1.730.32	33.07
Porto de Moz - PA	34	Campinho	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	35	Tapará	35.00	421.39	48.92	229.84	56.26	38.28	63.60	- 89.42	68.49
	36	NI	72.50	2.241.13	23.62	2.049.58	27.16	1.858.02	30.70	1.730.32	33.07
		Total City	**55.00**	**1.391.92**	**33.65**	**1.200.37**	**38.70**	**1.008.81**	**43.75**	**881.11**	**47.11**
Ilha de Gurupá	37	NI	45.00	906.66	38.05	715.10	43.76	523.55	49.47	395.84	53.27

(Canal Sul) - PA	38	NI	42.50	785.34	40.29	593.78	46.33	402.23	52.38	274.53	56.41
	39	NI	67.50	1.998.50	25.37	1.806.95	29.17	1.615.39	32.98	1.487.69	35.51
	40	Gurupá	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	41	NI	60.00	1.634.55	28.54	1.443.00	32.82	1.251.44	37.10	1.123.74	39.95
	42	Areias	60.00	1.634.55	28.54	1.443.00	32.82	1.251.44	37.10	1.123.74	39.95
	43	NI	55.00	1.391.92	31.13	1.200.37	35.80	1.008.81	40.47	881.11	43.59
	44	Itamarati	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	45	NI	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	46	NI	45.00	906.66	38.05	715.10	43.76	523.55	49.47	395.84	53.27
		Total City	**52.75**	**1.282.74**	**33.13**	**1.091.18**	**38.09**	**899.63**	**43.06**	**771.92**	**46.38**
Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	47	NI	37.50	542.71	45.66	351.15	52.51	159.60	59.36	31.89	63.93
	48	NI	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	49	NI	57.50	1.513.24	29.78	1.321.68	34.25	1.130.13	38.71	1.002.42	41.69
	50	NI	57.50	1.513.24	29.78	1.321.68	34.25	1.130.13	38.71	1.002.42	41.69
	51	NI	55.00	1.391.92	31.13	1.200.37	35.80	1.008.81	40.47	881.11	43.59
	52	NI	57.50	1.513.24	29.78	1.321.68	34.25	1.130.13	38.71	1.002.42	41.69
	53	NI	67.50	1.998.50	25.37	1.806.95	29.17	1.615.39	32.98	1.487.69	35.51
	54	NI	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	55	NI	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	56	NI	52.50	1.270.60	32.62	1.079.05	37.51	887.49	42.40	759.79	45.66
	57	NI	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
	58	NI	47.50	1.027.97	36.05	836.42	41.46	644.86	46.86	517.16	50.47
		Total City	**52.29**	**1.260.50**	**33.41**	**1.068.94**	**38.42**	**877.38**	**43.43**	**749.68**	**46.78**
		TOTAL	**57.32**	**1.504.64**	**32.49**	**1.313.09**	**37.36**	**1.121.53**	**42.23**	**993.83**	**45.48**

APÊNDICE 6- Atratividade econômica em 4 locais do rio Amazonas utilizando uma THC nacional com turbina de 10m de diâmetro (2º trecho) e diferentes custos adicionais no Custo unitário - *Cun*.

City - State		Places	CF 1.5 m/s [%]	Cunmáx (USD/kW) (3%)	LCOE(USD/MWh) (3%)	Cunmáx (USD/kW) (15%)	LCOE (USD/MWh) (15%)	Cunmáx (USD/kW) (30%)	LCOE (USD/MWh) (30%)	Cunmáx (USD/kW) (40%)	LCOE (USD/MWh) (40%)
Manaus - AM	1	Manaus	55	1391.92	31.13	1200.37	35.80	1008.81	40.47	881.11	43.59
	2	Manaus	55	1391.92	31.13	1200.37	35.80	1008.81	40.47	881.11	43.59
	3	Jatuarana	55	1391.92	31.13	1200.37	35.80	1008.81	40.47	881.11	43.59
	4	Jatuarana	55	1391.92	31.13	1200.37	35.80	1008.81	40.47	881.11	43.59
		Total City	**55**	**1391.92**	**31.13**	**1200.37**	**35.80**	**1008.81**	**40.47**	**881.11**	**43.59**

APÊNDICE 7- Relação do déficit de demanda dos SIs da CEA, CELPA, Petrobras e AMEN que pode ser suprido com potencial elétrico HC de cada segmento.

Em São Francisco do Iratapuru -AP (-58kW) e São João do Rio Cajari - AP (-37kW), pois são localidades próximas do segmento 46 com potencial hidrocinético de 57,93MW, segmento 57 com 33,33MW e segmento 58 com 21,04MW localizados na Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA respectivamente conforme representado pela Tabela A. 1.

A Figura A. 1 relaciona o déficit de demanda dos SIs da CEA que poderia ser suprida com potencial elétrico HC por cada segmento. A Figura A. 2 mostra a relação do potencial elétrico HC total com a potência nominal instalada, o déficit de demanda para o período de 2019-2023, a potência necessária para a solicitação de substituição de máquinas e déficit de energia suprida no período. Tais segmentos com o potencial hidrocinético citadas acima possuem baixo Fator de Capacidade, porém encontrando lugares com maior persistência de velocidades para a implantação dos geradores hidrocinéticos ele pode melhorar.

Tabela A. 1. Necessidade de contratação CEA e segmentos com potencial HC para SIs.

Fonte: Elaboração própria

Localidade	**Tipo**	**Combustível**	**Potência Nominal Instalada Total (MW)**	**Déficit máximo de Demanda para o período (2019-2023) MW**	**Ano de início do déficit**	**Previsão Interligação**	**Solicitação de substituição das máquinas existentes**	**Déficit de demanda suprida para o período (2019-2023) (MW)**	**Segmentos com potencial HC para SIs com déficit imediato**	**Potencial elétrico HC local (MW)**
									HCs do Pará	
LOURENÇO	UTE	Diesel	1.0	-0.049	2018	dez/19	0	0	-	0
SUCURIJU	UTE	Diesel	0.12	-0.050	2020	-	0.12	0	-	0
CONCEIÇÃO DO MURIACÁ	UTE	Diesel	0.065	-	-	-	0.065	0	-	0
SÃO FRANCISCO DO IRATAPURU	UTE	Diesel	65	-0.058	2020	-	0.065	0.058	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	112.3
BAILIQUE	UTE	Diesel	1.32	-0.816	2020	-	1.32	0	-	0
FRANCO GRANDE	UTE	Diesel	0.048	-	-	-	0.048	0	-	0
FREGUESIA DO BAILIQUE	UTE	Diesel	0.06	-	-	-	0.06	0	-	0
								0	-	0
JANGADINHA DO CURUÁ	UTE	Diesel	0.04	-	-	-	0.04	0	-	0

LIMÃO DO CURUÁ	UTE	Diesel	0.06	-	-	-	0.06	0	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	112.3
LIVRAMENTO	UTE	Diesel	0.048	-	-	-	0.048	0	-	0
MARANATA	UTE	Diesel	0.065	-	-	-	0.065	0	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	112.3
PONTA DA ESPERANÇA	UTE	Diesel	0.044	-	-	-	0.044	0	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	112.3
CASSIPORÉ	UTE	Diesel	0.12	-0.032	2020	-	0.12	0	-	0
ESPIRITO SANTO	UTE	Diesel	0.044	-	-	-	0.044	0	-	0
KUMARUMÃ	UTE	Diesel	0.3	-0.135	2020	-	0.3	0	-	0
KUMENÊ	UTE	Diesel	0.16	-0.057	2020	-	0.16	0	-	0
KUNANÃ	UTE	Diesel	0.04	-	-	-	0.04	0	-	0
SAMAÚMA	UTE	Diesel	0.04	-	-	-	0.04	0	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	112.3
SANTA IZABEL	UTE	Diesel	0.08	-	-	-	0.08	0	-	0
VILA VELHA	UTE	Diesel	0.092	-	-	-	0.092	0	-	0
SÃO JOÃO DO RIO CAJARI	UTE	Diesel	0.088	-0.037	2020	-	0.088	0.037	46, 57 e 58 Ilha de Gurupá (Canal Norte e Sul)	112.3
Total	21		69	-1.234			0.362	.095		112.3

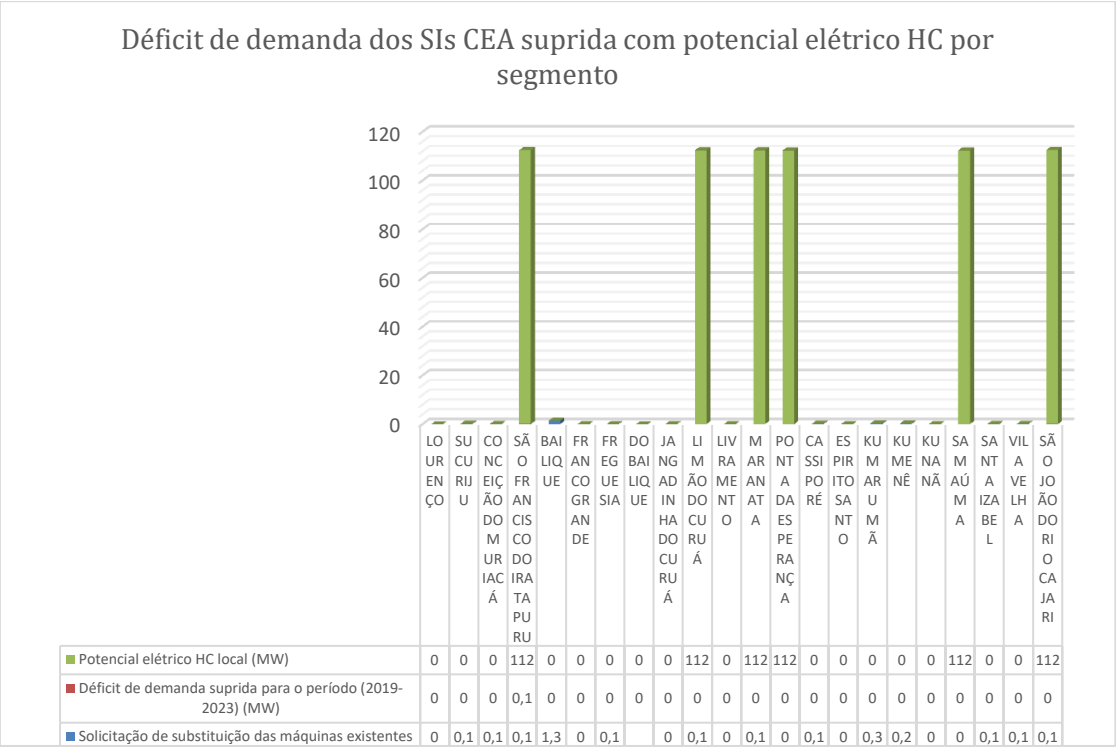


Figura A. 1. Déficit de demanda dos SIs da CEA suprida com potencial elétrico HC por cada segmento.

Fonte: Elaboração própria

Outro fato importante para discussão é em relação a substituição das usinas térmicas de sistemas isolados da região analisada por hidrocinéticas dos rios, pois conforme apresentado, 20 usinas térmicas no estado do Amapá precisão realizar a substituição das máquinas atuais devido ao estado precário de operação.

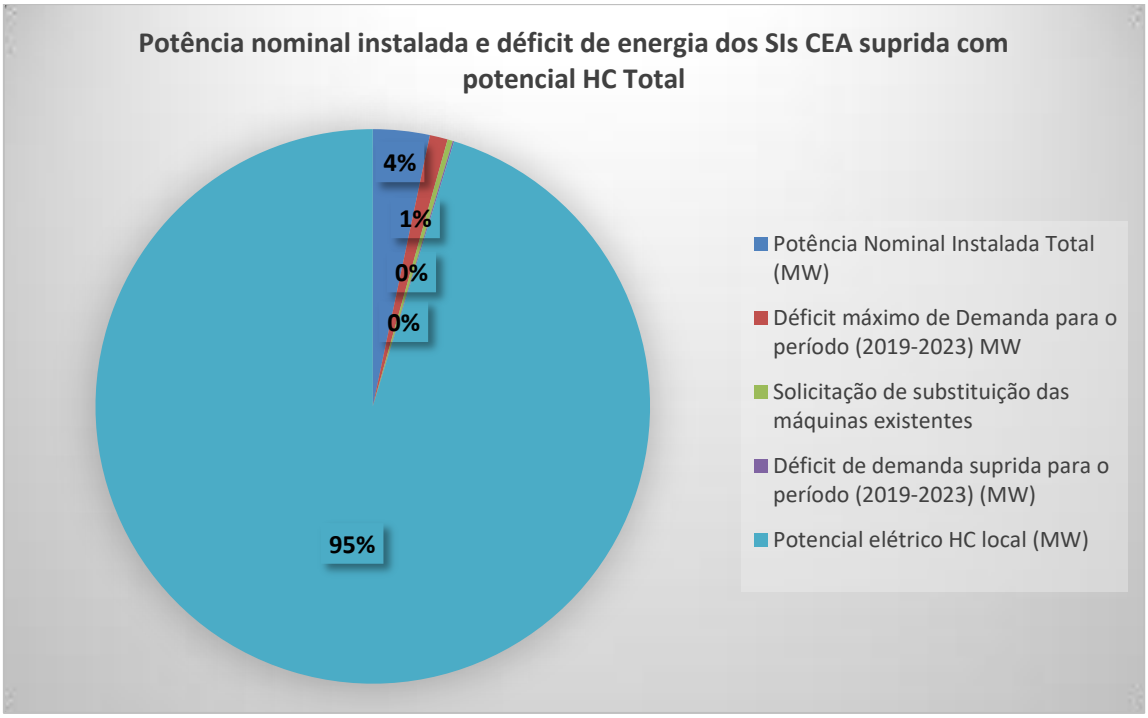


Figura A. 2. Relação do potencial elétrico HC total com a potência nominal instalada, déficit de demanda para o período, solicitação de substituição de máquinas e déficit de energia dos SIs CEA.

Fonte: Elaboração própria

A Tabela A. 2 e a Figura A. 3 demonstram a necessidade de contratação para suprir o déficit de energia elétrica dos SIs de Aveiro - PA (-610kW). Tal demanda poderia ser suprida pelo segmento 1 (Nova Vida) com 38,30 MW de potencial elétrico e segmento 2 (São Lázaro) com 66,34 MW de potencial elétrico no Município de Óbidos – PA e/ou segmento 9 (Paricatuba) com 13,9 MW, 10 (Curariaca) com 22,76MW e 12 (Santarém) com 298,97MW localizados no município de Santarém -PA.

O déficit dos SIs de Gurupá - PA (-2906kW) pelo segmento 39 (NI) localizado no município de Gurupá; Prainha - PA (-2135kW) pelo segmento 22 (Santana) localizado no município de Prainha – PA e Terra Santa - PA (-379kW) pelo segmento 1 (Nova Vida) e 2 (São Lázaro) localizados no município de Óbidos – PA.

Tabela A. 2. Necessidade de contratação CELPA e locais com potencial elétrico HC para SIs.

Fonte: Elaboração própria

Localidade	Tipo	Combustível	Potência Nominal Instalada Total (MW)	Déficit máximo de Demanda para o período (2019-2023) MW	Ano de início do déficit	Solicitação de substituição das máquinas existentes	Déficit de demanda suprida para o período (2019-2023) (MW)	Locais com potencial hidrocinético para Sis com déficit imediato	Potencial elétrico HC local (MW)
								HCs do Pará	
AVEIRO	UTE	Diesel	1.4	-0.610	2022	-	0.610	1 e 2 Óbidos; 9, 10 e 12 Santarém.	440.27
COTIJUBA	UTE	Diesel	2.8	-2.261	2022	-	-	-	-
GURUPA	UTE	Diesel	5.057	-2.906	2022	-	2.906	39 Gurupá	93.55
JACAREACANGA	UTE	Diesel	3.6	-2.825	2022	-	-	-	-
MUANA	UTE	Diesel	6.031	-4.014	2019	-	-	-	-
PRAINHA	UTE	Diesel	3.348	-2.135	2019	-	2.135	22 Prainha	259.20
SANTA CRUZ DO ARARI	UTE	Diesel	1.6	-0.915	2019	-	-	-	-
SANTANA DO ARAGUAIA	UTE	Diesel	15.99	-11.404	2020	-	-	-	-
TERRA SANTA	UTE	Diesel	5.076	-0.379	2021	-	0.379	1 e 2 Óbidos	104.64
Total	9		44.902	-27.449			6.030		793.02

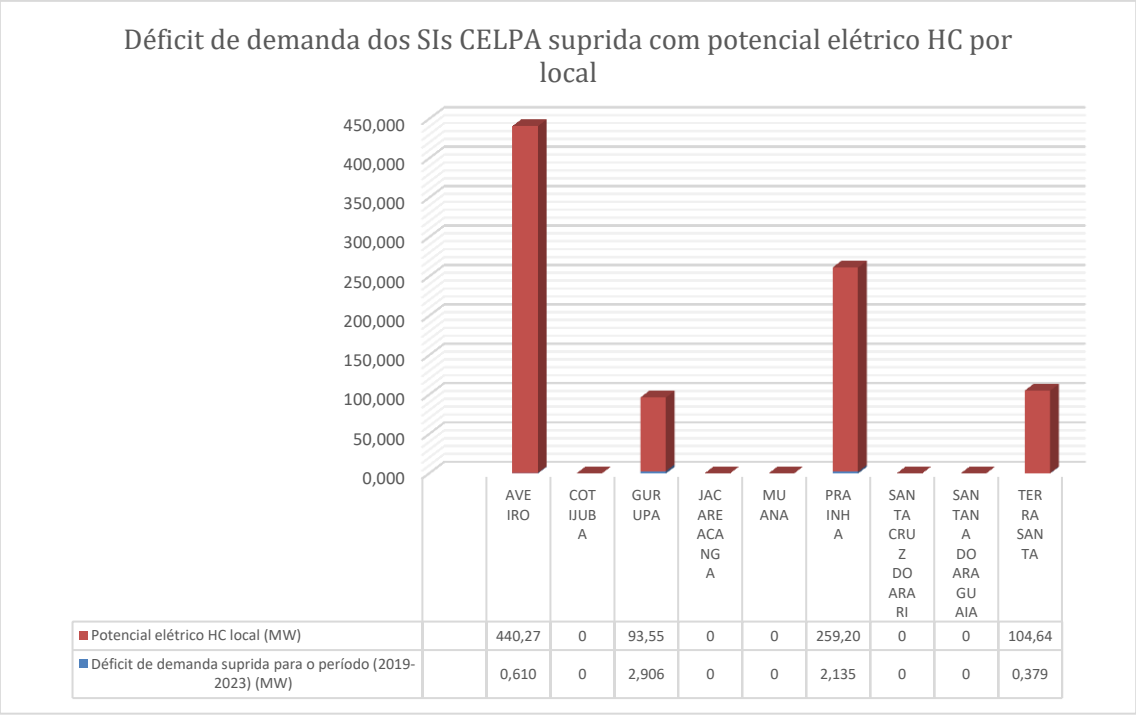


Figura A. 3. Déficit de demanda dos SIs CELPA suprida com potencial elétrico HC.

Fonte: Elaboração própria

A análise demonstra que não existe nenhuma solicitação de substituição das máquinas dos SIs existentes, porém o resultado da análise mostra na Figura A. 4 que todo o potencial elétrico HC relacionado na pesquisa para SIs da CELPA seria capaz de suprir toda a potência nominal instalada nos geradores a diesel dos SIs e/ou todo o déficit de demanda necessária para o período, e ainda sobraria 91% do potencial elétrico HC local.

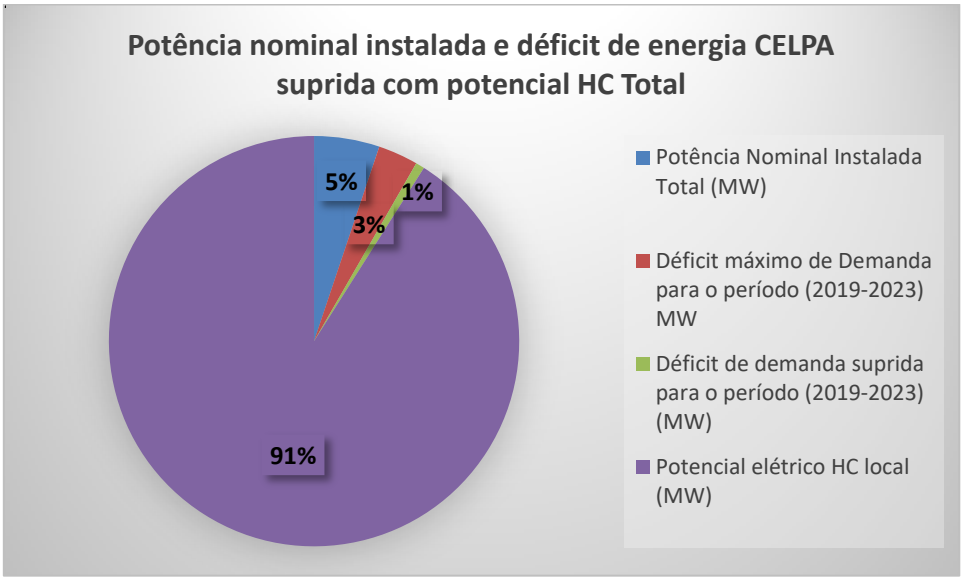


Figura A. 4. Relação do potencial elétrico HC total com a potência nominal instalada, déficit de demanda para o período e déficit de energia elétrica dos SIs da CELPA.

Fonte: Elaboração própria

O déficit de demandados SIs para o período (2019-2020) de Alcoa Porto – PA (-4000kW) e Alcoa Beneficiamento – PA (-7600kW) localizados no município de Juriti – PA pode ser suprido pelas seguintes localidades com potencial elétrico HC: O segmento 1 (Nova Vida) e segmento 2 (São Lázaro) localizados no município de Óbidos – PA, e segmento 9 (Paricatuba) com 13,9 MW, segmento 10 (Curariaca) com 22,76MW e segmento 12 (Santarém) com 298,97MW localizados no município de Santarém, conforme demonstrado na Tabela A. 3 e Figura A. 5.

Tabela A. 3. Sistemas Isolados administrados pela Petrobras.

Fonte: Elaboração própria

Localidade	Tipo	Combustível	Potência Nominal Instalada Total (MW)	Déficit máximo de Demanda para o período (2019-2023) MW	Ano de início do déficit	Solicitação de substituição das máquinas existentes	Déficit de demanda suprida para o período (2019-2023) (MW)	Locais com potencial hidrocinético para Sis com déficit imediato	Potencial elétrico HC local (MW)
								HCs do Pará	
ALCOA PORTO	UTE	Biodiesel	10.584	-4.0	2020	-	4.0	1 e 2 Óbidos; 9, 10 e 12 Santarém.	440.27
ALCOA BENEFICIAMENTO	UTE	Biodiesel	9.612	-7.60	2020	-	7.60	1 e 2 Óbidos; 9, 10 e 12 Santarém.	440.27
Total	2		20.196	-11.60			11.60		440.270

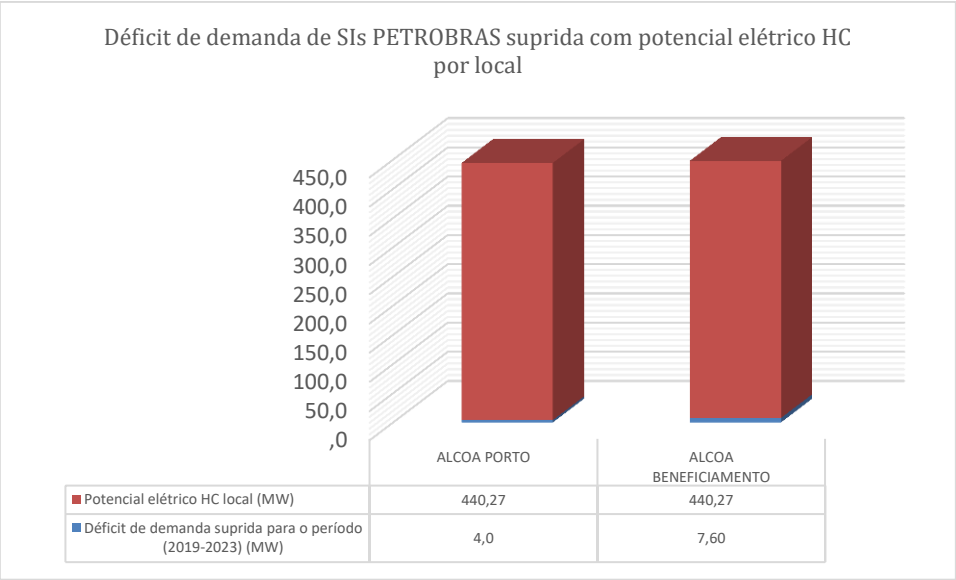


Figura A. 5. Déficit de demanda de SIs da Petrobras que pode ser suprida com potencial HC elétrico.

Fonte: Elaboração própria

Da mesma forma que a CELPA, não existe nenhuma solicitação de substituição das máquinas existentes nos SIs administrados pela Petrobras (Alcoa Porto e Alcoa Beneficiamento). A análise demonstra na Figura A. 6 que todo o potencial HC elétrico relacionado na pesquisa para este SIs supriria toda a potência nominal instalada de geradores a diesel e/ou todo o déficit de demanda necessária para o período, e ainda sobraria 91% do potencial HC.

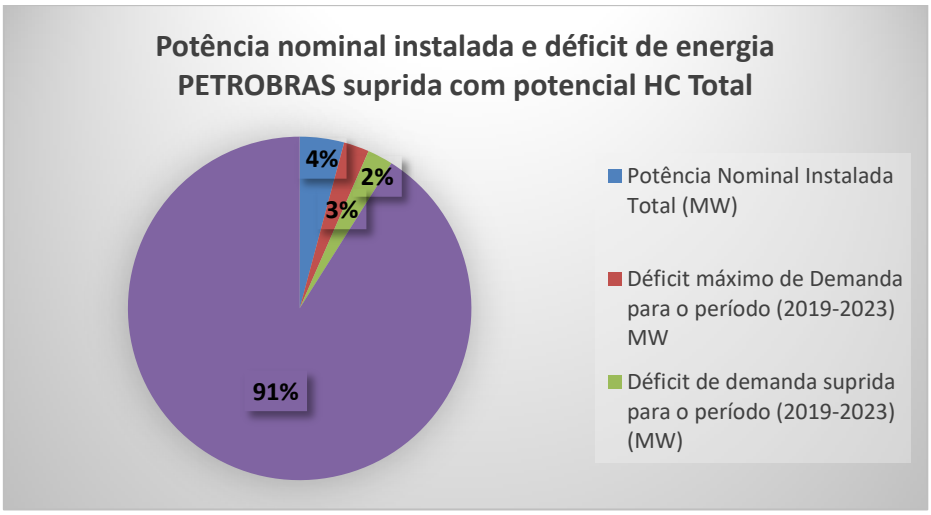


Figura A. 6. Relação do potencial elétrico HC total com a potência nominal instalada, déficit de demanda para o período e déficit de energia Petrobrás.

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela A. 4 estão os déficits de demanda de eletricidade dos SIs da AMEN para o período de (2019-2023). Os SIs com déficit de demanda que estão em Boa Vista do Ramos – AM (-542kW), Pedras - AM (-81kW), Barreirinha - AM (-672kW), Parintins - AM (-2996kW), Moura - AM (-11kW) e Sacambu - AM (-70kW), poderiam ser beneficiadas pelo potencial elétrico HC do 1º trecho e/ou 2º trecho (locais do estado do Amazonas e Pará), conforme Figura A. 7. Porém aconselha-se realizar estudos para segmentos mais próximos, pois acredita-se que eles apontariam outros segmentos com potencial hidrocinético, devido à existência de características básicas (já mencionadas nesta tese) necessárias para os rios.

Tabela A. 4. Necessidade de contratação AMEN e locais com potencial HC para SIs.

Fonte: Elaboração própria

Localidade	**Tipo**	**Combustível**	**Potência Nominal Instalada Total (MW)**	**Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023) (MW)**	**Ano de início do déficit**	**Previsão Interligação**	**Solicitação de substituição das máquinas existentes**	**Déficit de demanda suprida para o período (2019 - 2023) (MW)**	**Locais com potencial hidrocinético para SIs com déficit imediato**		**Potencial elétrico HC local (MW)**
									HCs do Amazonas	HCs do Pará	
AXINIM	UTE	Diesel	1.24	-0.331	2020	-	-	0	-	-	0

BARREIRINHA	UTE	Diesel	4.32	-0.672	2020	-	-	0.672	-	1 e/ou 2 Óbidos	104.64
BELÉM DO SOLIMÕES	UTE	Diesel	1.	-0.054	2020	-	-	0	-	-	0
BOA VISTA DO RAMOS	UTE	Diesel	5.4	-0.542	2020	-	-	0.542	3 e/ou 4 Manaus	-	31.29
CABORI	UTE	Diesel	3.05	-0.814	2020	-	-	0	-	-	0
ENVIRA	UTE	Diesel	4.9	-0.108	2023	-	-	0	-	-	0
LIMOEIRO	UTE	Diesel	2.34	-0.217	2021	-	-	0	-	-	0
MOURA	UTE	Diesel	.35	-0.011	2023	-	-	0.011	1 e/ou 2 Manaus	-	100.89
NOVO CÉU	UTE	Diesel	5.59	-0.525	2020	-	-	0.525	3 e/ou 4 Manaus	-	31.29
PARINTINS	UTE	Diesel	3.42	-3	2021	jan/23	-	3	-	1 e/ou 2 Óbidos	104.64
PAUINI	UTE	Diesel	3.42	-	-	-	-	0	-	-	0
PEDRAS	UTE	Diesel	1.05	-0.081	2020	-	-	0.081	-	1 e/ou 2 Óbidos	104.64
SACAMBU	UTE	Diesel	.65	-0.07	2020	-	-	0.07	1 e/ou 2 Manaus	-	100.89
TUIUÉ	UTE	Diesel	.9	-0.055	2020	-	-	0	-	-	0
URUCARÁ	UTE	Diesel	5.82	-0.31	2022	-	-	0.31	3 e/ou 4 Manaus	-	31.29
URUCURITUBA	UTE	Diesel	4.2	-0.602	2020	-	-	0.602	3 e/ou 4 Manaus	-	31.29
Total	16		47.65	-7.388				5.81			236.82

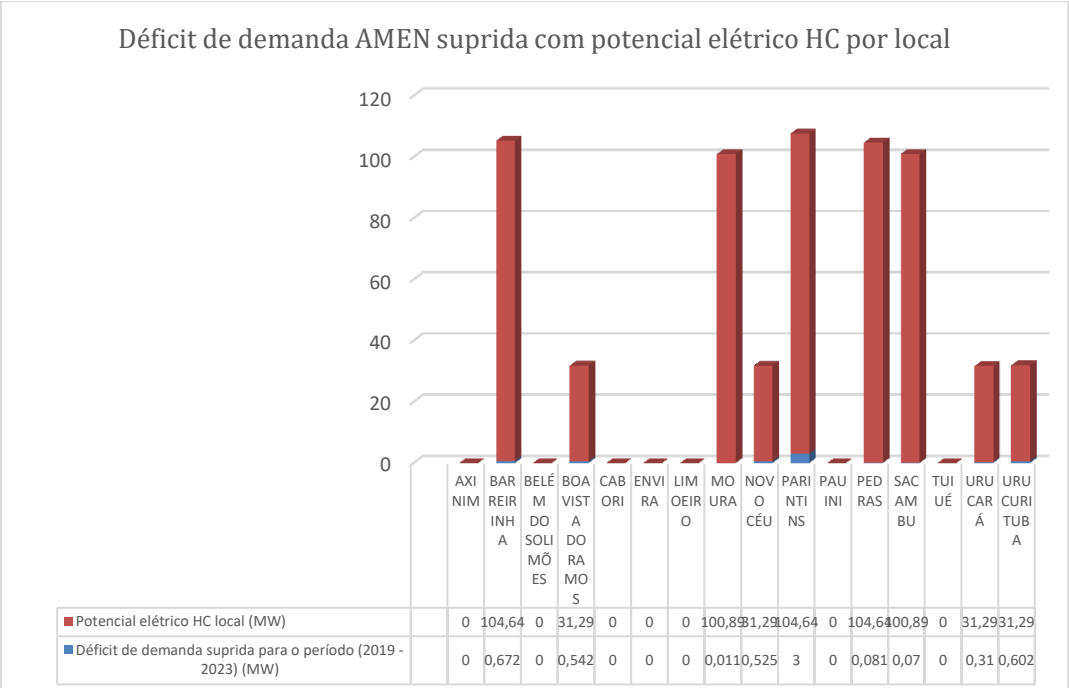


Figura A. 7. Déficit de demanda dos SIs AMEN suprida com potencial elétrico HC.

Fonte: Elaboração própria

A Figura A. 8 mostra a relação do potencial elétrico HC total com a potência nominal instalada, o déficit máximo de demanda para o período de 2019-2023 e déficit de energia suprida para o período. O resultado da pesquisa mostra que o potencial elétrico HC total supriria toda a potência nominal instalada com UTE a diesel, biodiesel e / ou déficits dos SIs para o período na região.

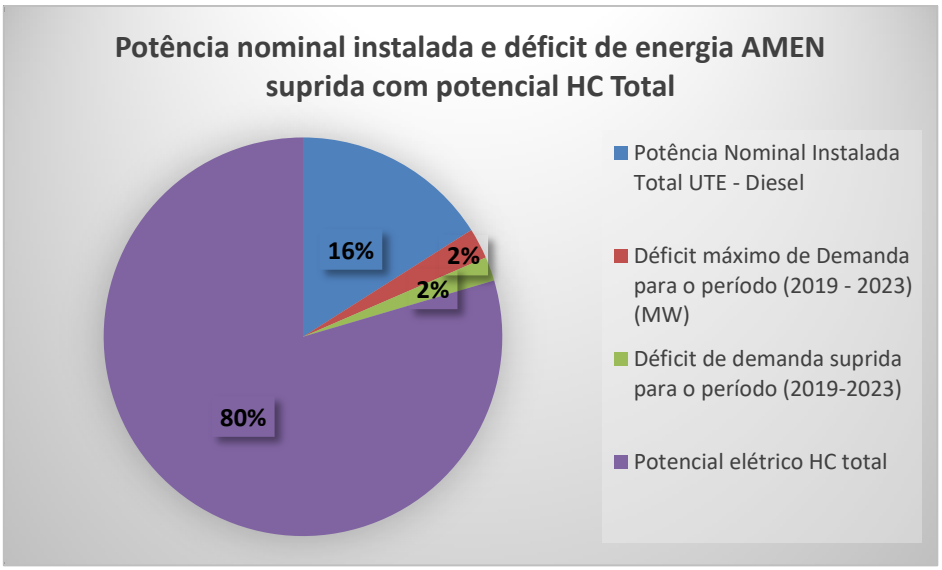
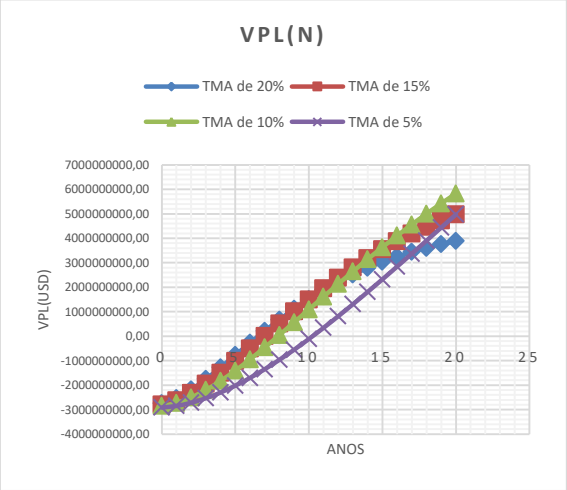


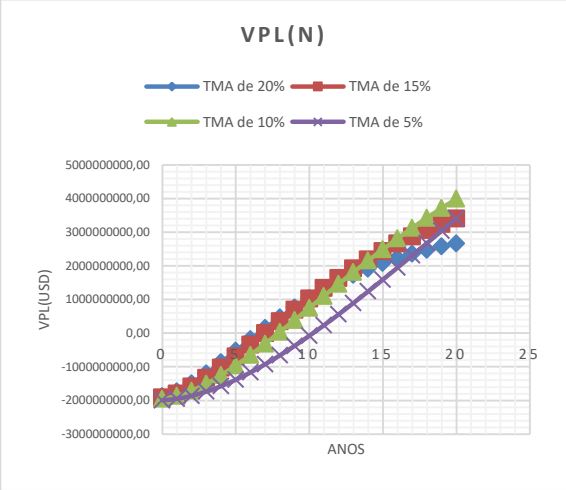
Figura A. 8. Relação do potencial elétrico HC total com a potência nominal instalada, déficit de demanda para o período e déficit de energia AMEN.

Fonte: Elaboração própria

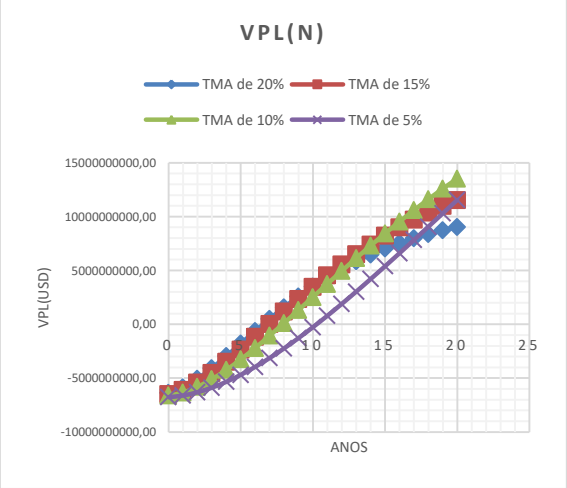
APÊNDICE 8 - Valor Presente Líquido – VPL médio total dos Municípios de (a) Óbidos - PA, (b) Santarém - PA, (c) Monte Alegre - PA, (d) Prainha - PA, (e) Almeirim - PA, (f) Porto de Moz - PA, (g) Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e (h) Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA, (i) Manaus - AM.



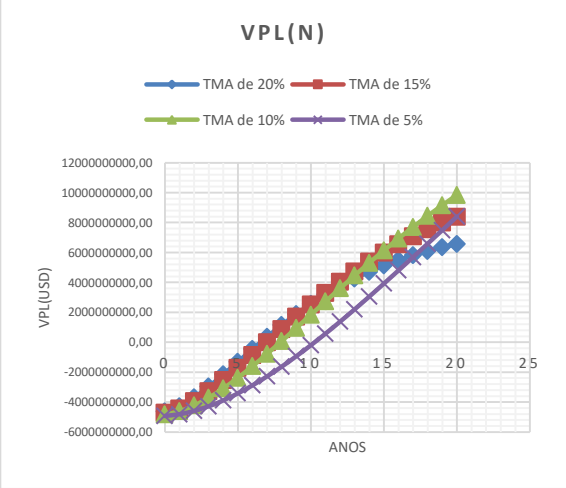
(a) Óbidos



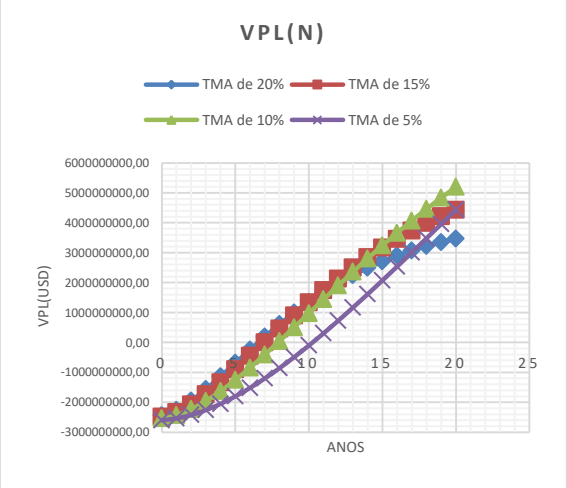
(b) Santarém



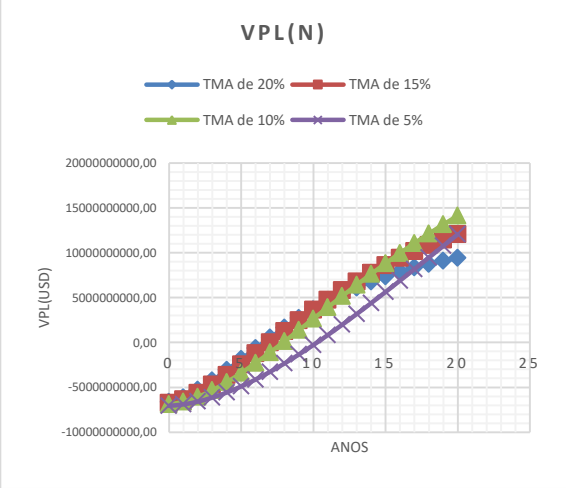
(c) Monte Alegre



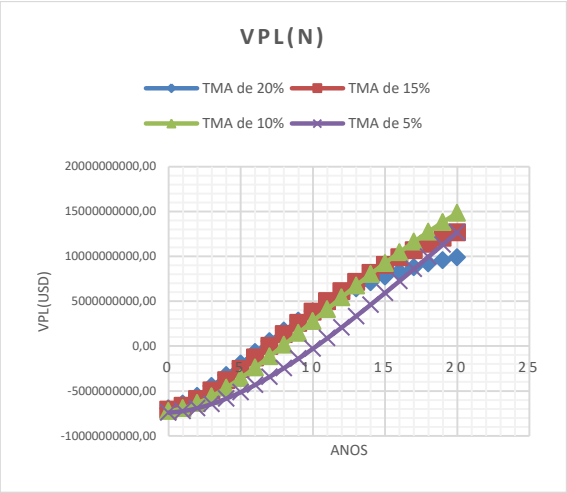
(d) Prainha



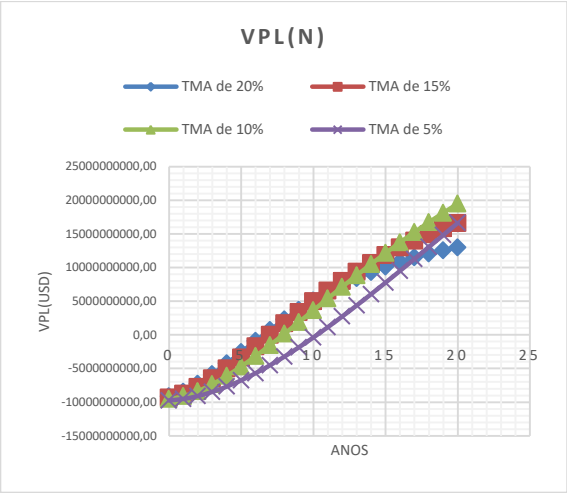
(e) Almeirim



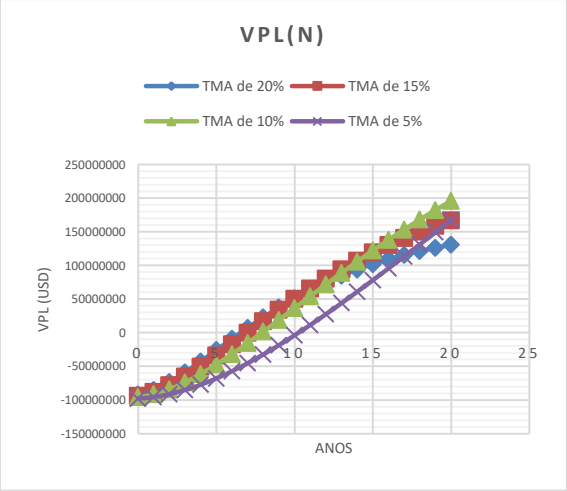
(f) Porto de Moz



(g) Ilha de Gurupá (Canal Sul)

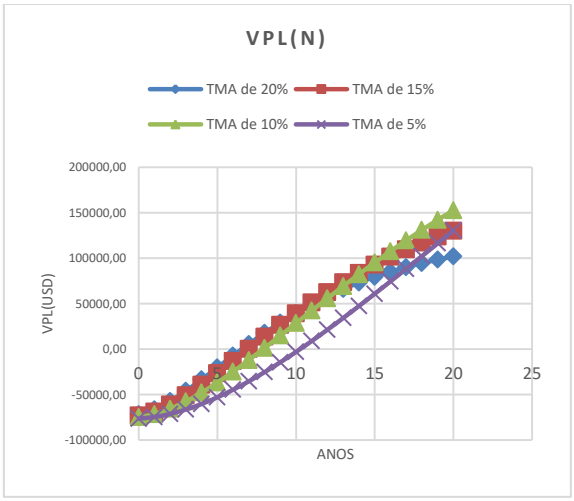


(h) Ilha de Gurupá (Canal Norte)

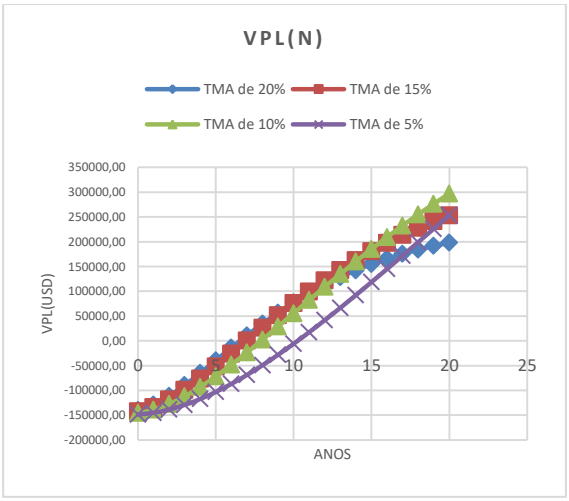


(i) Manaus - AM

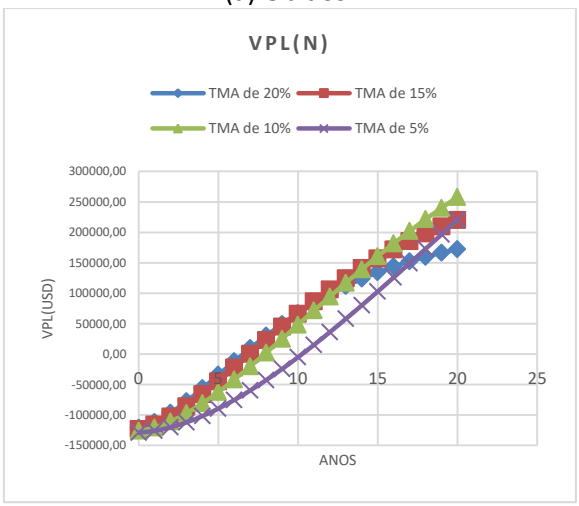
APÊNDICE 9 - Valor Presente Líquido – VPL médio unitário dos Municípios de (a) Óbidos - PA, (b) Santarém - PA, (c) Monte Alegre - PA, (d) Prainha - PA, (e) Almeirim - PA, (f) Porto de Moz - PA, (g) Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA e (h) Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA, (i) Manaus - AM.



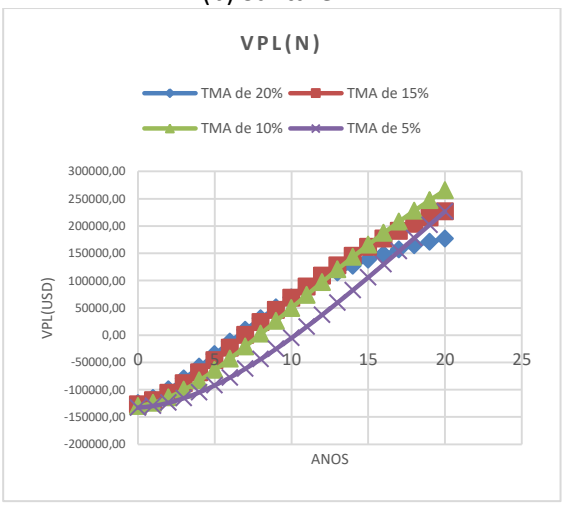
(a) Óbidos



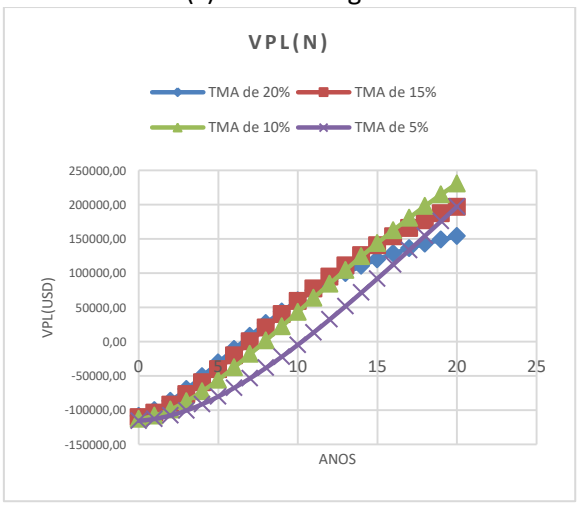
(b) Santarém



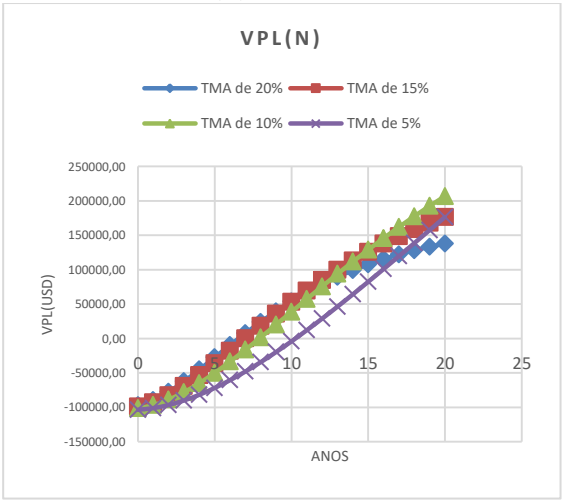
(c) Monte Alegre



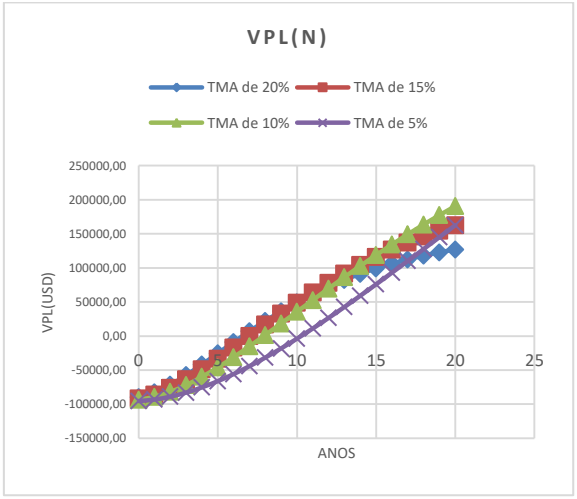
(d) Prainha



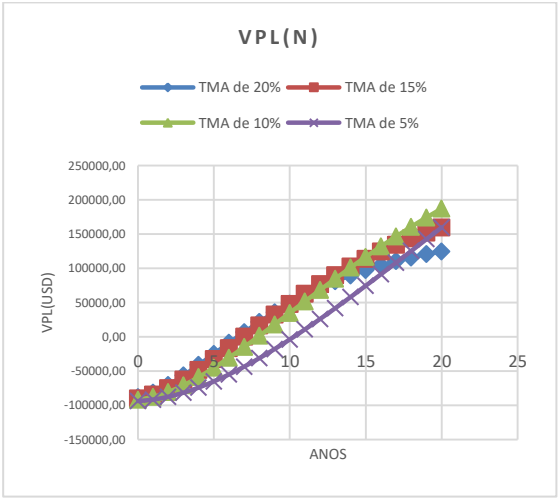
(e) Almeirim



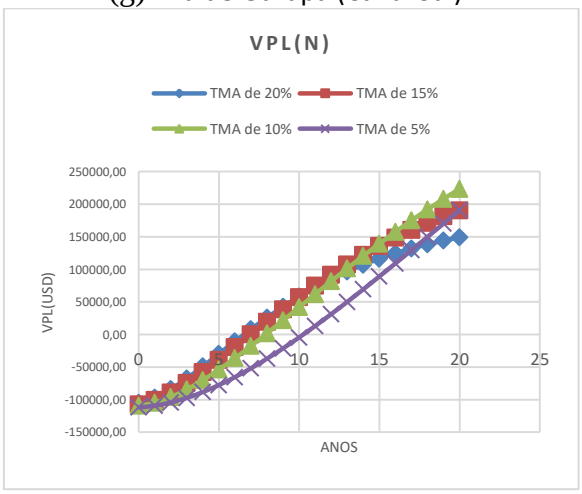
(f) Porto de Moz



(g) Ilha de Gurupá (Canal Sul)



(h) Ilha de Gurupá (Canal Norte)



(i) Manaus - AM

APÊNDICE 10 - Artigo publicado: Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region.

Autores: Carlos Henrique da Costa Oliveira, Maria de Lourdes Cavalcanti Barros, David Alves Castelo Branco, Rafael Soria, Paulo Cesar Colonna Rosman.

Sustainable Energy Technologies and Assessments xxx (xxxx) xxx

Contents lists available at ScienceDirect

Sustainable Energy Technologies and Assessments

journal homepage: www.elsevier.com/locate/seta

Original article

Evaluation of the hydraulic potential with hydrokinetic turbines for isolated systems in locations of the Amazon region

Carlos Henrique da Costa Oliveira [a,b,*], Maria de Lourdes Cavalcanti Barros [c], David Alves Castelo Branco [b], Rafael Soria [d], Paulo Cesar Colonna Rosman [c]

[a] Department of Electrical Engineering, CEFET, Centro Federal Celso Suckow da Fonseca, Campus Angra dos Reis, Rio de Janeiro, Brazil
[b] Energy Planning Program, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil
[c] Ocean Engineering Program, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil
[d] Department of Mechanical Engineering, Universidad San Francisco de Quito, Diego de Robles y Vía Interoceánica, Campus Cumbayá, 170901 Quito, Ecuador

ARTICLE INFO

Keywords:
Renewable energy
Energy of river currents
Isolated system
Hydrodynamic modeling
Theoretical potential
Geographical potential
Technical potential
Market potential

ABSTRACT

In Brazil, the Amazon River has a high potential to harness hydraulic energy to generate electricity. This article presents a methodology to quantify the hydraulic potential for the hydrokinetic technology of the Amazon River's segments, identifying and calculating the theoretical, geographic, technical and market potential of the places. The methodology uses the hydrodynamic behavior of the river as a base, using the computational code called SisBaHiA® to evaluate the potential in large segments of the Amazon River. It provides important technical inputs to guide the development of hydrokinetic technology in the Brazilian Amazon, where most of the systems are isolated, with diesel power plants (without access to the National Interconnected System) or communities without access to the power grids. It presents original and historical data in the characterization of the river that reflect the persistence of velocity. Our results indicate great potential for its development, as there is theoretical potential 12,028 MW, geographic 4.77 MW/km^2, technical 1,479 MW and market 626 MW, where it would be possible to generate 7,969 GWh of renewable electricity and 909.72 MW of firm energy. This study contributes to the formulation of public policies to implement hydrokinetic technology for isolated systems in these and other places with similar environmental conditions.

Introduction

Throughout time, men has used several sources of energy, but only in the 19th century he used electricity, with this the first small scale hydroelectric power plants appeared, aiming to serve small towns. Nowadays, linked to this fact, we have the large hydroelectric plants, responsible for generating electricity mainly for large consumer centers and now the hydrokinetic technology - HKT appears as an option and can be an alternative for the production of renewable energy for local use, promoting the expansion of electricity supply in isolated, rural areas, with small agricultural and industrial centers close to rivers and supplied by Isolated Systems - ISs, with or without access to distribution systems [1], not connected to the National Interconnected System - NIS [2]. HKT can contribute with isolated communities where access is difficult, and transport can take several days to reach these places becoming very expensive [5] and are mainly powered by fossil fuel generators (diesel, gasoline), which bring negative effects [3,4].

Fluvial HKT directly converts the kinetic energy from freely flowing water into electrical energy without necessity to divert the flow or concentrate a large volume of water in a reservoir [6–11]. Due to these facts, there are more potential sites available for the implementation of this system [12,13]. The system mainly referred as HKT, is considered to be a cleaner and more sustainable energy generation system among conventional hydroelectricity-based electricity generation technologies. In the last few decades, there has been a growing interest in research activities and implementations of hydrokinetic systems worldwide [14–19].

The main concept is equivalent to a wind turbine system [20–22], but with a higher energy density [23–25]. New technologies for power generation from hydrokinetic - HK are under development, demonstration and implementation phase of a pilot plant and have not yet been commercialized in Brazil.

In Brazil, there are about 250 electrically isolated locations and depending on the hydrokinetic potential, they may represent a unique

* Corresponding author.
E-mail address: carlos.oliveira@cefet-rj.br (C. Henrique da Costa Oliveira).

https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101079
Received 27 May 2020; Received in revised form 16 October 2020; Accepted 1 February 2021
2213-1388/© 2021 Published by Elsevier Ltd.

Please cite this article as: Carlos Henrique da Costa Oliveira, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101079

opportunity for the implementation of HKT, replacing or complementing obsolete and inefficient thermal systems. Thermoelectric generation has also been associated with the expansion of intermittent renewable sources to be activated in periods of unavailability of generation from other resources [26–30]. Fig. 1 shows a configuration of an HK generator (not associated with thermoelectric) acting as IS inserted in the distribution system of the local concessionaires [31]. The introduction of electric energy to these places without any kind of infrastructure is a step in the direction of the aspirations of the local communities. In addition, the urban centers served in the region do not have a reliable supply [32,33]. In this sense, HKTs have become more important nationally and worldwide as a viable alternative for energy supply [6–11] and to harness efficiently the hydrokinetic potential of rivers with hydrokinetic turbines working as IS is a great challenge.

Aspiring to contribute to sustainable socio-economic development, this study shows HKT concepts and implements a methodology to quantify the hydraulic potential of a stretch of the *Amazon River* located between the municipalities of *Óbidos - Pará* (West) and *Macapá - Amapá* (East), identifying and calculating the theoretical, geographic, technical and market potential of places like IS.

To achieve these objectives, we address pertinent aspects of the planning, that contemplates the electricity market projections in each isolated location, according to the balance between supply and demand for the next five years and, consequently, guides to the future needs of expansion of the generating parks or the replacement of current plants, in order to guarantee the security of electricity supply in the locations not connected to the NIS. We used results of the hydrodynamic behavior of the river as a base, through the computational code called SisBaHiA® (Basic System of Environmental Hydrodynamics), developed at COPPE/UFRJ [34–36], evaluating the potential in large segments of the river Amazonas, providing important technical inputs to guide the development of hydrokinetic technology in the Brazilian Amazon, where most of the systems are isolated, with diesel thermoelectric plants and communities close to rivers without access to the power grids.

Original data will be presented in the characterization of the stretch of the Amazon River that reflects the velocity, depth, cross section and variation of the flow of the segments. A qualitative and quantitative analysis of the theoretical, technical and economic potential and market potential is carried out from an industrial, socio-economic and environmental perspective. Forecasts of contracting needs per year (for expansion or replacement of the existing energy supply) will be presented by the distributors *Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA*, *Centrais Elétricas do Pará - CELPA* and *Eletrobras Distribuição Amazonas -AMEN*.

We analyzed the amount of electricity that can be generated by HKT to contribute to the electricity demand in the region. We evaluate how much CO_2 and diesel oil will be removed from the environment if there is a total and/or partial replacement of the Diesel Isolated Systems, which are on the margins of the Amazon River segments, performing a comparative analysis for the use of hydrokinetic technology in associated or not ISs. to thermoelectric plants for electricity generation, making the environment sustainable and more independent of fossil fuel.

River currents are often cited as a technological solution that can supply the electricity in small quantities to rural, remote [4,37–39] and mountainous areas [40–42]. Studies of a hydrokinetic turbine for energy conversion in isolated riverside communities in Brazil were presented by [43,44]. According to [45] hydrokinetic power generation is gaining interest as an economical way of supplying energy to isolated areas, where reasonable water resources are available.

In the world, research and development (R&D) is being carried out in hydrokinetic technologies, whether for the production of electricity from the kinetic energy of waves and tides, or from the current of small water courses, such as streams, rivers, channels man-made and downstream hydroelectric dams. Several publications provide an overview of the state of the art for river hydrokinetics [12,46–48] and [49–55]. Basic technologies, such as turbines (axial flow turbines, and cross flow turbines) [56–58] and [4,55], mooring methods and modular equipment characteristics were studied by [59–64]. In the literature, it is clear that there is no consensus on the best configuration for the turbine [4,65].

In Brazil, R&D efforts were carried out for the use of hydrokinetic turbines in Brazilian rivers, such as the Tucunaré project - Hydrokinetic turbines that aim at harnessing the potential in the remainder downstream of hydroelectric plants [66,67].

[68,69] investigated the effects on operational characteristics with the installation of HK generators applied to streams of irrigation channels and rivers to constitute a source of electricity generation.

The work of [70] focused on identifying areas with great hydrokinetic potential in Brazil located in the most western part of Bahia. The collected data were used to create a database to be used in a GIS software to create maps that reveal the hydrokinetic potential of each community under study.

In Brazil, São Marcos Bay in the State of Maranhão - Brazil has a high energetic potential for the electrical use of tidal currents, having been considered for the installation of hydrokinetic energy converter parks [71]. The location, the amount of extractable power in each park and the

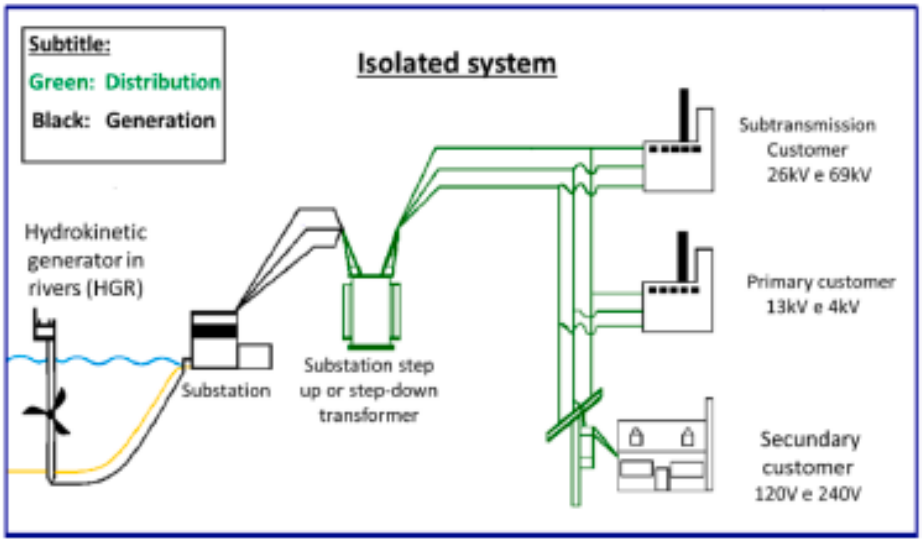


Fig. 1. Example of HK generator in rivers acting as IS inserted in the distribution system of the local concessionaire. Source: Own elaboration.

hydrodynamic, sedimentological and morphological processes are considered. Hydrosedimentological scenarios were analyzed using the SisBaHiA®. Three regions were identified for the installation of the parks, in which 134 GWh/year can be generated. Numerical simulations carried out by [72,73] using the SisBaHiA demonstrate the hydrodynamic behavior in the backwater hydroelectric plant - HPP of Jirau and the Vitória Bay complex in Brazil, respectively.

The Inter-American Development Bank (IADB) has prepared a report where specialists in Amazonian hydrology at the Federal University of Amazonas (UFAM), headquartered in Manaus, Amazonas - Brazil, analyzed existing hydrological data and other available information to determine levels of feasibility for the implementation of river hydrokinetic energy conversion technology in the Amazon River basin [70,74–76].

The use of power generation from HK as IS can provide several benefits for the electrical system [77], among which the postponement of investments in expansion in the distribution and transmission systems stands out; the low environmental impact; the improvement in the voltage level of the network in the period of increased energy demand and the diversification of the energy matrix.

Methodology

This study adopts an assessment in the analysis of water resources, which considers the main characteristics of rivers for generating electricity through hydrokinetic generators working as IS, quantifying and/or qualifying the potentials. Fig. 2 establishes the schematic difference between the theoretical, geographic, technical and market potential of the environments under evaluation. In this study, the theoretical potential will be developed throughout the project with data from the regions under analysis consisting of natural factors, physical restrictions, the energy content of water resources and a method for quantifying primary energy as described below. Geographic potentials through spatial analysis restricting the availability of area. The technical potential through the technical limitations of the technology and performance of the equipment used. Market potential from an industrial, socioeconomic and environmental perspective will also be discussed.

The flowchart in Fig. 3 is intended to facilitate the understanding of the methodology used in this article.

Local characterization

The kinetic energy of rivers has great potential, according to [74] it is not used as a source of generation of clean and renewable electric energy. They are sources capable of contributing to the demand for energy in urban and rural communities through isolated systems, helping to postpone investments in the expansion of electricity transmission and distribution systems.

In order to assess the potential of hydrokinetic energy in electricity generation, such as IS, places that have specific characteristics for the insertion of a hydrokinetic generator must be identified. For this, it is essential to know the current velocity of the watercourse, flow history width, and depth. Due to these characteristics, the type of anchoring and the model of the turbine is determined. However, there are no mature HKT turbine projects on the national market. Therefore, it is important to decide on a hydrokinetic generator project, even in the R&D phase, which has all the technical details dimensioned.

According to the characteristics, operating conditions and dimensions of the hydrokinetic turbine, a section on the river's bed must be chosen where the best performance is obtained for the installation of the turbines. For the choice of the river section with the conditions of implantation of the hydrokinetic system, an analysis will be carried out using the hydrodynamic model, in which the segment of the river with less width (greater velocity) and depths (bathymetric data) will be considered as a criterion.

Necessary conditions for efficient energy extraction

According to [52,53,56,71,74,82] the necessary conditions for efficient energy extraction via river current turbines, can be summarized as:

1. Velocity of rivers greater than 1.3 m/s. The ideal velocity are in the range of 1.5 to 2.5 m/s. Velocity greater than 1.5 m/s will be considered for more than 50% of the time.

2. Efficiency increases with the diameter of the turbine, and the shape of the blades [83]. In the literature, there is a description of axial turbines from 0.8 m in diameter. Some examples can be seen in [84]. In this study, a 10 m diameter turbine will be used.

3. The depth will be between 18 and 50 m. The usable segment of the water column is considered to be − 5 m above the lower level (bottom), and − 3 m below the maximum level of the river (surface) based on the work [85,86].

4. Width and length of the location available for hydrokinetic generators. According to [82], the effects of interaction in the lateral separation distance greater than 2.5 diameters of the turbine are insignificant. The track interaction behind the turbines causes a significant performance reduction for the downstream turbines within the longitudinal spacing of 6 turbine diameters. For [87] the distance between the rotating blades in a lateral line, transversal to the direction of the current, must be around 3 turbine diameters. To avoid conveyor effects, the distance between lines along the current direction should be around 15 turbine diameters totaling an area of 6400 m^2, however to further avoid the conveyor effect we add 35% of the occupied area staying around 8640 m^2 for each hydrokinetic turbine. The increase of 35% can be added in the longitudinal spacing to help recover − 91% of the velocity, according to [71,88,89].

5. The density of the turbine arrays must be such that the blocking effect in the flow field does not cause much damping in the river currents.

6. The proximity of ISs to isolated locations that demand electricity is also important, as the greater the distance, the greater the investment in distribution systems [90].

7. The survey of flow data will be obtained from fluviometric stations, through the Hydrological Information System (HidroWeb) prepared by the National Water Agency (ANA), which allows the characterization of the hydrological regime throughout the year [91].

In sequence, an appointment will be made, where it is possible to visualize the distance from the places with hydrokinetic potential of the communities that demand electric energy from ISs, making the velocity and depth data of each watercourse more visible, making it possible to quantify and qualify areas for possible installations of hydrokinetic generators for ISs.

Hydrokinetic energy potential

Methodology to limit the energetic potentials of hydrokinetic generators for application of ISs

The potential for generating energy from HK is limited by the theoretical potential[1]. This potential is defined as the average annual energy available in the kinetic energy present in the river current. Determining the theoretical potential requires considering several factors, such as the type of river and stream [92].

Regarding the technical potential[2], it is defined as part of the

[1] The theoretical potential is derived from natural and climatic parameters and can be determined with reasonable precision. It represents the upper limit of energy that can be produced by a given resource, based on physical principles and available scientific knowledge. It does not take into account energy losses in the necessary conversion process or any type of barriers [92,134].

[2] Technical potential would be the production of energy obtained by the complete implementation of technologies or practices already demonstrated. No explicit reference is made to costs, barriers or policies, but it may contain practical restrictions [92,134].

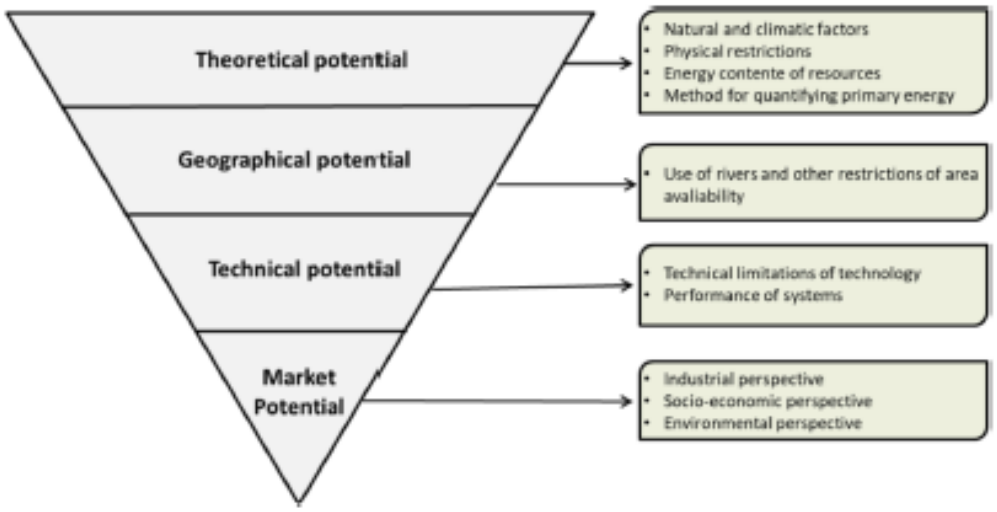


Fig. 2. Methodology to quantify the potentials for generating energy from HK. Source: Adapted from [78–81].

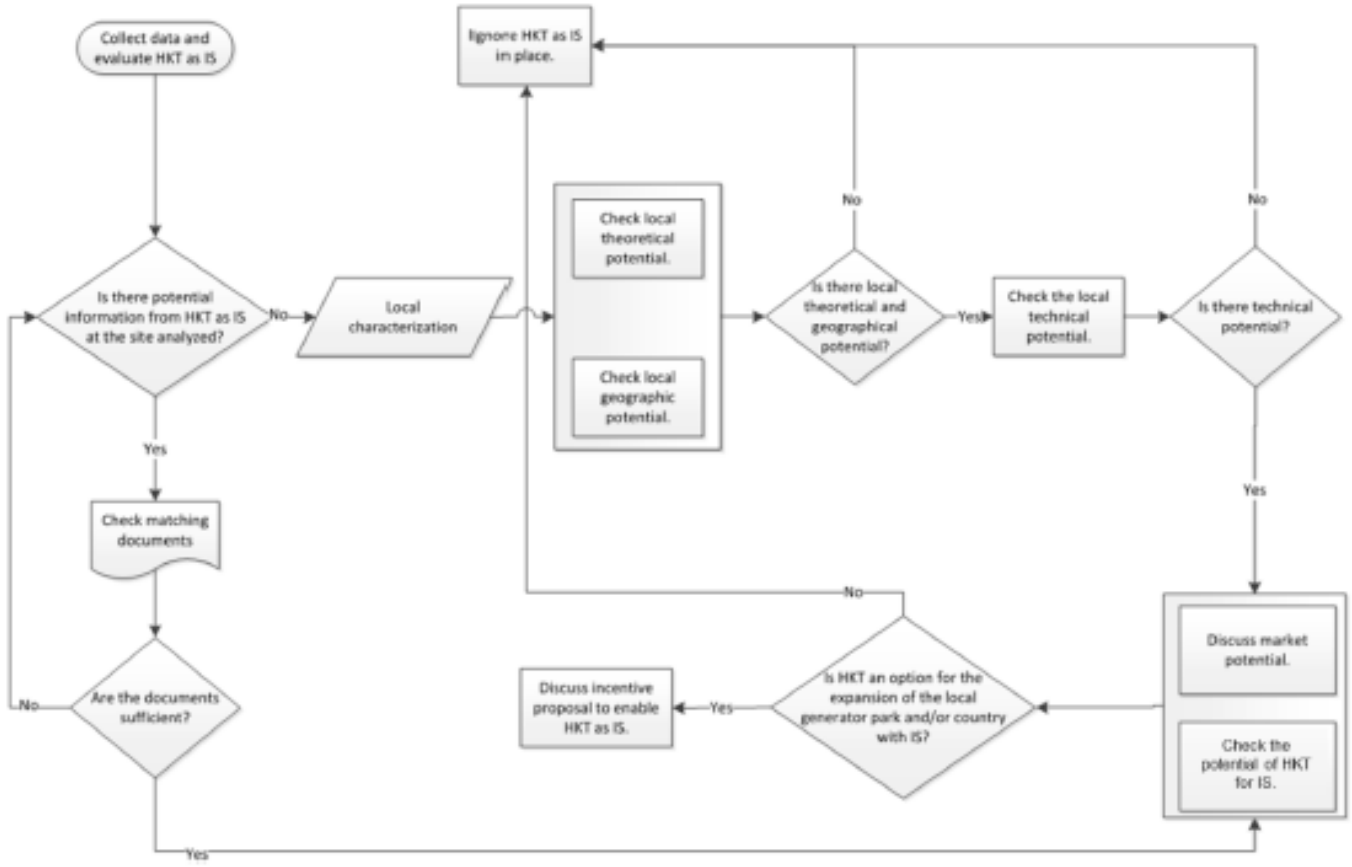


Fig. 3. Decision tree that illustrates the methodology followed in this article. Source: Own elaboration.

theoretical potential that can be captured using a specific technology. For each energy source, there are technical restrictions that determine how much of the theoretical potential can be extracted. It is conceptualized by [92] as filters for physical and technological extraction. In this work, the HK power generation unit developed in the Tucunaré project will be used as energy conversion technology, as hydrokinetics of rivers for power generation. The general characteristics of this HKT and its operating conditions are presented in Table 1.

The market potential will be analyzed by calculating the energy demand of the localities supplied by the existing ISs and how much of that demand can be met by the electricity generated by HKT.

Potential of power generation from hydrokinetics ISs

To quantify the power generation from hydrokinetic in rivers and to know the theoretical and technical potentials it is important to calculate several factors. For this it is necessary to follow a sequence of calculations that are demonstrated below:

To calculate the theoretical potential THP_n (W), the flow rate Q_n (m^3/s) and the change in elevation ΔH_n (m) along the length of the segment are used. The velocity of this HKT for power generation from

Table 1
Tucunaré HKT operating dimensions and conditions. Source: Adapted from [93].

Dimensions and conditions of operation	
Great	Values
Installed capacity	500 kW
Electric tension	400 V
Current	780 A
Frequency	60 Hz
River current velocity	1.0 to 2.5 m/s
Rated power	11 kW (1.0 m/s) and 304 kW (3.0 m/s)
Maximum power	304 kW
River depth	18 to 50 m
Number of blades	03 (three)
Rotor diameter	10 m
Nacelle fairing length	4.4 m

hydrokinetic is between 1.5 m/s and 2.5 m/s. Thus, the available energy depends mainly on the velocity of the current [94]. Therefore, a multiplication of the flow values with the elevation and the density of the water provides the theoretical hydrokinetic potential specific to the segment according to equation (1), used in [95]:

$$THPn = \rho.Qn.\Delta Hn \quad (1)$$

At where:

THP_n = theoretical hydraulic power at location n [Watts]

ρ: water density 998 [kg/m^3] or 9800 [N/m^3]

ΔH_n = change in elevation along the segment length at location n [m]

Q_n = flow rate at location n [m^3/s]

The kinetic energy of a mass of fluid in motion at a given velocity is given by Equation (2) [9,96].

$$E_c = \frac{1}{2}.m.v^2[J] \quad (2)$$

Obtaining the area from the diameter of the turbine is achieved by Equation (3):

$$A = \frac{(\pi.D^2)}{4}[m^2] \quad (3)$$

At where:

D: diameter of the turbine [m]

A: front turbine area [m^2]

v: average watercourse velocity [m/s]

Based on Equation (2), the procedures for obtaining the hydrokinetic power, electrical power, generated electricity and capacity factor of the turbines inserted in a section transversal to the water flow of 58 sites of the Amazon River are described.

To determine the number of hydrokinetic generators that are possible to be installed in locations n (NGA_n) it is necessary to calculate the area of the site with potential for generating electricity from hydrokinetic generators for ISs application (A_n) and the area for insertion of a hydrokinetic generator ($A_d = 8640\ m^2$) following the specifications of item 2.1.1. Performing the ratio between A_n and A_d, the NGA_n that can be implanted in the site with potential is determined. Applying the $NGAn$ set in Equation (4), the hydrokinetic potential at location n with the hydrokinetic generator is calculated.

$$HKP_n = NGA_n.\left(1/2.\rho.\frac{\pi.D^2}{4}.v^3\right)[W] \quad (4)$$

At where:

HKP_n: hydrokinetic power available at location n [W]

n: 58 sites are analyzed (1 to 58)

After calculating the available electrical power, we will perform the energy density (ED_n) calculations for each segment. Such densities will serve as a reference for the comparative analysis with other works that have carried out and will carry out studies to evaluate hydrokinetic energy potentials. To determine the energy densities, it is necessary to know the velocity and persistence of the segment's velocity in the analyzed period. Using Equation (5) we calculate the average hydrokinetic energy density per cross section (EDn). Relating the areas corresponding to the segments with the potentials, we will calculate the average hydrokinetic energy density per cross section (EDn), density of hydrokinetic power per unit of average area per cross section ($PDHKn$), density of hydrokinetic power per average hydrokinetic radius per cross section will be calculated. ($PDHKhkr$), electrical power density per unit of average hydraulic area ($DEPunA$), density of firm energy per unit of average hydraulic area ($FEDunA$) and finally the average firm energy density per unit of turbine diameter ($FEDunD$).

$$ED_n = \frac{1}{2}.\rho.v^3.PV_n[W/m^2] \quad (5)$$

Where: ED_n = energy density at location n (W/m^2); ρ = specific mass of the water (kg/m^3); PV_n = persistence of velocity at location n and the analyzed period.

After defining the design current and the diameter of the rotor through the depth of the turbine implantation site, the Power Coefficient (PC) corresponding to the turbine assembly is defined, in this case we use 0.3 [53,97,98].

By assigning the General Performance (η_g = 96%) of the mechanical and electrical set of the generator, the technical potential represented by the electrical potential (EP_n) is obtained according to Equation (6):

$$EP_n = NGA_n.\left(n_g.PC.1/2.\rho.\frac{\pi.D^2}{4}.v^3\right)[W] \quad (6)$$

The physical limitations of power generation from hydrokinetics, expressed as efficiency, power coefficient and velocity ratio at the tip of the blade of the hydrokinetic generator will be taken from the literature according to [92,93,99].

The Capacity Factor (CF_n) is a dimensionless value [100], analyzed in terms of percentage with the ratio between the electricity produced in the year or the month (EG_n) and the theoretical electricity that could be generated considering the electrical power of the hydrokinetic generator (EP_n), in the same period. In order to calculate the electricity produced, it is important to take into account the persistence of the river current velocity at location n (PS_n), which represents in percentage, how much time in the analyzed period had velocity greater than 1.5 m/s. This persistence was calculated by the hydrodynamic model and plotted with the percentage graduated scale with 5% periods. CF_n is also an important criterion for verifying the technical and economic viability of the hydrokinetic park. The CF_n calculation considers one year according to Equation (7):

$$\mathrm{CF_n(\%)} = \left(\frac{EG_n}{\Delta t.EP_n}\right)100 \quad (7)$$

At where:

CF_n = Capacity factor

EG_n = Energy produced per year [MWh/year]

PS_n = persistence of velocity in place n [%]

Δt = 24 h.365 days = 8760 [h]

EP_n = Electrical power of the hydrokinetic generator = EP_n (kW)/1000 = [MW]

Firm energy can be calculated using the estimated capacity factor for the hydrokinetic park according to Equation (8):

$$FE_c = CF_n.EP_n[W_{average}] \quad (8)$$

Now to determine the potentials in the cities that are on the banks of the segments of the Amazon River, the sum is made in the n places that are within its jurisdiction.

Spatial quantification

The most important criterion used to identify the most suitable areas for the implementation of power generation [101] from HK is the existence of rivers with the basic characteristics mentioned in the previous sections.

Market potential

To assess the market potential, it will be discussed how HKT can be implemented in locations that are located in remote regions[3] and/or due to its size, they are part of the *Luz para Todos* program (families living in rural areas that do not have access to the public of electricity), as provided by Decree no. 8,493/2015 [102–104]. Such systems, in general, are small communities that already have an informal and sometimes partial supply (a few hours a day). When they are formalized with the distributors, the aim is to regularize and improve the service, contracting supply solutions through auction. With this, it is necessary to include localities in the IS planning process.

The number of ISs may vary from time to time (five years), either due to the interconnections of the regions to the NIS or the new locations created by the distributors. According to [30], in 2018 the distributors informed 28 new locations to EPE.

For this research, data from three states, *Amapá*, *Amazonas* and *Pará* will be used, totaling 4 distributors, 147 ISs, 626.7 MW of installed nominal power and a served population of 2,368,690 people as shown in Table 2.

HKT's market potential for ISs will be assessed against those that already exist in the region, relating mainly those that have an energy deficit in the period 2019–2023 and/or need to replace the machines. The relationship between ISs with TP associated or not with HKT and the possibility of financial incentives granted to stimulate the substitution of the thermoelectric generation with petroleum-derived fuels by other sources will also be discussed, as provided for in Decree no. 7,246/2010 [105].

According to [30], forecasting the IS demand projection is very difficult, as it is affected by many uncertainties, especially when looking at the long-term horizon. They depend on numerous variables (economic, social, demographic, etc.). The predictions of the interconnection of isolated locations to the NIS are uncertain and the size of the locations is sometimes so small that a new activity (commercial or industrial) or even migratory movements can increase or reduce the demand for electricity, emphasizing the importance of updating the planning each year to improve the estimations, especially in smaller locations.

The current planning of a given market to supply the demand consists, in summary, in verifying the historical data of the consumption of electricity, projecting the demand for the next years and verifying if the installed capacity of generation is sufficient to attend the growth of the demand in the next five years.

In the analysis carried out by [30] and used in this article, the following are considered: the end dates and the possibility of renewing the generation contracts; interconnection forecasts; and request from distributors to replace their machines. Regarding the market information (history and projections) of each Isolated System analyzed, the variables considered were: consumption[4], load[5], losses and, demand[6] or installed capacity.

This information is important, as it may create the possibility of inserting hydrokinetic technology as an alternative renewable energy source acting as ISs in locations close to the regions analyzed in this work. In summary, the planning of the State of Amapá, Amazonas and Pará with their respective energy distributors will be presented. Such states are those that are related to the segments of the Amazon River analyzed in this work.

The market projections with installed capacity and the demand deficit of the ISs in *Amapá*, *Pará* and *Amazonas* that are close to the areas with hydrokinetic potential, will be listed in Table 11 after the analysis of the segments hydrokinetic potential.

Amapá. The *Companhia de Eletricidade do Amapá* - CEA presented market projections for 29 locations, 27 of which are new, generally small indigenous communities, which represent about 35% of the consumption of ISs in that state, with maximum annual demands ranging from 24 to 905 kW at 2017.

Table 3 shows the evolution of the CEA market in the period 2019–2023. More than interconnections, what impacts the distributor's market is the consideration of new locations, resulting in the high growth observed for 2020.

Pará. Two distributors serve the isolated systems of Pará: *Petrobras*, responsible for the locations Alcoa Porto and Alcoa Beneficiamento; and *Centrais Elétricas do Pará* (CELPA), responsible for serving 21 other locations, 17 of which have a forecast of interconnection in the analyzed horizon, causing such negative variations in the energy demand of ISs. According to the distributor's forecasts, only the locations of *Aveiro*, *Cotijuba*, *Gurupá* and *Jacareacanga* will remain isolated. Table 4 shows the evolution of Celpa's market in the period 2019–2023.

Table 2
Number of Isolated Systems by FU and Utilities used in the research. Source: Own elaboration.

State	Distributor	Number of ISs	Population served
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43,315
Amazonas	Eletrobras Amazonas Energia	95	1,657,298
Pará	Centrais Elétricas do Pará S.A.	21	668,077
	Petrobras BR	2	–
TOTAL	4	147	2,368,690

Table 3
CEA - Load (MWh) and installed capacity (kW). Source: Own elaboration with data from [106].

Load (MWh)					
CEA	2019	2020	2021	2022	2023
Total load (MWh)	46,240	56,776	58,434	60,169	62,006
Annual variation (%)	–	23%	3%	3%	3%
Installed capacity (kW)					
CEA	2019	2020	2021	2022	2023
Total installed capacity (kW)	7,616	9,638	10,034	10,450	10,892
Annual variation (%)	–	27%	4%	4%	4%

[3] Small groups of consumers located in the Isolated System, away from municipal headquarters, and characterized by the absence of economies of scale or density, according to Decree no. 7,246 / 2010.

[4] Value of energy required to serve consumers, which are separated by class (residential, industrial, commercial, rural and other consumption) (MWh) [135].

[5] It represents the generation of energy necessary to serve not only consumers, but also the plant's own consumption plus losses and eventual supplies (when a system serves more than one location) (kWh) [135].

[6] Demand corresponds to the maximum instantaneous value (in kW) of the location, each year, regardless of the time when it occurs [135]. Active power to be mandatory and continuously made available by the distributor, at the delivery point, according to the value and period of validity established in the contract, and which must be paid in full, whether or not used during the billing period, expressed in kilowatts (kW) [136].

Table 4
CELPA - Load (MWh) and installed capacity (kW). Source: Own elaboration with data from [106].

Load (MWh)					
CELPA	2019	2020	2021	2022	2023
Total load (MWh)	308,448	313,992	334,652	355,473	46,735
Annual variation (%)	–	2%	7%	6%	−87%
Installed capacity (kW)					
CELPA	2019	2020	2021	2022	2023
Total installed capacity (kW)	65,938	54,519	58,096	61,698	8,347
Annual variation (%)	–	−17%	7%	6%	−86%

Table 5
Petrobras - Load (MWh) and installed capacity (kW). Fonte: Source: Own elaboration with data from [106].

Load (MWh)					
PETROBRAS	2019	2020	2021	2022	2023
Total load (MWh)	72,565	71,246	71,246	71,246	71,246
Annual variation (%)	–	−2%	0%	0%	0%
Installed capacity (kW)					
PETROBRAS	2019	2020	2021	2022	2023
Total installed capacity (kW)	11,100	11,600	11,600	11,600	11,600
Annual variation (%)	–	5%	0%	0%	0%

Petrobras Juriti presented market projections for two locations: Alcoa Porto and Alcoa Beneficiamento. Unlike most Isolated Systems, Petrobras' profile is 100% industrial, with around 8% losses in the assessed horizon. Table 5 shows the evolution of the Petrobras market in the period 2019–2023. The zero growth for this distributor indicates that there is no growth in production.

The values projected for Petrobras are regular over the horizon, depending on the type of activities carried out (mineral extraction, the variation of which depends mainly on the quantity of mineral extracted).

Amazonas. Eletrobras Distribuição Amazonas presented market projections for 95 locations, with the residential class responsible for 40% of consumption in these isolated systems. The distributor's level of losses is high, close to 35%.

Table 6 shows the evolution of the *Eletrobras Distribuição Amazonas* - AMEN market in the 2019–2023 period.

The AMEN presented market projections for 95 locations, with the residential class responsible for 40% of consumption in these isolated systems. The distributor's level of losses is high, close to 35%. Table 6 shows the market evolution in the period 2019–2023:

Of the 95 Isolated Systems presented by Eletrobras Distribuição Amazonas, 84 plants were auctioned in 2016 and 2017 and 15 have a deficit in demand for the period.

Results and discussion

The numerical results will be presented according to the results of the hydrodynamic behavior corresponding to a segment of the Amazon River that lies between *Óbidos* - PA (west) and *Macapá* - AP (east) in the Amazon region. First, we will discuss the behavior of the hydrodynamic flow, and then the necessary and existing conditions for the extraction of effective power from river currents in locations between these municipalities. The research results will be briefly presented in this Chapter, however the worksheet with the calculations of the energetic potentials and densities of this work will be in, with the respective identified locations and numbered from 1 to 58.

Table 6
AMEN - Load (MWh) and installed capacity (kW). Source: Own elaboration with data from [106]

Load (MWh)					
AMEN	2019	2020	2021	2022	2023
Total load (MWh)	1,690,660	1,698,166	1,795,925	1,795,925	1,701,026
Annual variation (%)	–	0,4%	3%	3%	−5%
Installed capacity (kW)					
AMEN	2019	2020	2021	2022	2023
Total installed capacity (kW)	329,727	344,293	357,035	369,971	355,285
Annual variation (%)	–	4%	4%	4%	−4%

Theoretical potential

Given the restrictions and conditions presented in section 2, it can be seen in the results of the hydrodynamic model that there are at least 58 locations in the Amazon River segment that deserve attention, as they present the basic characteristic necessary for energy extraction (compatible velocity). Fig. 4 shows the persistence of velocity above 1.5 m/s for 12 months, ranging from 0% to 100% with a color scale and periods of 5%. These segments of the river have areas with depths ranging from 1 to 50 m as shown in Fig. 5. Such characteristics of the river segment are sufficient to indicate the theoretical potentials of the sites.

Obeying the methodological sequence presented in section 2, it was found that, of the 58 previously selected sites, 37 segments of the Amazon River have velocity (Fig. 6) and depths suitable for the HKT used in this work (Fig. 7).

Table 7 summarizes the results of calculations of the theoretical potential for flows referring to velocity of 1.5 m/s and 2.5 m/s for each municipality that is on the bank of the Amazon River parallel to the segments analyzed in the work. There are also the average velocity persistence data and the average bathymetry data. The relative errors between the mean and maximum data for velocity persistence and bathymetry presented by the model in the segments. The calculated error can be considered high, but the areas of the analyzed segments with theoretical potential are large, leaving the samples less homogeneous with persistence values more distributed around the average, providing a greater deviation. The segments with the least error, on the other hand, have more homogeneous persistence and are closer to the average persistence as a consequence of smaller deviation.

Fig. 8 shows the theoretical power density of the cross sections (kW/m^2) varying the velocity of 1.0 m/s 3.0 m/s. The analysis shows that for the value of 1.5 m/s (used value), the theoretical potential is 3.63 kW/m^2 of cross section. However, as you progress with the requirements for efficient energy extraction, the number of sites is smaller. This fact does not reduce the importance of the place, as the theoretical potential is useful to know the places that need to be prioritized in energy planning [92].

Geographical potential

Fig. 9 shows the locations with geographical potential according to the persistence of velocity and depths. However, considering the necessary clearance of the bottom and the free surface, and considering

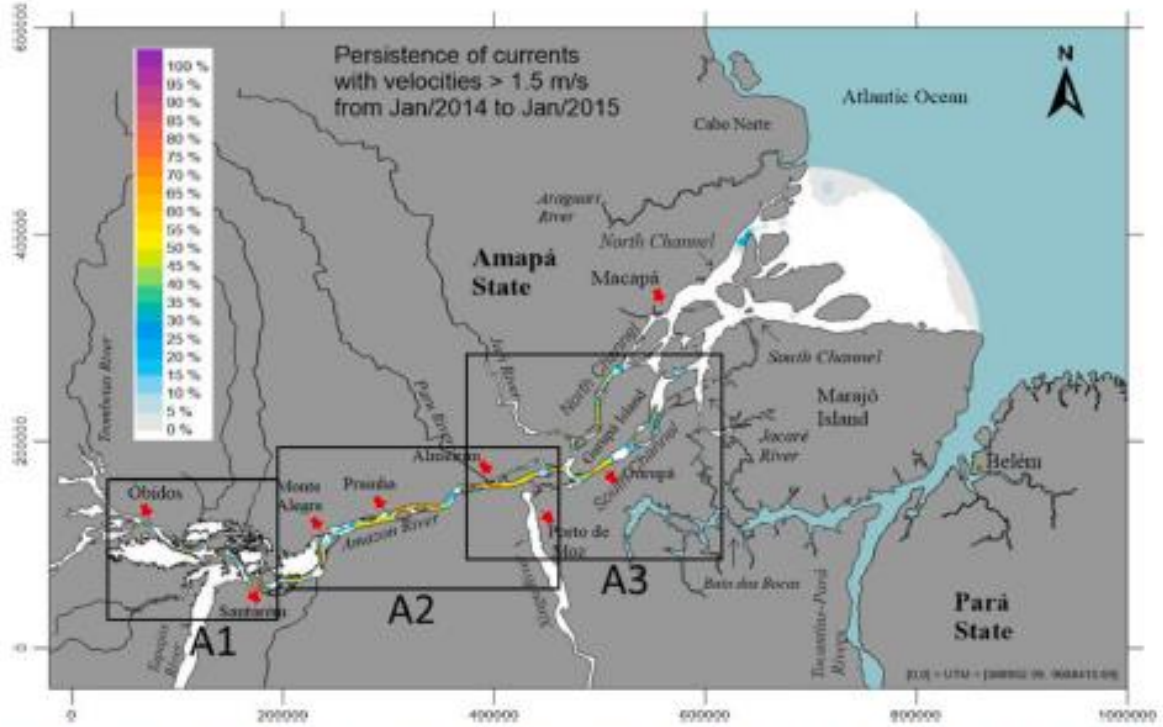


Fig. 4. Segment of the Amazon River: Map with color scale and percentage corresponding to the persistence of river currents with velocity above 1.5 m/s, during one year of simulation.

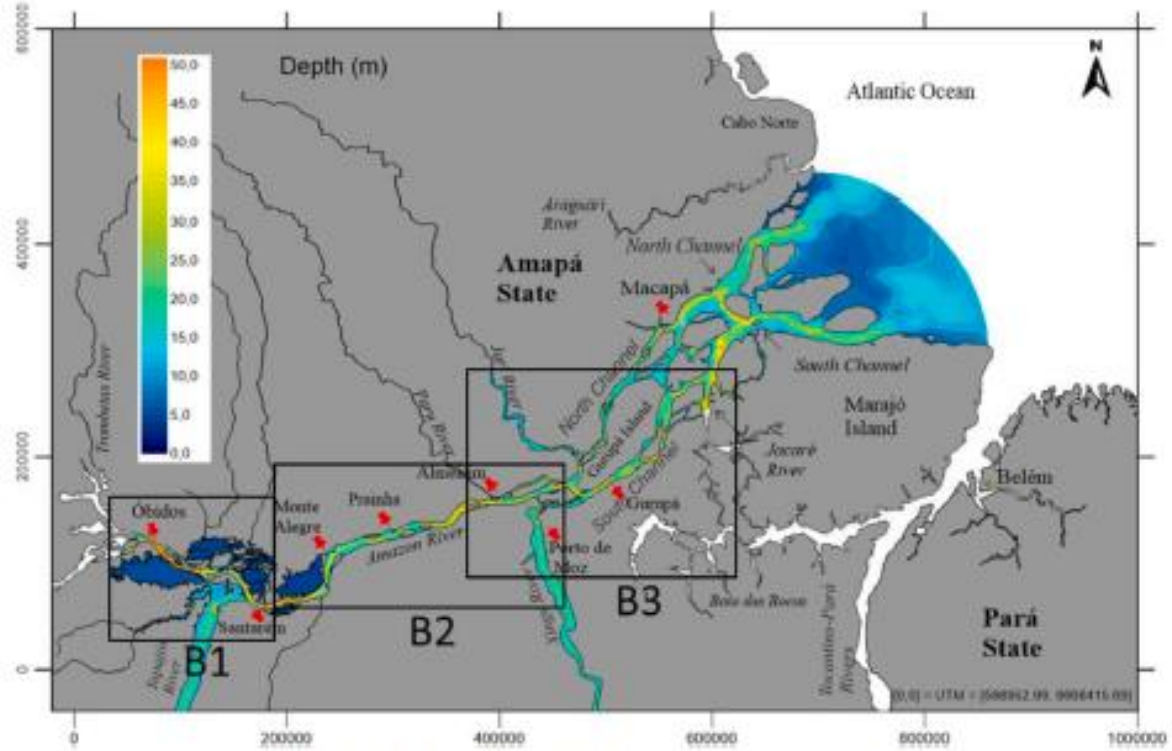


Fig. 5. Section of the Amazon River: Map with the depth of the sections under analysis ranging from $0 < H < 50$ m.

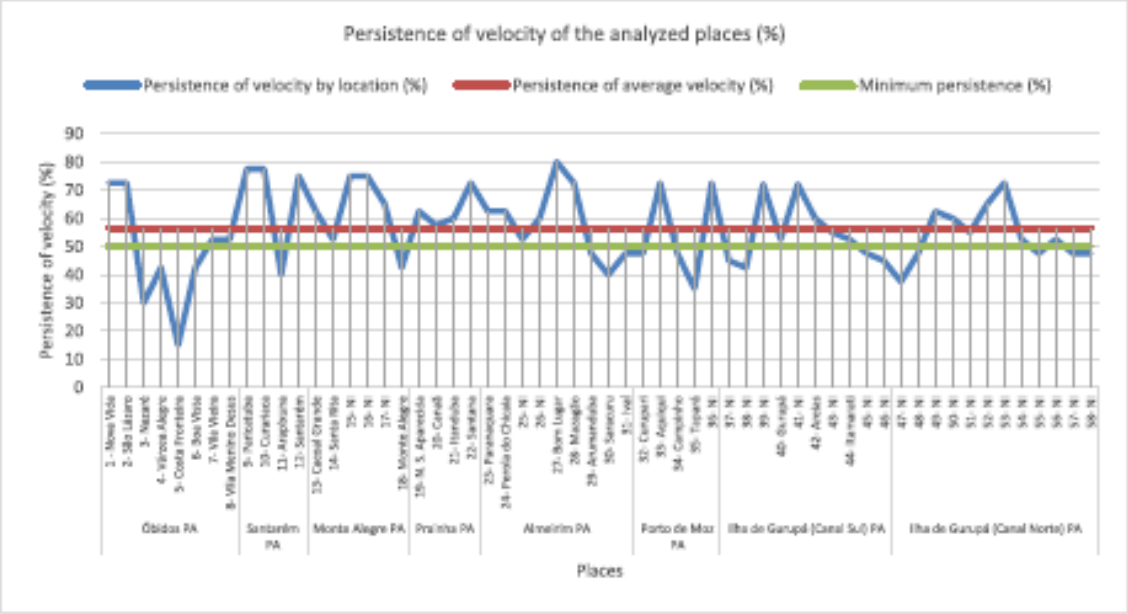


Fig. 6. Persistence of velocity in the 58 sites analyzed. Source: Own elaboration.

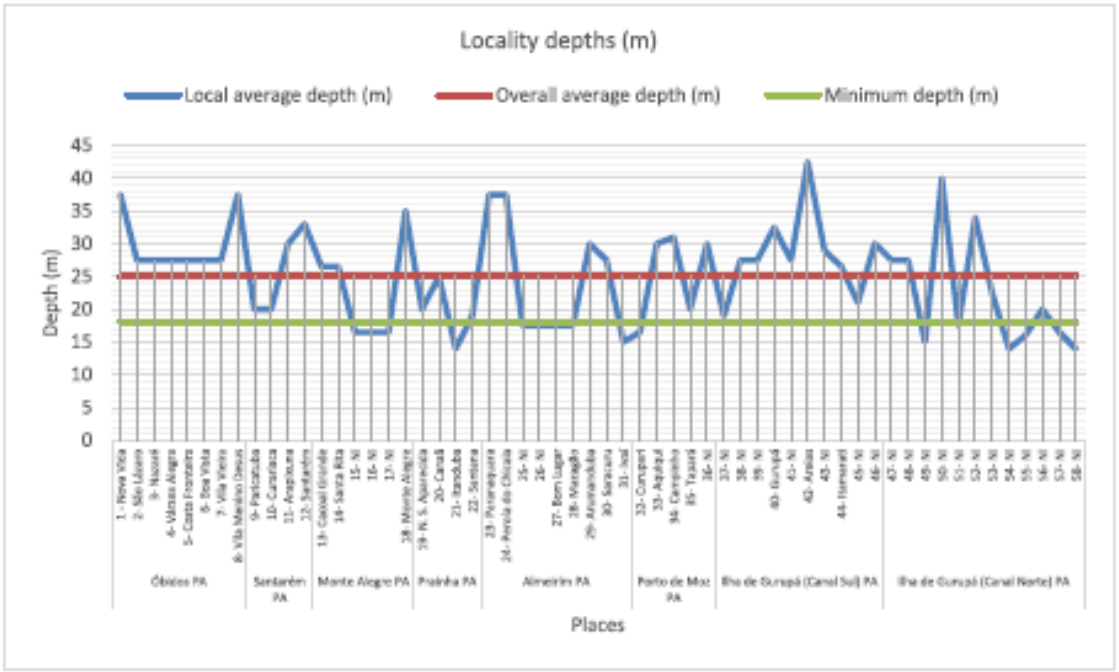


Fig. 7. Depths for each location (m). Source: Own elaboration.

Table 7
Summary of theoretical potential estimated in 58 segments of the Amazon River. Source: Own elaboration.

Places	City - State	*PSn* [%]	*PSn Error* (%)	*Depth* [m]	*Depth Error*(%)	*THP 1.5 m/s* [MW]	*THP 2.5 m/s* [MW]
Total City	Óbidos - PA	47.50	16.97	30.00	27.34	845.82	1409.70
	Santarém - PA	67.50	20.42	25.75	27.29	956.42	1594.04
	Monte Alegre - PA	62.08	21.71	22.92	22.08	1565.61	2609.35
	Prainha - PA	63.13	14.55	19.50	16.83	1748.28	2913.80
	Almeirim - PA	58.33	10.68	24.17	15.97	769.96	1283.27
	Porto de Moz - PA	55.00	5.83	25.50	20.74	3553.75	5922.92
	Gurupá Island (South Channel)-PA	54.40	11.25	28.30	15.85	1396.45	2327.41
	Gurupá Island (North Channel)-PA	53.96	8.23	22.04	11.74	1192.16	1986.93
Total		**57.74**	**13.70**	**24.77**	**19.73**	**12028.45**	**20047.41**

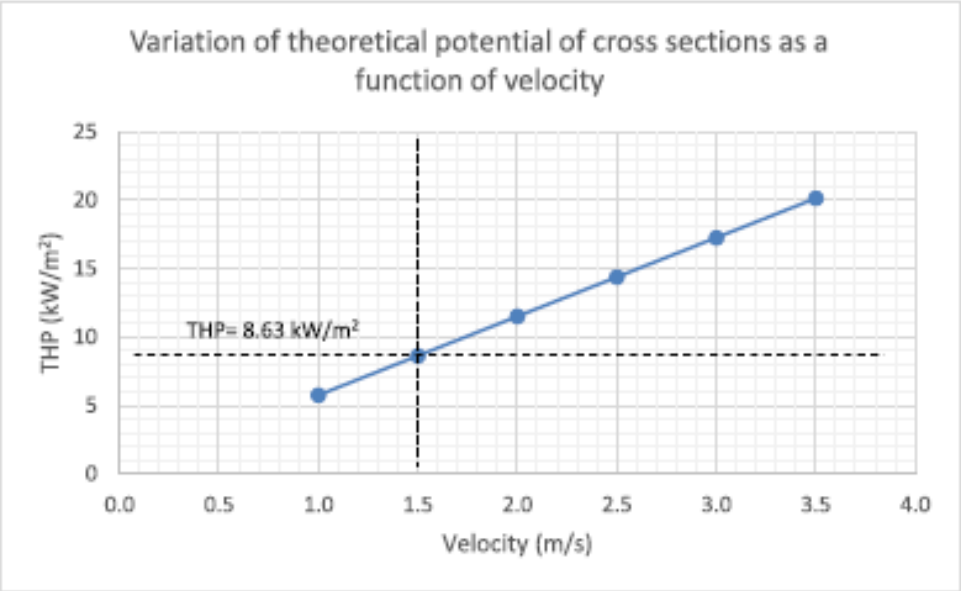


Fig. 8. Theoretical potential of the cross sections of the segments for velocity ranging from 1.0 m/s to 3.5 m/s. Source: Own elaboration.

the size of the turbine for power generation from fluvial HK, the diameters of the turbines can have a range of 0.8 to 10 m with varying anchorages. However, for calculation purposes, a 10 m diameter turbine was used, as this option also covers the use of smaller diameter turbines.

We represent in Fig. 10 the variations of the power generated as a function of the river velocity and the power coefficient. We varied the velocity with values from 1.0 m/s to 3.0 m/s, with power coefficients (*PC*) varying from 0.1 to 0.593. As can be seen, for *PC* = 0.3 the power generated can vary with values from 11.29 kW to 304.75 kW depending on the river velocity but will be equal to 38.09 kW for a velocity of 1.5 m/s used in this work.

Table 8 shows the number of turbines calculated for each cross section (*NGst*) and the number of cross sections in the length of the segments (*NGc*) for each City. We calculate the average relative error for the number of turbines. There is also a total area of 314.26 km^2 equivalent to 58 sites with theoretical potential, corresponding to approximately 2.9% of the total riverbed area in this section studied. In Table 8, we inserted the cross-sectional areas (A_s), the total water mirror area (A_n), the cross-sectional width (W_s) and the length of the segments (L_{seg}). Considering the installed capacity, the number of generators and the water mirror areas of the segments, we calculate the geographical potential (*GP*) of each segment. In the stretch the average geographical potential is *GP* = 4.77 MW/km^2.

The three extended sections elucidate the analysis between areas with persistent currents with velocity > 1.5 m/s (A1, A2 and A3) and depths ranging from 0 to 50 m (B1, B2 and B3). The selection of locations with adequate velocity was the first step taken, giving rise to the 58 locations shown in Fig. 11. The related areas are the result of the persistence of velocity and depths related to the technology used in the study.

Technical potential

The technical and hydrokinetic potential calculated for the selected locations with the characteristics mentioned above are summarized in Table 9. The total hydrokinetic potential is 5,136.70 MW, total technical potential 1,479.37 MW and the total annual electricity production can reach 7,969.11 MWh/year, with firm energy of 909.72 MW.

In Fig. 12 we vary from the capacity factor (*CF*) found in the segments from the minimum to the maximum value and calculate the corresponding firm energy (*FEc*). Fig. 12 shows that the general average capacity factor of all analyzed segments is equal to 57.32%, indicating *FEc* = 21.84$kW_{average}$. For the minimum *CF* the *FEc* = 5.71 $kW_{average}$ and for the maximum *CF* the *FEc* = 30.48 $kW_{average}$.

To verify the technical potential and technical feasibility, the CF_n of all sites numbered 1 to 58 was calculated. The *CF* values of HKT vary from 15% to 80%. The places with the highest *CF* have more firm energy. In a study carried out by [100], the *CF* found for the analysis of the hydrokinetic economic technical feasibility of a site considered appropriate for the location of HKT in the *Guayas* River in Ecuador was 56.5%. [103] adopted *CF* values of 70% in their economic analysis. Our work shows that 27 segments have *CF* ≥ 56.5% and 12 segments with *CF* ≥ 70%. Fig. 13 shows the CF_n for each segment. The place with the highest *CF* is *27- Bom Lugar* with 80% and the lowest is *5- Costa Fronteira* with 15%.

The calculated energy densities are shown in Table 10 and described as follows: Average hydrokinetic energy density per cross section (*EDts*) of 1.68 kW/m^2, electrical power density per unit of average hydraulic area per section (*DEPunA*) of 0.49 kW/m^2, density of hydrokinetic power per average area unit per cross section (*PDHKts*) of 0.12 kW/m^2, density of hydrokinetic power per average hydrokinetic radius per cross section (*PDHKhkr*) of 19.53 kW/m, firm energy density per unit of turbine area (*FEDunA*) of 0.28 $kW_{average}/m^2$, resulting in a firm energy density per unit of turbine diameter (*FEDunD*) equal to 2.18 kW/m.

With the results we conclude that we can make more use of the hydrokinetic energy per m^2 in the municipalities of *Santarém - PA*, with average *FEDunA* values = 0.33 kW averages/m^2 and *FEDunD* = 2.57 kW average/m due to the fact that the average capacity factor is higher for localities. However, the highest average hydrokinetic density is in the municipality of *Prainha - PA*, with *PDHKts* = 0.14 kW/m^2 and *PDHKhkr* = 26.44 kW/m, due to the fact that the segments with potential have a wider cross section width than the other segments. The municipality with the highest total hydrokinetic potential is *Porto de Moz - PA* with 1319.48 MW, due to the fact that it has a long segment and

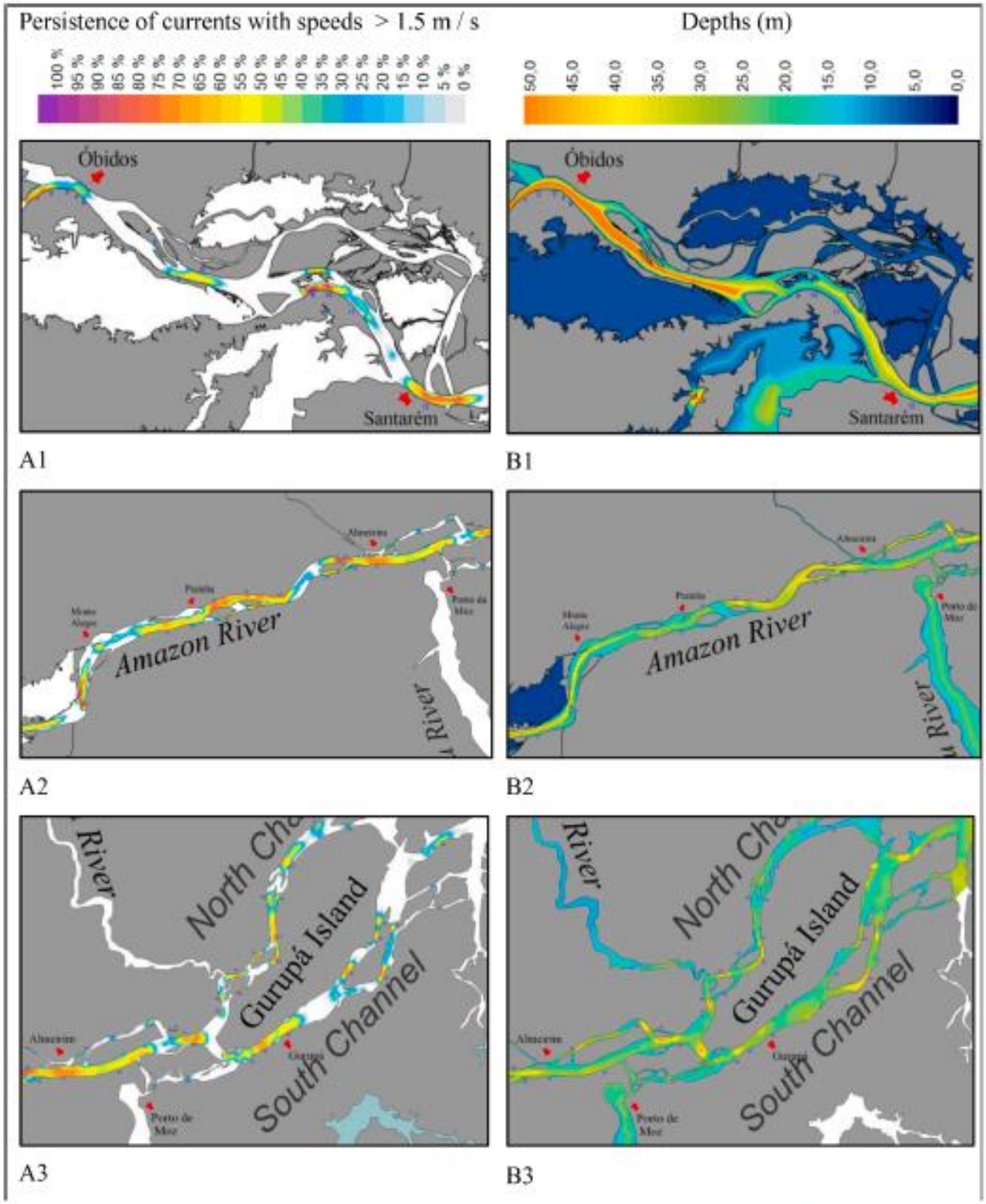


Fig. 9. Expanded sections for analysis between areas with necessary velocity (A1, A2 and A3) and depths (B1, B2 and B3).

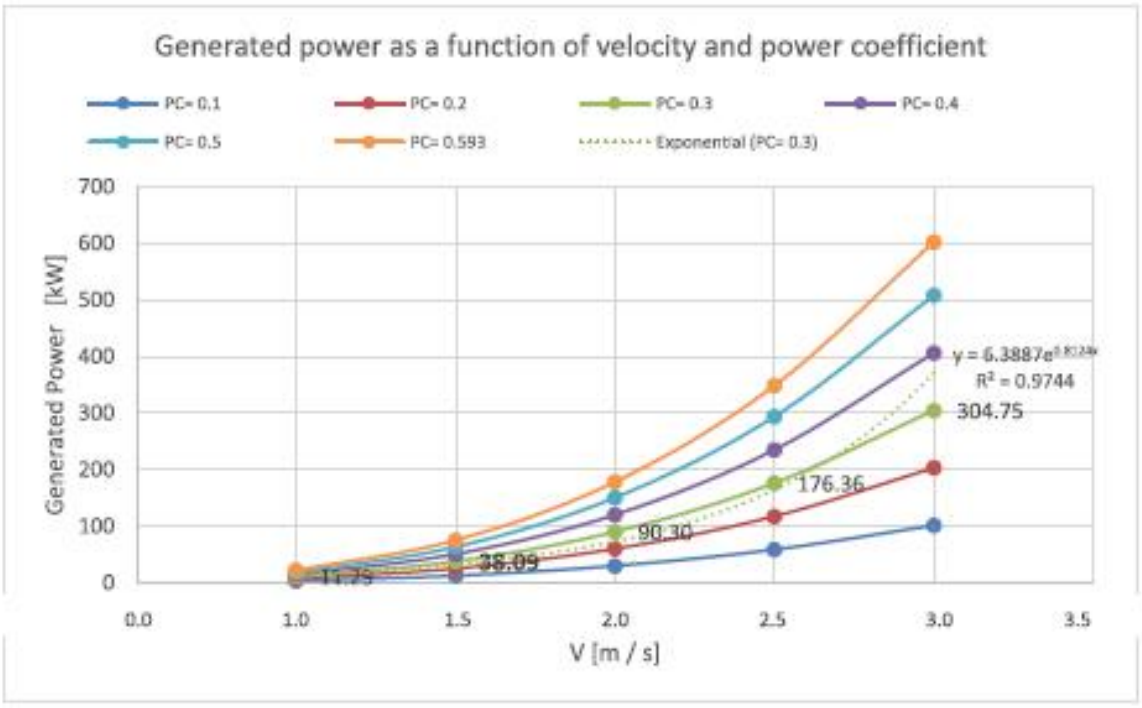


Fig. 10. Generation power as a function of the river velocity and power coefficient. Source: Own elaboration.

Table 8
Average geographical potential and areas corresponding to 58 locations with theoretical potential. Source: Own elaboration.

	City - State	NG_m	NG_c	*NG Error [%]*	A_n [km²]	W_n [m]	L_{avg} [m]	A_u [m²]	*GP* [MW/km²]
Total City	Óbidos - PA	97	175	6.07	18.52	606	3508	18,383	4.89
	Santarém - PA	61	135	6.41	21.55	758	5407	19,891	4.70
	Monte Alegre - PA	148	204	5.03	42.63	1234	5442	28,983	4.91
	Prainha - PA	123	176	8.44	60.69	1533	7049	31,463	4.69
	Almeirim - PA	122	101	17.12	15.54	680	1795	18,373	4.79
	Porto de Moz - PA	120	295	12.12	81.89	1204	9455	35,047	4.74
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	217	180	3.79	33.59	1083	2880	30,270	4.74
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	202	255	8.27	39.86	842	3405	18,623	4.68
Total		**1090**	**1523**	**8.41**	**314.26**				**4.77**

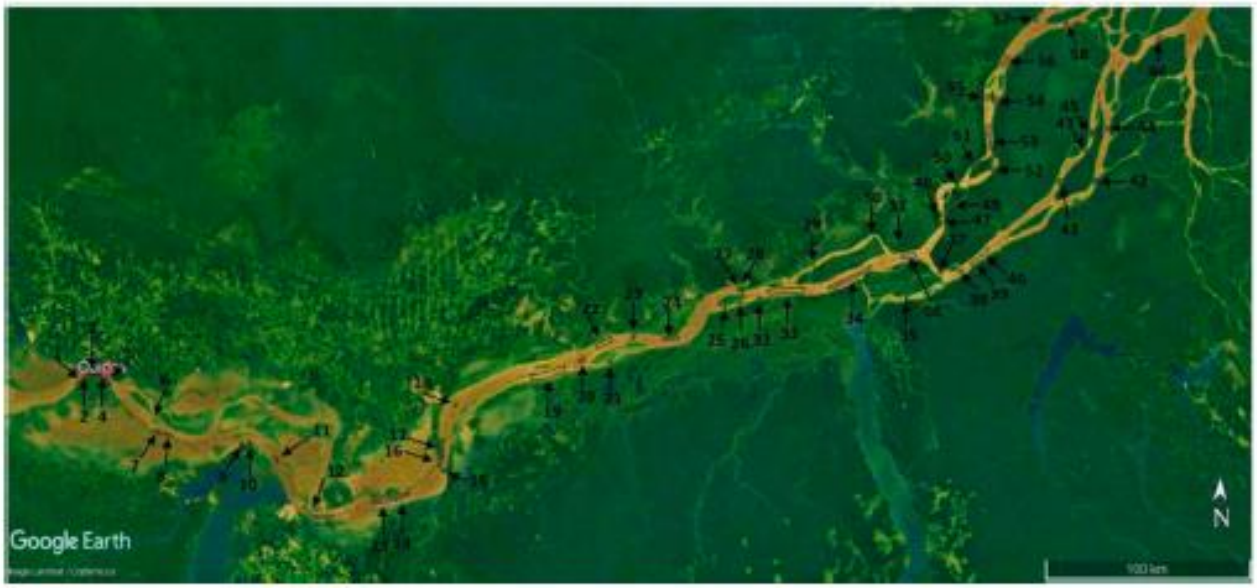


Fig. 11. Area of sites with hydraulic potential for HKT. Source: Image adapted from Google Earth (10/2018) [107].

Table 9
Summary of the hydrokinetic and technical potential with the estimated annual electricity and firm energy of 58 sites on the Amazon River using a national HKT with a 10 m diameter turbine. Source: Own elaboration.

	City - State	HKP_n [MW]	EP_n [MW]	EG_n (year) [MWh]	FEe [$MW_{average}$]
Total City	Óbidos - PA	313.40	90.26	399.08	45.56
	Santarém - PA	342.72	98.70	628.85	71.79
	Monte Alegre - PA	749.92	215.98	1170.95	133.67
	Prainha - PA	982.11	282.85	1603.51	183.05
	Almeirim - PA	260.44	75.00	412.23	47.06
	Porto de Moz - PA	1319.48	380.00	2122.17	242.26
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	550.17	158.45	743.00	84.82
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	618.47	178.12	889.32	101.52
Total		**5136.70**	**1479.37**	**7969.11**	**909.72**

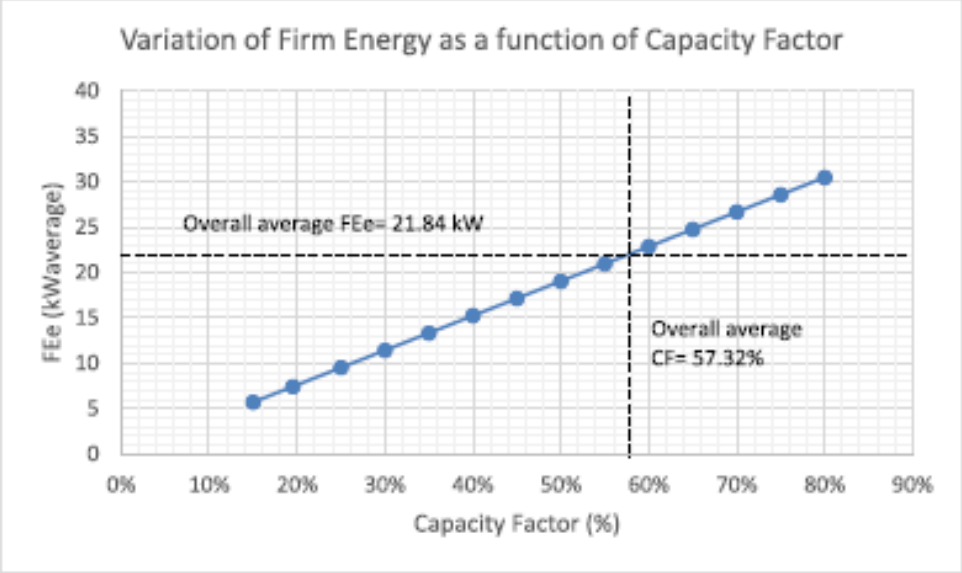


Fig. 12. Variation of firm energy as a function of Capacity Factor. Source: Own elaboration.

is divided into 295 cross sections.

The coherence of the calculations of the technical potential is reinforced with the approximation of the results compared with studies carried out in other rivers of the Amazon basin with similar characteristics [53] and [109] and with the work of [110] who analyzed the potential of the River Neris in Lithuania. In [53], who studied the remaining hydrokinetic potential downstream of the Tucuruí HPP at $FEDunD = 3.0$ kW/m. According to [109] who studied two rivers in the north of the country downstream from the dams of the Samuel and Curuá-Una HPPs, the values are $FEDunD = 1.63$ kW/m, $FECunA = 0.316$ kW/m^2 and $PDHKhkr = 27.73$ kW/m in Samuel and $FEDunD = 3.94$ kW/m, $FECunA = 1.91$ kW/m^2 and $PDHKhkr = 21.8$ kW/m in Curuá-Una. [110] obtained $DEFunA = 0.3$ kW/m^2, average hydrokinetic power equal to 39 kW and average available firm energy of 22 $kW_{average}$.

Another important point is the comparison of theoretical and technical potential, and as demonstrated in [92], the technical potential corresponds to approximately 5.4% of the theoretical potential and in this work we calculated 5.62%, with deviation of approximately 4%. These results confirm the contribution of this work to Brazil and other places in the world that have rivers with similar characteristics.

Market potential

The Brazilian fluvial HKT market is still emerging, but the knowledge of locations with HK potential in the Amazon region identified in this work may encourage a possible emergence of a production chain, with equipment manufacturers, service providers and the carbon credit market [111]. Based on our results, the National Electric Energy Agency - ANEEL can start to increasingly encourage the generation of electric energy with HKTs for ISs.

Fig. 14 shows the areas of the stretches of the Amazon River where municipalities are located that may have the electricity generated through HKT linked to ISs. An HK potential indicator (MP_n) was calculated for each location, dividing the technical potential (GWh/year) by the respective area (km^2). With the results it is possible to affirm that there is an average indicator of 23.19 GWh/year/km^2 in the segments according to Fig. 14.

Additionally, it is possible to state that there is an estimated market potential for generators of 626.7 MW, distributed in areas around 147 thermoelectric plants in the states of *Amapá*, *Pará* and *Amazonas*. And if you consider the thermoelectric plants in other municipalities in northern states and even in the northeast, the market potential may be even greater. It is important to note that ISs using HKT, could have a total electrical potential of 1,479.37 MW in the segments.

However, considering scenario 1 of [92] where the potential for practical resources[7] is considered, "the local official notes that 50% of the remaining energy would interfere with fishing and navigation routes existing in the area", with this, a practical resource would remain. – 739.69 MW, however, still with sufficient capacity to supply – 599.61 thousand homes.

[7] It is defined as the part of the technical resource available after considering all other restrictions. [92] National Research Council. An Assessment of the US Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments. The National Academies Press. Kindle edition..

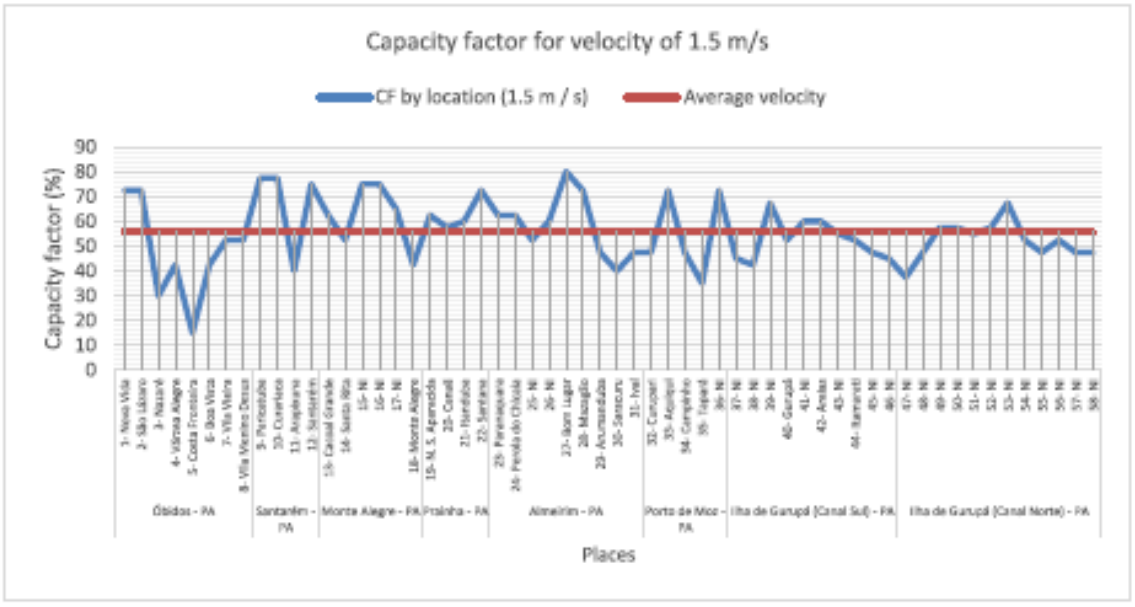


Fig. 13. Capacity factor of locations with HK potential. Source: Own elaboration.

Table 10
Energy power densities per unit area and hydraulic radius per section. Source: Own elaboration.

	City - State	*EDts* [kW/m²]	*PDHKts* [kW/m²]	*PDHKhkr* [kW/m]	*DEPunA* [kW/m²]	*FEDunA* [$kW_{average}/m^2$]	*FEDunD* [kW/m]
Total City	Óbidos - PA	1.68	0.09	12.42	0.49	0.23	1.81
	Santarém - PA	1.68	0.11	16.67	0.49	0.33	2.57
	Monte Alegre - PA	1.68	0.13	21.96	0.49	0.30	2.37
	Prainha - PA	1.68	0.14	26.44	0.49	0.31	2.41
	Almeirim - PA	1.68	0.12	21.41	0.49	0.28	2.22
	Porto de Moz - PA	1.68	0.11	17.74	0.49	0.27	2.10
	Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	1.68	0.10	14.25	0.49	0.26	2.10
	Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	1.68	0.13	25.32	0.49	0.25	1.99
Total		**1.68**	**0.12**	**19.53**	**0.49**	**0.28**	**2.18**

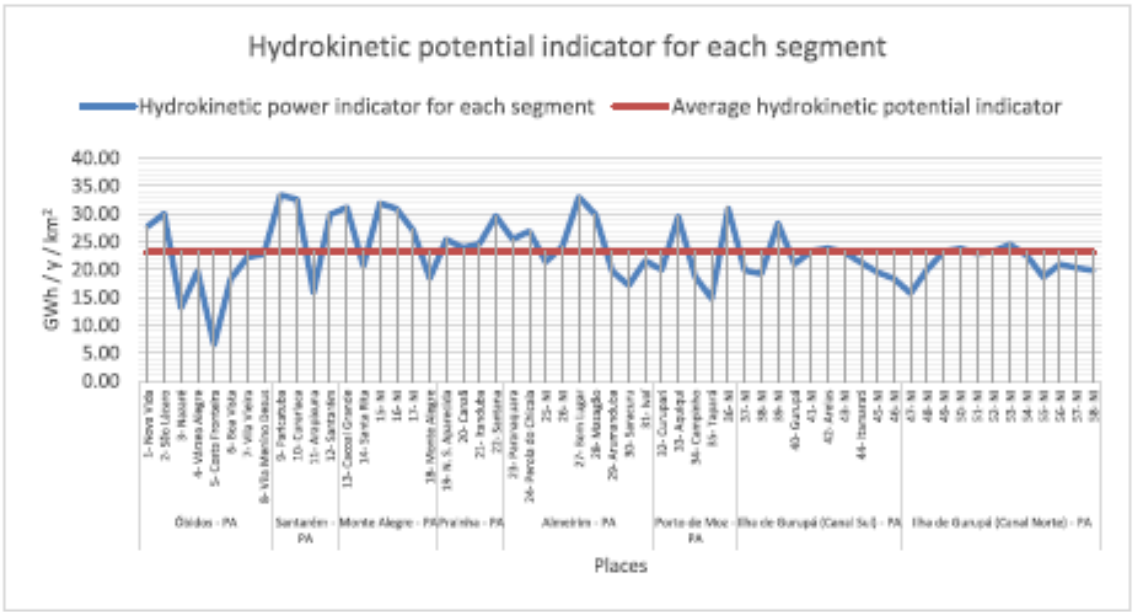


Fig. 14. Indicator of hydrokinetic potential of the segments. Source: Own elaboration.

Table 11
The deficit in demand for thermal diesel and biodiesel plants in the ISs of *CEA*, *CELPA*, *Petrobras* and *AMEN* supplied with HK electric potential in each location. Source: Own elaboration.

Distributor	Places	Fuel	Total installed rated power (MW)	Maximum demand deficit for the period (2019–2023) MW	Year of the beginning of the deficit	Request to replace existing machines	Demand deficit for the period (2019–2023) (MW)	Sites with HK potential for immediate deficit ISs	Local HK electrical potential (MW)
CEA	SÃO FRANCISCO DO IRATAPURU	Diesel	0.065	−0.058	2020	0.065	0.058	46, 57 and 58 Gurupá Island (North and South Channel)	31.83
	LIMÃO DO CURUÁ	Diesel	0.06	–	–	0.06	0	46, 57 and 58 Gurupá Island (North and South Channel)	31.83
	MARANATA	Diesel	0.065	–	–	0.065	0	46, 57 and 58 Gurupá Island (North and South Channel)	31.83
	PONTA DA ESPERANÇA	Diesel	0.044	–	–	0.044	0	46, 57 and 58 Gurupá Island (North and South Channel)	31.83
	SAMAÚMA	Diesel	0.04	–	–	0.04	0	46, 57 and 58 Gurupá Island (North and South Channel)	31.83
	SÃO JOÃO DO RIO CAJARI	Diesel	0.088	−0.037	2020	0.088	0.037	46, 57 and 58 Gurupá Island (North and South Channel)	31.83
	Total		**0.362**	**−0.095**		**0.362**	**0.095**		**31.83**
CELPA	AVEIRO	Diesel	1.4	−0.610	2022	–	0.610	1 and 2 Óbidos; 9, 10 and 12 Santarém.	120.23
	GURUPA	Diesel	5.057	−2.906	2022	–	2.906	39 Gurupá	26.67
	PRAINHA	Diesel	3.348	−2.135	2019	–	2.135	22 Prainha	71.99
	TERRA SANTA	Diesel	5.076	−0.379	2021	–	0.379	1 and 2 Óbidos	28.64
	Total		**14.881**	**−6.03**			**6.030**		**218.89**
PETROBRAS	ALCOA PORTO	Biodiesel	10.584	−4.0	2020	–	4.0	1 and 2 Óbidos; 9, 10 and 12 Santarém.	120.23
	ALCOA BENEFICIAMENTO	Biodiesel	9.612	−7.60	2020	–	7.60	1 and 2 Óbidos; 9, 10 and 12 Santarém.	120.23
	Total		**20.196**	**−11.60**			**11.60**		**120.23**
AMEN	BARREIRINHA	Diesel	4.32	−0.672	2020	–	0.672	1 and/or 2 Óbidos	28.64
	PARINTINS	Diesel	3.42	−3	2021	–	3	1 and/or 2 Óbidos	28.64
	PEDRAS	Diesel	1.05	−0.081	2020	–	0.081	1 and/or 2 Óbidos	28.64
	Total		**30.8**	**−5.809**			**5.81**		**28.64**

Potential of HKs as ISs

The following will show the forecasts of contracting needs (for expansion or replacement of the existing energy supply supplied by ISs) per year, per distributor, based on information provided by *CEA*, *CELPA* and *AMEN* to EPE as [106]. A study has not been carried out in this article for isolated locations that do not yet have generators registered as ISs due to lack of data.

However, in the evaluated horizon, until 2023, it was indicated that there was a desire to replace the machines responsible for generating electricity from the ISs and/or to supplement the electric energy deficit for some locations. With this, the HK potential raised in this article assesses the locations (neighborhood, municipality, state) with ISs that have spatial proximity to the stretches of the analyzed rivers as shown in Table 11. It lists the demand deficit of the CEA, CELPA, Petrobras and AMEN ISs that could be met with the HK technical potential of each location, as well as the total installed nominal power, the demand deficit supplied with HKT for the period 2019–2023 and the power required to replace existing machines.

The result of the research shows that the total HK electric potential would supply all the nominal power installed with diesel, biodiesel thermoelectric plants and/or IS deficits for the period in the region.

Such previous notes do not indicate the mandatory execution, however it is a measure that could be carried out in the short term for some locations, since they show the energy deficit of the local IS distributors. In the medium and long term, the projects could supply the growing demand from other locations that are also in the range of the study.

As happened in the supply of the IS of *Oiapoque*, where the thermal plant is associated with a Small Hydroelectric Power Plant - SHP and solar plant, the HKT of rivers can be the object of study for these locations, as there is technical potential for HKT as ISs alone or associated with the thermal plants.

Industrial perspective

The potential for developing power generation from HK in Brazil is theoretically very large, as presented in this paper, especially if the alternative of river hydrokinetic parks for ISs is considered as a real option for the expansion of the country's energy sector. But, in addition to exploring the opportunities of the local market, the Brazilian industry has the potential to become a HKT supplier in the region of Latin America, and even worldwide.

Today in Brazil there are still no companies operating specifically in the HKT segment. There is a value chain with manufacturers, parts and service providers to expand into this market. According to [112], the ten largest companies present in the national wind turbine chain are options *(Vestas, Sinovel, General Electric Wind, Goldwind, Enercon, Suzlon, Dongfang, Gamesa, Siemens Wind Power, United Power)*. Manufacturers and suppliers of mini and micro wind generation *(Enersud, Bioserve, Electrovento, Canoas, In-Vento, Renewable Energies Legacy, Transfortech, Wind Power, Pure Energy, THS Machine, Green Energy, WindService, Pugiwara and Obenlux)* are expected to expand in the coming years [113]. According to ABEEólica, companies in the wind sector need a minimum volume of negotiations to maintain the sustainability of the production chain, on average, of 500 MW/year per manufacturer for large industrial plants. Currently, in Brazil, manufacturers do not reach this level, and they have idle nominal capacity [113].

The SHPs turbines are derived from conventional hydroelectric turbines, making some adaptations for the application of equipment in small falls. Hydrokinetic turbines are innovations and technological challenges for producers of SHPs [114].

Given the economies of scale and scope, large turbine producers, in general, large national and international companies [112] *(Votih Hidro, Alston, General Electric, Andritz, Siemens, Dedini and WEG, for example)*, also operate in the SHP segment, with great competitive advantages, ensured by the mastery of technology, superior performance, brand reputation and cost advantages associated with the larger scale of the firms. There is, however, space for smaller and more specialized companies, especially in generators and turbines for plants with less than 10 MW of installed power and in so-called micro and mini plants less than 1 MW, located almost always in rural units [114]. Finally, in the control and connection subsystem, there are hundreds of equipment manufacturers such as velocity regulators, measurement panels and other control and network connection equipment, with characteristics similar to other energy conversion plants.

In general, the country has a competitive capacity in the manufacture of equipment for SHPs, including in the design, manufacture and implantation of plants. However, the characteristics of demand - and the legal framework that regulates it - and the supply of electricity through other sources of renewable energy in better competitive conditions (case of wind power) threaten the growth and consolidation cycle of the SHPs producing segment.

SHP equipment, whose local production was consolidated in the 1980 s and 1990 s, has seen an evolution of demand below the potential. The impacts of traditional renewable energy business models have been modest, mainly because of the loss of dynamism in the use of these sources - which end up competing with the wind, for example. In summary, the demand in the capital goods industry in the capture and generation systems has the potential underutilized according to [114] and could be an opportunity to compensate for this loss by developing and producing the HKT of the river currents.

Socio-economic perspective

The Northern region is one of the least developed regions in Brazil. The search for solutions to generate jobs and income that will improve the population's quality of life is very important for socio-economic improvement [115].

The characteristics of the region suggest more detailed studies of logistics for the transport of HK components to the site, as well as the development of an industry capable of supplying specific components at low cost under the support of a Hydrokinetic Program in the North region, with co-benefits of generating local employment and income.

Public policies could be proposed to encourage cooperation schemes between residential or industrial consumers and the electric energy concessionaires themselves, encouraging the generation of energy from HK of rivers for ISs.

According to [109], the Levelized Cost of Electricity (LCOE) is equivalent in practice to the minimum rate of sales in the energy market to make the energy venture viable and Table 12 compares the results of LCOE for the hydrokinetic system with the values of sale of energy from other sources. The Table shows that the costs of generating electricity through HK exceed the values of the natural gas and biomass, SHP and Wind power plants and can only compete with photovoltaic generation in a very small range of their cost range. However, it is advantageous if compared to CELPA and AMEN IS thermal plants and the average residential tariff in the North of the country. This signals the possibility of using hydrokinetic systems for IS.

According to [122], the energy costs of photovoltaic systems in this region are close to 410 USD/MWh. The costs of the diesel system can

Table 12
Electricity sales tariffs. Source: Own elaboration.

Source	Tariffs (USD/MWh)
Average residential tariff in Northern Brazil	165.80 [116]
Natural gas thermal	73.95 [117]
Biomass thermal	67.63 [117]
Systems of Isolated Systems of CELPA	351.96 [118]
Thermal Systems of AMEN Isolated Systems	330.25 [119] 335.57 [119]
SHP	65.07 [120]
Wind	70.79 [121]
Photovoltaic	91.72 [121]
Hydrokinetics (LCOE)	88.49–116.44 [109]

Table 13
Summary of the possible environmental impacts of three hydroelectric generation technologies. Source: Own elaboration based on [92,126–128,130].

Environmental impacts		HPP	SHP	HKT to IS
Installation	Construction of dam	Y	Y	NA
	Flood for regularization	Y	Y	NA
	River course deviation	Y	Y	NA
	Displacement and alteration of plant and animal habitat by the facility	Y	Y	Y
	Noise and vibrations generated during installation	Y	Y	Y
	Deforestation, excavation, vehicular traffic and construction of facilities	Y	Y	Y
	Emissions of pollutants	Y	Y	Y
	Cultural resources	Y	Y	Y
	Visual resource	Y	Y	Y
	Paleontological resource	Y	Y	Y
O&M	Physical barriers to fish migration	Y	Y	Y
	Noise during O & M	Y	Y	Y
	Site inspection and maintenance activity	Y	Y	Y
	Exposure of biota to contaminants and mortality of animals due to collisions with the design facilities and/or electrocution by transmission lines	Y	Y	Y
	Barriers in fenced areas, channels or ducts above ground	Y	Y	NA
	Biological variables in flow fluctuation	Y	Y	Y
	Human health and safety	Y	Y	Y
	Alteration of substrates and transport of sediment deposition	Y	Y	Y
	Change of currents or waves	Y	Y	Y
	Habitat change	Y	Y	Y
	Potential for injury to aquatic organisms due to rotors or blades	Y	Y	Y
	Displacements and changes in the habitat of plants and animals during the operation	Y	Y	Y

Table 14
Estimated emissions from electricity generation in Isolated Systems in 2019. Source: Own elaboration based on [106].

Source	Estimated fuel consumption	Emissions ($MtCO_2$ equivalent/year)
Diesel oil	1,235,340 m^3/ano	2.91
Natural gas	15,486,930 m^3/ano	0,03
Biomass	142,800 ton/ano	0,00
Photovoltaic	–	0,00
SHP	–	0,00
HKT	–	0,00
Total		2.94

vary between 440 and 670 USD/MWh. Hybrid photovoltaic + diesel systems between 300 and 400 USD/MWh. As noted in [123], the costs for generating energy from HK (up to USD 125/MWh) are lower than the sources mentioned above and can supply energy to these isolated locations.

Environmental perspective

The projects must have an environmental impact study that allows obtaining the environmental license through an analysis of location that includes more detailed modelling with characteristics that are evaluated with field data [92]. Detailed location studies are important because the scale of impacts for hydrokinetic development is likely to be more concentrated around the project site. As hydrokinetic projects progress, developers will need to deal with two types of restrictions: the impacts they can have on the physical and biological environment and the restrictions on working on a river that has multiple uses and therefore managing conflict issues social. These issues related to licensing, possibly will be added to the economic investments for the development of HKT on a commercial scale. With this, it is essential to offer technical support to IBAMA and state and municipal environment departments with studies that determine the parameters that an environmental licensing study must contain, to help in the development of standards to be followed for studies of environmental impact, encouraging good practices in the installation and O&M of HK plants for ISs in Brazil.

In the case of the municipalities analyzed, according to data from the Brazilian Institute of Geography and Statistics - IBGE [124], the average Human Development Index (HDI-M) is between 0.503 and 0.691 and is considered low for four municipalities and medium for three municipalities. With this, the development of alternative sources that meet the local needs of the Amazon region in a sustainable manner and with minimal environmental impact is very important to develop the region.

During the operating phase, hydrokinetic turbines do not generate any significant emissions [125]. The extraction of kinetic energy from river currents will reduce water velocities in the vicinity of the project at the time of operation [71,126]. A large number of devices operating on a river will reduce water velocity, increase water surface elevations, and decrease flood transport capacity ("Environmental Impacts of Renewable Energy [127], with changes in currents, waves and natural habitat of organisms that live in the bottom sediments, plants and animals in the water [71]. These effects would be proportional to the number and size of structures installed in the water [82,87]. Rotors, moorings, structures and electrical cables will act as impediments to water movement. The resulting reduction in water velocities could, in turn, affect sediment transport and deposition.

[92,125,127–129] point to the possible environmental impacts of some renewable sources of energy, including the hydrokinetics of rivers. A summary of these impacts was prepared to express the possible environmental impacts of three hydroelectricity generating technologies, conventional hydroelectric plants (HPP), small hydroelectric plants (SHP) and HKT for IS. This summary is presented in Table 13 and shows the most common impacts that apply (Y) and impacts that do not apply (NA) to technologies.

There are few studies on the life cycle of hydrokinetic turbines to identify the main environmental impacts. The main environmental impacts of hydrokinetic energy are believed to be similar to small hydroelectric systems [131–133]. The materials used, together with

manufacturing and transportation, are the most important factors in the analysis of the life cycle of this energy source. With relatively conservative assumptions, and despite the initial stage of development, the study by [89] shows that at 214 kJ/kWh and 15gCO_2/kWh, the respective energy and carbon intensities are comparable with wind turbines. The [110] studies show that it is smaller than SHP and all showed to be very low concerning 759.48–1109.82gCO_2/kWh of fossil fuel generation.

Previously, 21 thermoelectric plants were presented that are in operation as ISs located near the stretch of the Amazon River analyzed in this article, 19 of which are powered by diesel oil and 2 by biodiesel. Table 14 shows the estimated emissions from electricity generation in Isolated Systems in 2019. It is possible to verify that if the installed power of 66.24 MW of Diesel Isolated Systems that are on the margins of the analyzed Amazon River segments is replaced by the hydrokinetic technology, 385,739 tCO_2eq/year is removed, that is, 163,752.33 m^3/year of diesel used in generator sets that are currently used to generate electricity in these isolated locations. The study found that there is a deficit in demand and the need to replace existing IS machines for the 2019–2023 period of 23.3 MW. The association of existing thermoelectric plants with hydrokinetic technology can supply this increase in demand by removing 135,667 tCO_2eq/year or 57,593 m^3/year of diesel respectively.

Second [106], NIS emissions in 2017 were 44.5 MtCO_2eq, which corresponds to an emission intensity indicator of 0.090 tCO_2eq/MWh. For ISs, in 2019, the estimated indicator was 0.684 tCO_2eq/MWh, 7.4 times higher than the NIS.

Hydrokinetic turbines can also be applied to Amazonian rivers, collaborate with the supply of electricity to isolated riverside communities and ISs in the states of Amapá, Amazonas and Pará, enabling the generation of cleaner, cheaper and more sustainable energy, as they have 147 sites with thermoelectric plants operating as ISs, totaling a generation of 1,401,718 MWh and consuming more than 593 million liters of fuel per year, with emissions of more than 1.397 MtCO_2 per year, according to analysis carried out with data from.

Final considerations

This work quantified the theoretical and technical potentials and discussed the potential of the local market for power generation from HK in a stretch of the Amazon River, revealing the spatial distribution of the hydrokinetic potential in the region. An overview of possible co-benefits in the North region was presented, in terms of industrial development and spoke of the importance of considering the environmental impacts associated with the expansion of the electricity sector, arising from the development of HKT for ISs in the region. This alternative may have a lower environmental impact than traditional HPP and SHP. However, to determine the technical potentials that are usable, it will require an even more comprehensive assessment of how the potential interacts with socio-economic, environmental and regulatory perspectives. This could lead to an even smaller selection of areas that could have the potential for installing hydrokinetic devices. However, it was found that one of the main challenges for the development of HKT in Brazil is the lack of knowledge about places with potential and how HKT as an IS fits into the current legislation (Normative Resolution No. 801 of 2017). This research sought to point out locations, estimate and discuss their potential and the framework in the current legislation in case of replacement or association with IS thermoelectric plants. However, these co-benefits and the direct benefits of the operation of hydrokinetic plants in Brazil cannot be taken advantage of without an integrated energy policy, which creates the necessary conditions for its development in the Northern region of Brazil and on a national scale. These studies are necessary for the qualification of the projects both for self-production and for the subsequent sale of energy in the free and regulated markets.

There are other rivers in the world with great hydrokinetic potential and our methodology is useful to assess the potential in other regions characterized by isolated systems, with and without access to the local electricity service and similar environmental conditions. The results confirm through similar energy densities with other studies that hydrokinetic technology can supply the local electricity demand and promote social and environmental development using a clean, renewable, sustainable and abundant source in these places. The use of water resources to generate electricity with HKT for ISs, can be a relevant factor for the appreciation and awareness of the importance of preserving natural resources in these regions and the application of favorable energy policies.

Future work should improve the methodologies and assumptions considered to analyze the economic potential and the HKT life cycle assessment for ISs. This study has limitations that should be reviewed in future works: i. Rivers should be further investigated, as the environment is used for other economic activities; ii. Nature's actions can be very severe, and because it is an extremely complex environment, it is necessary to study more deeply the impacts and vulnerability of the sites of the enterprises to avoid losses and accidents; iii. A constant average velocity was used for the study, but in reality it is variable; iv. It was not considered an economically viable distance between consumers and potential sites. However, this distance can be limited by several limitations of logistics and infrastructure, which should also be better analyzed; v. This study was carried out only for one type of hydrokinetic generator, as it is the most mature national technology; vi. Access and reliability to the distribution and transmission networks in the analyzed region is another important factor to consider.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Acknowledgement

The authors would like to thank the Federal Center for Technological Education Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ) Ministry of Education of Brazil for the institutional plan for teacher training (doctorate) and the collegiate of the Campus Angra dos Reis; to the Department of. Water Resources & Environment in the Coastal & Oceanographic Engineering area of the Polytechnic School & COPPE of the Federal University of Rio de Janeiro; and to the Tucunaré Project through the companies ELETRONORTE/ELETROBRAS, for the data.

Appendix A

City - State		Places	NGts	NGc	NG Error [%]	PSn [%]	PSn Error [%]	An [km²]	Ats [m²]	Wts [m]	Lseg [m]	NGts	Depth [m]	Depth Error [%]	HKPn/st [kW]	THP 1.5 m/s [MW]	THP 2.5 m/s [MW]	GP [MW/km²]	HKPn [MW]	EPn [MW]	EGn [GWh/y]	PEe [MW]	PDHKts [kW/m²]	PDHKkhr [kW/m²]	PEDenA [kW/m²]	MPn [GWh/y/km²]
Óbidos - PA	1	Nova Vida	12	21	3.78	72.50	9.38	2.28	22561.13	601.63	3482.45	12.03	37.50	6.25	1591.56	115.49	192.49	4.38	34.64	9.98	63.36	7.23	0.07	8.97	0.35	27.81
	2	São Lázaro	14	33	5.86	72.50	9.38	3.95	19911.10	724.04	5422.51	14.48	27.50	31.25	1915.39	158.71	264.52	4.74	64.91	18.70	118.73	13.55	0.10	13.57	0.35	30.08
	3	Nazaré	14	37	2.49	30.00	14.29	4.03	19506.30	709.32	5991.10	14.19	27.50	31.25	1876.45	171.79	286.32	5.02	70.26	20.24	53.18	6.07	0.10	13.57	0.15	13.18
	4	Várzea Alegre	11	19	10.52	42.50	15.00	1.68	16132.88	586.65	3185.32	11.73	27.50	31.25	1551.93	75.54	125.90	5.31	30.90	8.90	33.13	3.78	0.10	13.57	0.21	19.77
	5	Costa Fronteira	10	14	4.20	15.00	40.00	1.11	14315.68	520.57	2248.73	10.41	27.50	31.25	1377.12	47.26	78.77	5.00	19.33	5.57	7.31	0.84	0.10	13.57	0.07	6.57
	6	Boa Vista	4	2	9.97	42.50	22.73	0.07	5601.20	203.68	349.00	4.07	27.50	31.25	538.82	2.87	4.79	4.91	1.18	0.34	1.26	0.14	0.10	13.57	0.21	18.29
	7	Vila Vieira	14	19	5.80	52.50	12.50	2.23	20059.60	729.44	3097.09	14.59	27.50	31.25	1929.67	91.33	152.21	4.83	37.35	10.76	49.47	5.65	0.10	13.57	0.25	22.22
	8	Vila Menino Deus	15	26	5.93	52.50	12.50	3.17	28974.38	772.65	4292.38	15.45	37.50	25.00	2043.98	182.82	304.70	4.97	54.83	15.79	72.63	8.29	0.07	8.97	0.25	22.68
		Total City	97	175	6.07	47.50	16.97	18.52	18382.78	606.00	3508.20	96.96	30.00	27.34	1603.12	845.82	1409.70	4.89	313.40	90.26	399.08	45.56	0.09	12.42	0.23	20.10
Santarém - PA	9	Paricatuba	13	8	2.80	77.50	22.50	0.83	13195.40	659.77	1297.43	13.20	20.00	33.33	1745.37	25.17	41.94	4.93	14.15	4.08	27.67	3.16	0.13	22.05	0.38	33.45
	10	Cururiaca	16	10	6.32	77.50	22.50	1.35	16211.80	810.59	1685.69	16.21	20.00	33.33	2144.35	40.17	66.95	4.80	22.59	6.51	44.17	5.04	0.13	22.05	0.38	32.62
	11	Arapixuna	8	20	14.84	40.00	20.00	1.58	13491.60	449.72	3342.33	8.99	30.00	25.00	1189.70	66.29	110.48	4.54	24.85	7.16	25.08	2.86	0.09	12.02	0.19	15.90
	12	Santarém	22	95	1.66	75.00	16.67	17.79	36665.64	1111.08	15302.82	22.22	33.00	17.50	2939.27	824.80	1374.66	4.55	281.12	80.96	531.92	60.72	0.08	10.58	0.36	29.90
		Total City	61	135	6.41	67.50	20.42	21.55	19891.11	757.79	5407.07	60.62	25.75	27.29	2004.67	956.42	1594.04	4.70	342.72	98.70	628.85	71.79	0.11	16.67	0.33	27.97
Monte Alegre - PA	13	Cacoal Grande	34	68	2.34	62.50	16.67	15.83	45681.23	1723.82	10986.96	34.48	26.50	33.75	4560.22	737.79	1229.65	5.70	313.14	90.19	493.76	56.37	0.10	14.30	0.30	31.18
	14	Santa Rita	24	38	4.20	52.50	30.00	8.06	33119.70	1249.80	6093.48	25.00	26.50	33.75	3306.24	296.67	494.44	4.50	125.92	36.26	166.78	19.04	0.10	14.30	0.25	20.69
	15	NI	14	8	8.10	75.00	21.05	0.95	12065.63	731.25	1333.28	14.63	16.50	17.50	1934.46	23.65	39.41	4.86	16.12	4.64	30.50	3.48	0.16	31.12	0.36	31.96
	16	NI	24	27	3.92	75.00	21.05	5.45	19918.64	1207.19	4469.58	24.14	16.50	17.50	3193.52	130.87	218.12	4.71	89.21	25.69	168.80	19.27	0.16	31.12	0.36	30.96
	17	NI	25	46	4.84	65.00	18.75	9.68	21417.50	1298.03	7448.27	25.96	16.50	17.50	3433.83	234.50	390.83	4.75	159.85	46.04	262.13	29.92	0.16	31.12	0.32	27.07
	18	Monte Alegre	23	14	6.75	42.50	22.73	2.65	41696.90	1191.34	2318.86	23.83	35.00	12.50	3151.59	142.13	236.89	4.97	45.68	13.15	48.97	5.59	0.08	9.80	0.21	18.49
		Total City	148	204	5.03	62.08	21.71	42.63	28983.26	1233.57	5441.74	148.03	22.92	22.08	3263.31	1565.61	2609.35	4.91	749.92	215.98	1170.95	133.67	0.13	21.96	0.30	26.72
Prainha - PA	19	N. S. Aparecida	48	103	1.61	62.50	16.67	41.18	48607.80	2430.39	16539.76	48.61	20.00	20.00	6429.39	1181.82	1969.71	4.65	664.63	191.41	1047.99	119.63	0.13	22.05	0.30	25.45
	20	Canaã	29	15	6.47	57.50	17.86	3.72	36744.00	1469.76	2531.59	29.40	25.00	16.67	3888.13	136.74	227.90	4.76	61.52	17.72	89.24	10.19	0.11	15.56	0.28	23.98
	21	Itanduba	7	5	22.83	60.00	14.29	0.37	5416.18	386.87	937.88	7.74	14.00	6.67	1023.43	7.47	12.45	4.69	6.00	1.73	9.08	1.04	0.19	44.09	0.29	24.67
	22	Santana	36	51	2.85	72.50	9.38	15.42	35083.12	1846.48	8187.54	36.93	19.00	24.00	4884.71	422.25	703.75	4.67	249.96	71.99	457.20	52.19	0.14	24.05	0.35	29.64
		Total City	122	176	8.44	63.13	14.55	60.69	31462.78	1533.38	7049.19	122.67	19.50	16.83	4056.42	1748.28	2913.80	4.69	982.11	282.85	1603.51	183.05	0.14	26.44	0.31	25.94
Almeirim - PA	23	Paranaquara	24	10	10.11	62.50	10.71	2.18	45892.13	1223.79	1745.41	24.48	37.50	6.25	3237.43	117.75	196.25	4.66	35.32	10.17	55.69	6.36	0.07	8.97	0.30	25.49
	24	Perola do Chicaia	24	49	5.03	62.50	10.71	9.60	46464.75	1239.06	7995.32	24.78	37.50	6.25	3277.83	546.11	910.18	4.91	163.80	47.17	258.27	29.48	0.07	8.97	0.30	26.91
	25	NI	13	5	12.67	52.50	4.55	0.61	12144.48	693.97	858.02	13.88	17.50	12.50	1835.84	15.32	25.53	4.66	9.84	2.84	13.04	1.49	0.15	27.85	0.25	21.44
	26	NI	9	8	16.39	60.00	14.29	0.71	8557.85	489.02	1408.82	9.78	17.50	12.50	1293.66	17.72	29.54	4.59	11.39	3.28	17.24	1.97	0.15	27.85	0.29	24.14
	27	Bom Lugar	15	6	12.37	80.00	11.11	0.83	13422.68	767.01	1071.18	15.34	17.50	12.50	2029.06	21.14	35.23	4.72	13.58	3.91	27.42	3.13	0.15	27.85	0.39	33.05
	28	Mazagão	15	7	8.96	72.50	14.71	0.93	13232.98	756.17	1220.23	15.12	17.50	12.50	2000.38	23.74	39.56	4.71	15.26	4.39	27.90	3.19	0.15	27.85	0.35	29.93
	29	Arumanduba	8	5	16.01	47.50	5.00	0.38	13123.50	437.45	870.94	8.75	30.00	25.00	1157.24	16.80	28.00	4.75	6.30	1.81	7.55	0.86	0.09	12.02	0.23	19.78
	30	Saracuru	7	4	14.12	40.00	20.00	0.25	10674.40	388.16	671.96	7.76	27.50	31.25	1026.84	10.54	17.57	4.91	4.31	1.24	4.35	0.50	0.10	13.57	0.19	17.22
	31	Ivaí	2	1	58.40	47.50	5.00	0.04	1842.90	122.86	313.06	2.46	15.00	25.00	325.02	0.85	1.41	5.20	0.64	0.18	0.76	0.09	0.18	37.79	0.23	21.64
		Total City	122	101	17.12	58.33	10.68	15.54	18372.85	679.72	1794.99	122.35	24.17	15.97	1798.15	769.96	1283.27	4.79	260.44	75.01	412.23	47.06	0.12	21.41	0.28	24.40
Porto de Moz - PA	32	Curupari	4	3	29.47	47.50	5.00	0.13	3667.13	222.25	612.46	4.45	16.50	17.50	587.94	3.30	5.50	4.81	2.25	0.65	2.70	0.31	0.16	31.12	0.23	20.01
	33	Aquiqui	46	105	1.58	72.50	3.33	40.18	70101.60	2336.72	16802.02	46.73	30.00	25.00	6181.60	1731.44	2885.73	4.65	649.15	186.95	1187.34	135.54	0.09	12.02	0.35	29.55
	34	Campinho	24	140	2.11	47.50	5.00	28.94	37894.09	1222.39	22463.17	24.45	31.00	16.22	3233.73	1251.30	2085.49	4.52	454.00	130.75	544.06	62.11	0.09	11.50	0.23	18.80
	35	Tapará	7	3	25.14	35.00	12.50	0.22	7320.00	366.00	613.18	7.32	20.00	20.00	968.22	6.60	11.00	4.83	3.71	1.07	3.28	0.37	0.13	22.05	0.17	14.82
	36	NI	37	42	2.29	72.50	3.33	12.41	56253.00	1875.10	6718.64	37.50	30.00	25.00	4960.42	561.12	935.20	4.88	210.37	60.59	384.79	43.93	0.09	12.02	0.35	31.01
		Total City	120	295	12.12	55.00	5.83	81.89	35047.16	1204.49	9455.29	120.45	25.50	20.74	3186.38	3553.75	5922.92	4.74	1319.48	380.01	2122.17	242.26	0.11	17.74	0.27	22.84
Ilha de Gurupá (Canal Sul) - PA	37	NI	26	13	9.19	45.00	25.00	2.81	25596.61	1347.19	2210.15	26.94	19.00	24.00	3563.88	83.16	138.60	5.04	49.23	14.18	55.89	6.38	0.14	24.05	0.22	19.88
	38	NI	20	17	1.60	42.50	15.00	2.54	27584.43	1003.07	2755.78	20.06	27.50	21.43	2653.54	111.74	186.24	5.18	45.70	13.16	49.00	5.59	0.10	13.57	0.21	19.29
	39	NI	29	24	0.60	67.50	3.57	5.57	39945.68	1452.57	3856.17	29.05	27.50	21.43	3842.65	226.43	377.39	4.79	92.61	26.67	157.71	18.00	0.10	13.57	0.33	28.33
	40	Gurupá	31	33	1.38	52.50	12.50	8.63	50715.60	1560.48	5318.01	31.21	32.50	7.14	4128.12	396.47	660.78	4.58	137.21	39.52	181.73	20.75	0.08	10.80	0.25	21.07

(continued on next page)

(continued)

City - State	Places	NGts	NGc	NG Error [%]	PSn [%]	PSn Error [%]	An [km²]	Ats [m²]	Wts [m]	Laeg [m]	NGts	Depth [m]	Depth Error [%]	HKPn/st [kW]	THP 1.5 m/s [MW]	THP 2.5 m/s [MW]	GP [MW/km²]	HKPn [MW]	EPn [MW]	EGn [GWh/y]	PEn [MW]	PDHKts [kW/m²]	PDHKhkr [kW/m²]	FEDunA [kW/m²]	MPn [GWh/y/km²]
	41 NI	19	17	1.74	60.00	14.29	2.82	26382.68	959.37	2741.09	19.19	27.50	8.33	2537.93	106.31	177.18	4.44	43.48	12.52	65.82	7.51	0.10	13.57	0.29	23.33
	42 Areias	14	13	3.90	60.00	14.29	1.59	30024.13	706.45	2144.54	14.13	42.50	5.56	1868.85	94.65	157.75	4.54	25.05	7.21	37.92	4.33	0.06	7.67	0.29	23.87
	43 NI	15	12	4.27	55.00	8.33	1.49	22414.39	772.91	1946.19	15.46	29.00	27.50	2044.67	64.13	106.88	4.80	24.87	7.16	34.51	3.94	0.09	12.60	0.27	23.15
	44 Itamarati	22	15	4.09	52.50	4.55	2.82	29240.90	1103.43	2494.48	22.07	26.50	24.29	2919.03	107.22	178.71	4.64	45.51	13.11	60.28	6.88	0.10	14.30	0.25	21.35
	45 NI	15	14	8.96	47.50	5.00	1.87	16176.30	770.30	2395.72	15.41	21.00	4.55	2037.76	56.97	94.95	4.70	30.51	8.79	36.56	4.17	0.13	20.35	0.23	19.56
	46 NI	23	18	2.21	45.00	10.00	3.45	34615.50	1153.85	2935.38	23.08	30.00	14.29	3052.41	149.37	248.94	4.68	56.00	16.13	63.58	7.26	0.09	12.02	0.22	18.44
	Total City	217	180	3.79	52.75	11.25	33.59	30269.62	1082.96	2879.75	216.59	28.30	15.85	2864.89	1396.45	2327.41	4.74	550.17	158.45	743.00	84.82	0.10	14.25	0.26	21.83
Ilha de Gurupá (Canal Norte) - PA	47 NI	15	11	4.61	37.50	16.67	1.37	21178.03	770.11	1796.84	15.40	27.50	21.43	2037.26	55.94	93.23	4.81	22.88	6.59	21.65	2.47	0.10	13.57	0.18	15.81
	48 NI	17	13	3.89	47.50	5.00	1.82	23579.88	857.45	2145.39	17.15	27.50	21.43	2268.31	74.36	123.94	4.81	30.42	8.76	36.45	4.16	0.10	13.57	0.23	20.00
	49 NI	2	3	22.74	57.50	11.54	0.06	1869.45	124.63	498.51	2.49	15.00	11.76	329.70	1.37	2.28	4.63	1.03	0.30	1.49	0.17	0.18	37.79	0.28	23.30
	50 NI	15	8	15.28	57.50	11.54	1.14	31791.60	794.79	1425.68	15.90	40.00	11.11	2102.55	66.63	111.05	4.73	18.73	5.40	27.18	3.10	0.07	8.27	0.28	23.82
	51 NI	6	36	8.80	55.00	8.33	1.89	5646.20	322.64	5872.86	6.45	17.50	12.50	853.52	48.74	81.24	4.77	31.33	9.02	43.47	4.96	0.15	27.85	0.27	22.96
	52 NI	14	14	5.63	57.50	11.54	1.71	24351.48	716.22	2319.95	14.32	34.00	10.53	1894.70	83.05	138.41	4.63	27.47	7.91	39.85	4.55	0.08	10.17	0.28	23.30
	53 NI	19	88	3.82	67.50	10.00	15.97	22216.50	987.40	14085.37	19.75	22.50	10.00	2612.08	460.00	766.67	4.15	229.95	66.23	391.59	44.70	0.12	18.24	0.33	24.53
	54 NI	15	16	2.78	52.50	4.55	1.91	10735.06	766.79	2575.58	15.34	14.00	6.67	2028.48	40.64	67.74	4.91	32.65	9.40	43.25	4.94	0.19	44.09	0.25	22.59
	55 NI	24	13	4.17	47.50	5.00	2.76	19242.56	1202.66	2165.73	24.05	16.00	5.88	3181.54	61.26	102.10	4.50	43.06	12.40	51.61	5.89	0.17	33.07	0.23	18.73
	56 NI	34	27	3.95	52.50	4.55	7.99	34177.00	1708.85	4474.56	34.18	20.00	20.00	4520.62	224.80	374.67	4.56	126.42	36.41	167.45	19.12	0.13	22.05	0.25	20.97
	57 NI	21	11	9.35	47.50	5.00	1.98	17656.65	1070.10	1905.04	21.40	16.50	2.94	2830.86	49.45	82.41	4.89	33.71	9.71	40.39	4.61	0.16	31.12	0.23	20.37
	58 NI	15	9	14.21	47.50	5.00	1.25	11030.18	787.87	1597.77	15.76	14.00	6.67	2084.24	25.91	43.18	4.79	20.81	5.99	24.94	2.85	0.19	44.09	0.23	19.93
	Total City	202	255	8.27	52.29	8.23	39.86	18622.88	842.46	3405.27	202.19	22.04	11.74	2228.66	1192.16	1986.93	4.68	618.47	178.12	889.32	101.52	0.13	25.32	0.25	21.36
	TOTAL	1089	1521	8.41	57.32	13.70	314.26	201032.44	992.55	4867.69	136.23	24.77	19.73	2625.70	12028.45	20047.41	4.77	5136.70	1479.37	7969.11	909.72	0.12	19.53	0.28	23.89

Appendix B. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101079.

References

[1] Chok ST, Lim YS, Chua KH. Novel fuzzy-based control strategy for standalone power systems for minimum cost of electricity in rural areas. Sustain Energy Technol Assessments 2019;31:199–211. https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.12.008.
[2] Nacional O, Elétrico S. PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2020 PEN SISOL 2020. 2019.
[3] Nsafon BEK, Butu HM, Owolabi AB, Roh JW, Suh D, Huh JS. Integrating multi-criteria analysis with PDCA cycle for sustainable energy planning in Africa: Application to hybrid mini-grid system in Cameroon. Sustain Energy Technol Assessments 2020;37:100628. https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100628.
[4] Salleh MB, Kamaruddin NM, Mohamed-Kassim Z. Sustainable Energy Technologies and Assessments journal homepage Savonius hydrokinetic turbines for a sustainable river-based energy extraction: A review of the technology and potential applications in Malaysia 2019. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100554.
[5] D'auteuil S, Birjandi A, Bibeau E, Jordan S, Soviak J, Friesen D. Riverine hydrokinetic resource assessment using low cost winter imagery 2019. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.057.
[6] Leijon J, Forslund J, Thomas K, Boström C. Marine current energy converters to power a reverse osmosis desalination plant. Energies 2018:11. https://doi.org/10.3390/en11112880.
[7] Patel V, Eldho TI, Prabhu SV. Performance enhancement of a Darrieus hydrokinetic turbine with the blocking of a specific flow region for optimum use of hydropower 2018. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.074.
[8] Foux DM, Carballo R, Ramos V, Iglesias G. Hydrokinetic energy exploitation under combined river and tidal flow. Renew Energy 2019;143:558–68. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.035.
[9] Liu Y, Packey DJ. Combined-cycle hydropower systems - The potential of applying hydrokinetic turbines in the tailwaters of existing conventional hydropower stations. Renew Energy 2014;66:228–31. https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.007.
[10] Lee J, Musa M, Feist C, Gao J, Shen L, Guala M. Wake characteristics and power performance of a drag-driven in-bank vertical axis hydrokinetic turbine. Energies 2019:12. https://doi.org/10.3390/en12193611.
[11] Gotelli C, Musa M, Guala M, Escauriaza C. Experimental and numerical investigation of wake interactions of marine hydrokinetic turbines. Energies 2019;12:1–17. https://doi.org/10.3390/en12163188.
[12] Vermaak HJ, Kusakana K, Koko SP. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: a review of literature. Renew Sustain Energy Rev 2014;29:625–33. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.066.
[13] Guney MS. Evaluation and measures to increase performance coefficient of hydrokinetic turbines. Renew Sustain Energy Rev 2011;15:3669–75. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.009.
[14] Water|Department of Energy n.d. https://www.energy.gov/science-innovation/energy-sources/renewable-energy/water (accessed February 19, 2020).
[15] Hydropower Basics | Department of Energy n.d. https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-basics (accessed February 19, 2020).
[16] Pesquisa e desenvolvimento de energia marinha e hidrocinética | Departamento de Energia n.d. https://www.energy.gov/eere/water/marine-and-hydrokinetic-energy-research-development (accessed February 19, 2020).
[17] Energia das ondas e das marés - Renovável n.d. https://www.renewablesuk.com/page/WaveTidalEnergy (accessed February 19, 2020).
[18] Assumptions Kay Smith MA, Paels Lauren Mayne L, Staub J, Production Emre Yucel B, Gas Justine Barden N, Fawzi A, et al. I n t e r n a t i o n a l E n e r g y O u t l o o k 2 0 0 9. 2009.
[19] World Energy Resources | 2016. n.d.
[20] Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Seyboth K, Eickemeier P, Matschoss P, et al. Direct Sol Energy 2011. https://doi.org/10.5860/CHOICE.49-6309.
[21] Johnson JB, Pride DJ. River, tidal and ocean current hydrokinetic energy technologies: status and future opportunities in Alaska. Alaska Cent Energy Power 2010:1–28.
[22] Zhou H, Kimball JW, Corzine K, Ferdowsi M. MAXIMUM POWER POINT TRACKING CONTROL OF HYDROKINETIC TURBINE AND LOW-SPEED HIGH-THRUST PERMANENT MAGNET GENERATOR DESIGN. n.d.
[23] Eddine S, Elghali B, Member S, Balme R, Saux K Le, El M, et al. Peer-Reviewed Technical Communication Harnessed by a Marine Current Turbine. October 2007;32:786–97.
[24] Jacobus Vermaak H, Kusakana K, Koko SP. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: a review of literature. Renew Sustain Energy Rev 2013;29:625–33. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.066.
[25] ANEEL. Micro e minigeração distribuídas. Cad Temáticos ANEEL 2016;34.
[26] Ayodele E, Misra S, Damasevicius R, Maskeliunas R. Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas – A field demonstration in West Africa. Sustain Energy Technol Assessments 2019;35:89–97. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.06.009.
[27] Olatomiwa L, Blanchard R, Mekhilef S, Akinyele D. Hybrid renewable energy supply for rural healthcare facilities: an approach to quality healthcare delivery.

Sustain Energy Technol Assessments 2018;30:121–38. https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.09.007.
[28] Olatomiwa L, Mekhilef S, Ohunakin OS. Hybrid renewable power supply for rural health clinics (RHC) in six geo-political zones of Nigeria. Sustain Energy Technol Assessments 2016;13:1–12. https://doi.org/10.1016/j.seta.2015.11.001.
[29] Tah A, Das D. Operation of small hybrid autonomous power generation system in isolated, interconnected and grid connected modes. Sustain Energy Technol Assessments 2016;17:11–25. https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.07.001.
[30] Epe. SISTEMAS ISOLADOS PLANEJAMENTO DO ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS HORIZONTE 2023-CICLO 2018. 2018.
[31] Tolmasquim MT. Energia Termelétrica: Gás Natural, Carvão, Nuclear: Biomassa; 2016.
[32] Rubem P, Rodrigues C. Energias alternativas: desafios e possibilidades para a amazônia n.d.
[33] Mandelli S, Barbieri J, Mereu R, Colombo E. Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review 2016. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.338.
[34] Rosman PCC. Referência Técnica do SisBaHIA. Fundação COPPETEC - COPPE/UFRJ 2015:1–345.
[35] SisBAHIA - Manual do Usuário n.d. http://www.sisbahia.coppe.ufrj.br/ManualSisBAHIA/A1Index.htm (accessed September 17, 2018).
[36] Modelo Hidrodinâmico n.d. http://www.sisbahia.coppe.ufrj.br/ManualSisBAHIA/D7Modelo Hidrodinamico.htm (accessed September 17, 2018).
[37] Alzamora Guzmán VJ, Glasscock JA, Whitehouse F. Design and construction of an off-grid gravitational vortex hydropower plant: a case study in rural Peru. Sustain Energy Technol Assessments 2019;35:131–8. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.06.004.
[38] Guner F, Zenk H. Experimental, numerical and application analysis of hydrokinetic turbine performance with fixed rotating blades. Energies 2020:13. https://doi.org/10.3390/en13030766.
[39] Davila-Vilchis JM, Mishra RS. Performance of a hydrokinetic energy system using an axial-flux permanent magnet generator. Energy 2014;65:631–8. https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.040.
[40] Casila JC, Duka M, De R, Reyes L, Ureta JC. Sustainable Energy Technologies and Assessments journal homepage Potential of the Molawin creek for micro hydro power generation: an assessment 2019. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.02.005.
[41] Elbatran AH, Yaakob OB, Ahmed YM, Shehata AS. Numerical and experimental investigations on efficient design and performance of hydrokinetic Banki cross flow turbine for rural areas. Ocean Eng 2018;159:437–56. https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2018.04.042.
[42] Bradley A. Long delay timer using only one 555 chip. Electron World 2004;110:46. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.045.
[43] Brasil Jr ACP, Van ERH, Salomon LRB, Oliveira T. Turbina Hidrocinética Geração 3. Citenel 2007:1–10.
[44] De SFM, Oliveira TF. Estudo Experimental De Um Modelo Reduzido De Turbina Hidrocinéticas. Posmec 2003:1–10.
[45] Kusakana K. Feasibility analysis of river off-grid hydrokinetic systems with pumped hydro storage in rural applications. Energy Convers Manag 2015;96:352–62. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.089.
[46] Khan MJ, Bhuyan G, Iqbal MT, Quaicoe JE. Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: a technology status review. Appl Energy 2009;86:1823–35. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017.
[47] Kosnik L. The potential of water power in the fight against global warming in the US. Energy Policy 2008;36:3252–65. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.05.009.
[48] Previsic M, Bedard R, Polagye B. System level design, performance, cost and economic assessment-Alaska river in-stream power plants. Epri Rp 2008.
[49] Hoq MT, Islam NUAN, Syfullah MK, Rahman R. Micro hydro power: promising solution for off-grid renewable energy source. Int J Sci Eng Res 2011;2.
[50] Güney MS, Kaygusuz K. Hydrokinetic energy conversion systems: a technology status review. Renew Sustain Energy Rev 2010;14:2996–3004. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.06.016.
[51] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Marine and Hydrokinetic Resource Assessment and Characterization 2016:1–8. https://www.energy.gov/eere/water/marine-and-hydrokinetic-resource-assessment-and-characterization (accessed September 17, 2018).
[52] Arango M a. Resource Assessment and Feasibility Study for Use of Hydrokinetic Turbines in the Tailwaters of the Priest Rapids Project 2011:158.
[53] Holanda P da S, Blanco CJC, Mesquita ALA, Brasil Junior ACP, de Figueiredo NM, Macêdo EN, et al. Assessment of hydrokinetic energy resources downstream of hydropower plants. Renew Energy 2017;101:1203–14. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.011.
[54] da Silva Holanda P, Por A, José Cavalcante Blanco C, Secretan Y. AVALIAÇÃO DE POTENCIAL HIDROCINÉTICO À JUSANTE DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. n.d.
[55] Niebuhr CM, van Dijk M, Neary VS, Bhagwan JN. A review of hydrokinetic turbines and enhancement techniques for canal installations: Technology, applicability and potential. Renew Sustain Energy Rev 2019;113:109240. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.047.
[56] Yao J, Li F, Chen J, Yuan Z, Mai W. Parameter analysis of savonius hydraulic turbine considering the effect of reducing flow velocity. Energies 2019:13. https://doi.org/10.3390/en13010024.
[57] Behrouzi F, Nakisa M, Maimun A, Ahmed YM. Renewable energy potential in Malaysia: Hydrokinetic river/marine technology. Renew Sustain Energy Rev 2016;62:1270–81. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.020.
[58] Kumar D, Sarkar S. A review on the technology, performance, design optimization, reliability, techno-economics and environmental impacts of hydrokinetic energy conversion systems. Renew Sustain Energy Rev 2016;58:796–813. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.247.
[59] Faez Hassan H, El-Shafie A, Karim OA. Tidal current turbines glance at the past and look into future prospects in Malaysia. Renew Sustain Energy Rev 2012;16:5707–17. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.06.016.
[60] Gadonneix P, Barrès De Castro F, Drouin R. Officers of the World Energy Council. 2010.
[61] Shafei MAR, Ibrahim DK, Ali AM, Younes MAA, El-Zahab EEDA. Novel approach for hydrokinetic turbine applications. Energy Sustain Dev 2015;27:120–6. https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.05.006.
[62] Kirke B. Hydrokinetic and ultra-low head turbines in rivers: a reality check. Energy Sustain Dev 2019;52:1–10. https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.06.002.
[63] Bachant P, Wosnik M. Effects of reynolds number on the energy conversion and near-wake dynamics of a high solidity vertical-axis cross-flow turbine. Energies 2016;9:1–18. https://doi.org/10.3390/en9020073.
[64] Contreras LT, Lopez OD, Lain S. Computational fluid dynamics modelling and simulation of an inclined horizontal axis hydrokinetic turbine. Energies 2018:11. https://doi.org/10.3390/en11113151.
[65] Eriksson S, Bernhoff H, Leijon M. Evaluation of different turbine concepts for wind power. Renew Sustain Energy Rev 2008;12:1419–34. https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.05.017.
[66] Energia Hidrocinética: Projeto Tucunaré apresenta resultados e busca parceria para desenvolver protótipo de turbina | Agencia Eletrobras Eletronorte n.d. http://agencia.eletronorte.gov.br/site/2016/05/05/energia-hidrocinetica-projeto-tucunare-apresenta-resultados-e-busca-parceria-para-desenvolver-prototipo-de-turbina/ (accessed September 17, 2018).
[67] Souza J do SA de, Brasil Junior ACP, Echeverry SMV, Els RH Van, Diniz JD de AS. Uso sustentável da energia elétrica gerada por uma turbina hidrocinética no norte do brasil. 2015:1–10.
[68] Bahbhandeh Rostami A, Fernandes AC. The effect of inertia and flap on autorotation applied for hydrokinetic energy harvesting. Appl Energy 2015;143:312–23. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.051.
[69] Rostami AR, Armandei M. Renewable energy harvesting by vortex-induced motions: Review and benchmarking of technologies. Renew Sustain Energy Rev 2017;70:193–214. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.202.
[70] Filizola N, Guyot JL, Guimarães V. Measuring the discharge of the Amazon River using Doppler technology (Manacapuru, Amazonas, Brazil). Hydrol Process 2009;23:3151–6. https://doi.org/10.1002/hyp.7385.
[71] Gorbena EG, Junior GW, Rosman PCC, Qassim RY. Influência da presença de parques de conversores de energia hidrocinética no movimento de sedimentos em cenários idealizados da baía de São Marcos, MA. Rev Bras Recur Hídricos 2015;20:379–93.
[72] Barros M de LC, Rosman PCC. A study on fish eggs and larvae drifting in the Jirau reservoir, Brazilian Amazon. J Brazilian Soc Mech Sci Eng 2018;40. https://doi.org/10.1007/s40430-017-0951-1.
[73] Barros MLC, Rosman PCC, Telles JCF. An effective wetting and drying algorithm for numerical shallow water flow models. J Brazilian Soc Mech Sci Eng 2015;37:803–19. https://doi.org/10.1007/s40430-014-0211-6.
[74] Filizola N, Melo E, Armijos E, McGlynn J. Preliminary analysis of potential for river hydrokinetic energy technologies in the Amazon basin 2015. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004.
[75] IRD. SO HYBAM - The Environmental Research Observatory on the Rivers of the Amazon, Orinoco and Congo Basins 2018. http://www.ore-hybam.org/ (accessed October 24, 2018).
[76] Filizola N, Guyot JL. The use of Doppler technology for suspended sediment discharge determination in the River Amazon. Hydrol Sci J 2004;49:143–54. https://doi.org/10.1623/hysj.49.1.143.53990.
[77] Amaral LP, Araújo A, Mendes E, Martins N. Economic and environmental assessment of renewable energy micro-systems in a developing country. Sustain Energy Technol Assessments 2014;7:101–10. https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.04.002.
[78] Portugal-Pereira J, Soria R, Rathmann R, Schaeffer R, Szklo A. Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: techno-economic and environmental assessment in Brazil. Biomass Bioenergy 2015;81:521–33. https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2015.08.010.
[79] Angelis-Dimakis A, Biberacher M, Dominguez J, Fiorese G, Gadocha S, Gnansounou E, et al. Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. Renew Sustain Energy Rev 2011;15:1182–200. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.049.
[80] Report B. Global Potential of Renewable Energy Sources : a Literature Assessment 2008.
[81] Lopez A, Roberts B, Heimiller D, Blair N, Porro GUS. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. Natl Renew Energy Lab Doc 2012;1:1–40.
[82] Riglin J, Daskiran C, Jonas J, Schleicher WC, Oztekin A. Hydrokinetic turbine array characteristics for river applications and spatially restricted flows. Renew Energy 2016;97:274–83. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.081.
[83] Kumar A, Saini RP. Performance analysis of a single stage modified Savonius hydrokinetic turbine having twisted blades. Renew Energy 2017;113:461–78. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.020.

[84] Laws ND, Epps BP. Hydrokinetic energy conversion: Technology, research, and outlook. Renew Sustain Energy Rev 2016;57:1245–59. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.189.
[85] Fraenkel PL. Marine current turbines: Pioneering the development of marine kinetic energy converters. Proc Inst Mech Eng Part A J Power Energy 2007;221:159–69. https://doi.org/10.1243/09576509JPE307.
[86] Selecting sites for tidal current power extraction in Brazil R3 – Analyses of the effects of turbine array densities in the tidal currents in São Marcos Bay - MA 2009.
[87] Myers L, Bahaj AS. Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race. Renew Energy 2005;30:1713–31. https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.02.008.
[88] Myers LE, Bahaj AS. An experimental investigation simulating flow effects in first generation marine current energy converter arrays. Renew Energy 2012;37:28–36. https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.043.
[89] Douglas CA, Harrison GP, Chick JP. Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine. Proc Inst Mech Eng Part M J Eng Marit Environ 2008;222:1–12. https://doi.org/10.1243/14750902JEME94.
[90] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução Normativa No 687, de 24 de novembro de 2015 2015:24. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004.
[91] ANA. Hidroweb - Sistema de informações hidrológicas 2015.
[92] An Evaluation of the U.S. Department of Energy's Marine and Hydrokinetic Resource Assessments. 2013. https://doi.org/10.17226/18278.
[93] Alcântara Gomes Teixeira R. MONTAGEM E INSTALAÇÃO DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS UNIVERSIDADE DE BRASILIA FACULDADE DE TECNOLOGIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA. n.d.
[94] Ortega-Achury SL, Mcanally WH, Davis TE, HydrokineticPower, Martin JL. Review. 2010.
[95] Jacobson P. EPRI Project Assessment and Mapping of the Riverine Hydrokinetic Energy Resource in the Continental United States. 2012.
[96] Piccolo AP, Rühler AJ, Rampinelli GA. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. Rev Bras Ensino Física 2014;36:01–13. https://doi.org/10.1590/S1806-11172014000400007.
[97] Instituto latino-americano de tecnologia, infraestrutura e território (ilatit) engenharia de energia 2016.
[98] Nunes MM, Mendes RCF, Oliveira TF, Brasil Junior ACP. An experimental study on the diffuser-enhanced propeller hydrokinetic turbines 2018. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.056.
[99] Vásquez FAM. ANÁLISE DE GERADORES SÍNCRONOS DE ÍMÃS PERMANENTES EM SISTEMAS HIDROCINÉTICOS. Universidade de Brasília, 2014.
[100] Lata-García J, Jurado F, Fernández-Ramírez LM, Sánchez-Sainz H. Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery. Energy 2018;159:611–20. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.183.
[101] Laassenaho K, Lensu A, Lauhanen R, Rintala J. GIS-data related route optimization, hierarchical clustering, location optimization, and kernel density methods are useful for promoting distributed bioenergy plant planning in rural areas. Sustain Energy Technol Assessments 2019;32:47–57. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.01.006.
[102] Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica n.d. https://eletrobras.com/pt/Paginas/Luz-para-Todos.aspx (accessed March 29, 2020).
[103] Decreto no 8493 n.d. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8493.htm (accessed January 19, 2020).
[104] D9357 n.d. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Decreto/D9357.htm#art1 (accessed April 23, 2020).
[105] Decreto no 7246 n.d. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7246.htm (accessed March 29, 2020).
[106] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Publicações n.d. http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados (accessed August 20, 2019).
[107] Google Earth n.d. https://earth.google.com/web/@-3.10820751,-59.85445863,5.71420037a,43092.91118792d,35y,0h,0t,0r (accessed October 23, 2018).
[108] en Montoya Ramírez RD, Isaza Cuervo F, esar Antonio Monsalve Rico C. Technical and financial valuation of hydrokinetic power in the discharge channels of large hydropower plants in Colombia: A case study 2016. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.047.
[109] Felipe I, Santos S Dos, Gustavo R, Camacho R, Lúcio G, Filho T, et al. Energy potential and economic analysis of hydrokinetic turbines implementation in rivers: An approach using numerical predictions (CFD) and experimental data 2019. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.018.
[110] Punys P, Adamonyte I, Kvaraciejus A, Martinaitis E, Vyciene G, Kasiulis E. Riverine hydrokinetic resource assessment. A case study of a lowland river in Lithuania 2015. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.155.
[111] Brasil. Entenda como funciona o mercado de crédito de carbono 2012. https://doi.org/10.1177/009127001037885S.
[112] Estudos e Pesquisas para Subsidiar a Elaboração de Políticas e Projetos relacionados ao Desenvolvimento Produtivo e à Inovação Industrial no Brasil, assim como para o Desenvolvimento de Ações de Fomento ao Desenvolvimento Tecnológico e Regional Sondagem de Inovação. n.d.
[113] de Estados Ibero-americanos Para Educação O. CADEIA DE VALOR DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL. 2017.
[114] Kupfer D, Naveiro R, Stallivieri F, Sabbatini R. Avaliação das Perspectivas de Desenvolvimento Tecnológico para a Indústria de Bens de Capital para Energia Renovável (PDTS-IBKER). Relatório de Pesquisa. 2012.
[115] Ferreira P, Lima F, Ribeiro F, Vieira F. A mixed-method approach for the assessment of local community perception towards wind farms. Sustain Energy Technol Assessments 2019;33:44–52. https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.02.004.
[116] Tarifas - ANEEL n.d. https://www.aneel.gov.br/dados/tarifas (accessed February 28, 2020).
[117] Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos - Sala de Imprensa - ANEEL n.d. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/primeiro-leilao-de-geracao-de-2016-comercializa-energia-de-29-empreendimentos/656877?inheritRedirect=false (accessed February 28, 2020).
[118] Resultado do Leilão n. 02/2016-ANEEL - Sistemas Isolados da CEPA n.d.
[119] Resultado do Leilão n. 02/2016 – Sistemas Isolados da Eletrobras Distribuição Amazonas – Grupo A – Lotes II e III n.d.
[120] Leilão de Energia de Reserva contrata 180,3 MW de 30 usinas - Sala de Imprensa - ANEEL n.d. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-energia-de-reserva-contrata-180-3-mw-de-30-pequenas-centrais-e-geradoras-hidreletricas/656877?inheritRedirect=false (accessed February 28, 2020).
[121] ANEEL aprova edital do 2o Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Sala de Imprensa - ANEEL n.d. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-edital-do-2-leilao-de-energia-de-reserva-de-2016/656877?inheritRedirect=false (accessed February 28, 2020).
[122] Malheiro A, Castro PM, Lima RM, Estanqueiro A. Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems 2015. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.066.
[123] Felipe I. Análise técnica e econômica de parques hidrocinéticos com base em previsões numéricas (CFD) e dados experimentais Ivan Felipe Silva dos Santos Análise técnica e econômica de parques hidrocinéticos com base em previsões numéricas (CFD) e dados experime 2019.
[124] IBGE | Brasil em Síntese | Brasil | Panorama n.d. https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama (accessed September 17, 2018).
[125] Option ARE. Renewable energy option. Hydrokinetic power n.d.
[126] Bryden IG, Grinsted T, Melville GT. Assessing the potential of a simple tidal channel to deliver useful energy 2005. https://doi.org/10.1016/j.apor.2005.04.001.
[127] Environmental Impacts of Renewable Energy (Energy and the Environment) eBook: Frank R. Spellman: Amazon.com.br: Loja Kindle n.d. https://www.amazon.com.br/gp/product/B00QFFYF5U/ref=oh_aui_d_detailpage_o01_?ie=UTF8&psc=1 (accessed September 14, 2018).
[128] 21st Century Guide to Hydrokinetic, Tidal, Ocean Wave Energy Technologies - Concepts, Designs, Environmental Impact (English Edition) eBook: U.S. Government, Department of Energy: Amazon.com.br: Loja Kindle n.d. https://www.amazon.com.br/Century-Guide-Hydrokinetic-Energy-Technologies-ebook/dp/B004APA5R4?keywords=hydrokinetic+and+marine&qid=1536950588&sr=8-2-fkmr0&ref=sr_1_fkmr0_2 (accessed September 14, 2018).
[129] Yoshida T, Zhou J, Park S, Muto H, Kitazawa D. Use of a model turbine to investigate the high striking risk of fish with tidal and oceanic current turbine blades under slow rotational speed. Sustain Energy Technol Assessments 2020;37:100634. https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100634.
[130] Haslett JR, Garcia-Llorente M, Harrison PA, Li S, Berry PM, Bugter R, et al. Offshore renewable energy and nature conservation: the case of marine tidal turbines in Northern Ireland. Biodivers Conserv 2018;27:1619–38. https://doi.org/10.1007/s10531-016-1268-6.
[131] Zhang M, Wang Z, Xu C, Jiang H. Embodied energy and energy analyses of a concentrating solar power (CSP) system 2012. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.080.
[132] Miller VB, Landis AE, Schaefer LA. A benchmark for life cycle air emissions and life cycle impact assessment of hydrokinetic energy extraction using life cycle assessment 2011. https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.08.016.
[133] Suwanit W, Gheewala SH, Gheewala SH, Suwanit W. Life cycle assessment of mini-hydropower plants in Thailand. Int J Life Cycle Assess 2011;16:849–58. https://doi.org/10.1007/s11367-011-0311-9.
[134] Verbruggen A, Fischedick M, Moomaw W, Weir T, Nadaë AN, Nilsson LJ, et al. Renewable energy costs, potentials, barriers: conceptual issues. Energy Policy 2009;38:850–61. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.036.
[135] Publicações n.d. http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-de-planejamento-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-horizonte-2024-ciclo-2019 (accessed May 13, 2020).
[136] Demanda contratada - Busca - ANEEL n.d. https://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=15047783&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=demanda-contratada&inheritRedirect=true (accessed April 27, 2020).