

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
MESTRADO PROFISSIONAL EM ENGENHARIA HÍDRICA

Eloize Rosiene Rosa

**IMPACTO DA METODOLOGIA DE TRANSPOSIÇÃO DE DADOS DE VAZÃO
SOBRE O CUSTO DE GERAÇÃO E NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS A FIO D'ÁGUA**

ITAJUBÁ – MG

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
MESTRADO PROFISSIONAL EM ENGENHARIA HÍDRICA

ELOIZE ROSIENE ROSA

**IMPACTO DA METODOLOGIA DE TRANSPOSIÇÃO DE DADOS DE VAZÃO
SOBRE O CUSTO DE GERAÇÃO E NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS Á FIO D'ÁGUA**

Dissertação submetida ao Programa de Mestrado Profissional em Engenharia Hídrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Hídrica

Área de concentração: Geração Hidrelétrica

Orientadora: Prof. Dr. Ivan Felipe dos Santos

Co-orientador: Prof. Dr. Geraldo L. Tiago Filho

ITAJUBÁ-MG

2022

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por estar sempre presente me guiando para as melhores escolhas e me capacitando para concluí-las.

À UNIFEI por sempre estar de portas abertas e a todos os professores do Instituto de Recursos Naturais (IRN) por todo conhecimento passado, em especial ao Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos por ter me orientado com paciência e apoio.

Agradeço ao Fernando, com quem meus passos ficam mais firmes, por tudo que acrescenta em mim como pessoa e profissional.

RESUMO

A geração hidrelétrica é fundamental para a matriz energética brasileira. Durante o processo de estudo do potencial hidráulico, um dos passos a ser seguido é o estudo de transposição dos dados de vazão entre os postos fluviométricos. Segundo o manual da Eletrobrás(2000), para que tal estudo seja realizado é recomendado que os postos envolvidos, dentre outros critérios, estejam em uma mesma bacia hidrográfica, preferencialmente no mesmo rio e possuam entre eles uma relação de área de drenagem que esteja em uma proporção entre 0,25 e 4. Com base nessas informações, o objetivo do presente trabalho é avaliar o impacto dessa relação entre as áreas de drenagem, sobre o potencial energético e econômico de um sitio hidrelétrico. No estudo foram utilizados dados de três conjuntos de postos fluviométricos em diferentes bacias hidrográficas, para os quais foram realizados estudos econômicos e energéticos, obtidos pelos critérios do máximo benefício líquido, LCOE e Potência Ótima, para postos existentes em um determinado local pré-estabelecido. Também, os resultados obtidos foram comparados a partir da metodologia de transposição de dados de vazão. Os resultados encontrados e aqui expostos permitiram a observação da dificuldade de se encontrar um padrão para os desvios encontrados, dado que parâmetros como a relação de áreas entre os postos pouco influenciaram seu comportamento. Contudo, muitos desvios bastante elevados foram identificados, o que indica que a metodologia de transposição pode ser causa de erros na prospecção de potencial energético e previsão de viabilidade econômica de centrais hidrelétricas.

Palavras-chave: viabilidade econômica, relação de áreas, transposição de vazões.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Participação das fontes na capacidade instalada.....	16
Figura 2: Densidade de postos fluviométricos em território nacional.....	18
Figura 3: Entidades federais Responsáveis pelas estações de monitoramento hidrológico.....	19
Figura 4: Divisão de bacias hidrográficas segundo o sistema Hidro-Telemetria.....	20
Figura 5: Representação da curva de permanência do posto Itaúna Montante.....	22
Figura 6: Comparativos de pontos de interesse e local de medição.....	25
Figura 7: Curva de permanência com energia.....	30
Figura 8: Curva $BL=f(P)$	34
Figura 9: Postos do Conjunto A.....	36
Figura 10: Postos do Conjunto B	38
Figura 11: Postos do Conjunto C.....	39
Figura 12: Disposição dos Conjuntos de postos no mapa.....	40
Figura 13: Curvas de permanência do Conjunto A.....	43
Figura 14: Curvas de permanência do Conjunto B.....	44
Figura 15: Curvas de permanência do Conjunto C.....	44
Figura 16: Curva de Potência versus energia para postos do Conjunto A.....	45
Figura 17: Benefício Líquido x Potência Ótima do Conjunto A.....	51
Figura 18: LCOE do posto de referência e o maior e menor desvio do Conjunto A.....	51
Figura 19: Benefício Líquido do Posto de Referência e os maiores desvios.....	53
Figura 20: LCOE do posto de referência e os maiores desvios.....	54
Figura 21: Benefício Líquido do Posto de Referência e os maiores desvio.....	57
Figura 22: LCOE do posto de referência e os maiores desvio.....	57
Figura 23: Correlação existente entre a Distância e o desvio de potência ótima.....	59
Figura 24: Correlação existente entre a Distância e o desvio de LCOE.....	59
Figura 25: Correlação existente entre a Relação de Áreas e o Desvio de Potências da curva de permanência: (a) P95%; (b) P50% e (c) P5%.	60
Figura 26: Correlação existente entre a Relação de Áreas e o Desvio de Potências da curva de permanência: (a) P95%; (b) P50% e (c) P5%.....	61

Figura 27: Histogramas referentes a distribuição de potencias para: (a) P50%; (b) P95%
e (c) Potência Ótima.....63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação das centrais hidrelétricas.....	13
Tabela 2: Situação de cada tipo de empreendimento no Brasil.....	13
Tabela 3: Estações Fluviométricas no país sob responsabilidade ANA e outras entidades.....	19
Tabela 4: Distribuição das vazões adotadas por estado.....	29
Tabela 5: Relação do Conjunto A de postos analisados.....	36
Tabela 6: Relação do Conjunto B de postos analisados.....	37
Tabela 7: Relação do Conjunto C de postos analisados.....	39
Tabela 8: Postos estudados e suas respectivas potências.....	47
Tabela 9: Comparação dos dados obtidos para o Conjunto A.....	49
Tabela 10: Comparação dos dados obtidos para o Conjunto B.....	52
Tabela 11: Comparação dos dados obtidos para o Conjunto C.....	55
Tabela 12: Valores dentro e fora da relação de áreas.....	65
Tabela 13: Análise estatística de desvio de potência ótima.....	66
Tabela 14: Análise estatística de desvio de LCOE.....	66
Tabela 15: Análise Estatística do desvio das potências da curva de permanência.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

ANA = Agência Nacional de Águas

ABNT = Associação brasileira de normas técnicas

ANEEL = Agência Nacional de Energia Elétrica

BEM = Balanço Energético Nacional

BL = Benefício Líquido

CNPq = Conselho Nacional de Pesquisa

CGH = Central Geradora Hidrelétrica

kg/m³ = Quilograma por metro cúbico

L = Comprimento

LCOE = Levelized Cost of Energy

m²/kg = Metro quadrado por quilograma

ME = Massa específica

mm = Milímetro

NBR = Norma brasileira

PCH= Pequena Central Hidrelétrica

PIB = Produto interno bruto

UNIFEI = Universidade Federal de Itajubá

ρ_f = Massa específica

ONS = Operador Nacional do Sistema

SIGA = Sistema De Informações de Geração da ANEEL

UHE = Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	12
2.1. Princípios gerais das hidrelétricas.....	12
2.1.1. Classificação quanto a potência.....	12
2.1.2. Classificação quanto a operação do reservatório.....	13
2.2. Hidrelétricas no Brasil	166
2.3. Estudos Hidrológicos para Unidades Hidrelétricas	17
2.3.1. Curvas de Permanência	22
2.3.2. Preenchimento de falhas de vazões	24
2.3.3. Transposição de dados de vazão.....	25
2.3.4. Trabalhos anteriores sobre o impacto de metodologias hidrológicas em avaliações hidrelétricas.....	25
3. Metodologia	29
3.1. Levantamento dos postos fluviométricos	30
3.2. Estudos hidroenergéticos	30
3.3. Método do Máximo Benefício Líquido	33
3.4. Custo nivelado de eletricidade (LCOE).....	37
3.5. Definição dos postos e bacias hidrográficas estudadas	38
3.6. Análise estatística dos resultados.....	40
4. RESULTADOS	46
4.1. Variações na curva de permanência devido a metodologia de transposição.....	42
4.2. Análise dos desvios nos cálculos de potência resultantes da curva de permanência.....	45
4.3. Análises dos desvios de potência ótima e LCOE	53
4.4. Análise de correlações entre os desvios obtidos.....	63
4.5. Análise estatística	68
4. CONCLUSÕES.....	75
Apêndice A – Resultados encontrados para todos os postos.....	78
Apêndice B - Artigo submetido.....	72
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	120

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2020), referente ao fechamento de 2019, a geração de energia elétrica através de usinas hidrelétricas é responsável por 64,9% de toda energia gerada no Brasil.

A implantação de uma Central Hidrelétrica (CH) envolve estudos hidrológicos que possuem impactos diretos na quantidade de energia que pode ser gerada pelo aproveitamento no dimensionamento do grupo gerador, casa de máquinas, sistema de alta e baixa pressão e na segurança de operação. Os estudos de vazão mínima são importantes para a definição do tipo de turbina hidráulica e atendimento às restrições ambientais, enquanto estudos de cheia máxima são utilizados no dimensionamento de extravasores e obras de desvio (SOUZA et al., 2009).

A distribuição dos postos fluviométricos presentes no Brasil não consegue cobrir toda a extensão territorial do país e com base na análise do mapa disponível no HIDROWEB® (2021). Com isso, pode-se perceber que as regiões metropolitanas e próximas do litoral possuem maior concentração de postos, tanto fluviométricos quanto pluviométricos, quando comparado com o interior das regiões centro-oeste, norte e nordeste. A região sudeste de uma maneira geral é bem coberta por postos fluviométricos e pluviométricos. Em decorrência disso, faz-se necessária a aplicação de metodologias de transposição dos dados de vazões de um ponto ao outro para que sejam realizados os estudos hidrológicos pertinentes.

Atualmente, uma das metodologias mais usadas é a transposição de dados de vazões por relação de áreas de drenagem, sugerida pelo manual de implantação de pequenas centrais hidrelétricas da Eletrobrás (2000), que propõe que no local do aproveitamento seja estabelecido uma série de vazões médias mensais provenientes de uma série histórica de um posto fluviométrico localizado preferencialmente no mesmo curso de água ou na mesma bacia hidrográfica, através de uma correlação direta de áreas de drenagem, com uma proporção de áreas limitadas até 0,25 a 4 vezes a proporção entre essas áreas. Deve-se utilizar séries históricas que possuam ao menos 25 anos de registro, caso as séries possuam registros inferiores ao mínimo desejado, sugere-se que sejam adotadas séries de vazões médias mensais que possuam série de dados a partir de 1931 (ELETROBRÁS, 2000).

Como antes da construção da hidrelétrica, é de fundamental importância a estimativa de seu potencial energético e viabilidade econômica, pois nenhum investidor construirá um projeto

sem estimar sua viabilidade financeira, e como o potencial energético só pode ser determinado de posse de dados hidrológicos, tal metodologia se torna muito relevante. Entretanto, tal metodologia vem sendo questionada por autores como Meyer (2017) que analisou como os desvios presentes nessa abordagem podem influenciar no cálculo da garantia física do empreendimento hidrelétrico.

Considerando, portanto, a limitação da rede de postos fluviométricos existentes no território brasileiro e com isso, a necessidade de um método que possibilite que dados de vazão coletados em um ponto específico do rio seja alocado para locais onde não há disponibilidade de série histórica de vazões. O objetivo desse trabalho é avaliar qual o impacto causado devido à utilização da metodologia de transposição de dados de vazões através da relação de áreas de drenagem sobre o desempenho energético e econômico de uma Central Hidrelétrica (CH) que opere a fio d'água.

O presente trabalho propõe a escolha de conjuntos de postos fluviométricos, selecionados aleatoriamente, mas que estejam em uma mesma bacia hidrográfica. Para cada conjunto elegeu-se um posto de referência, que nada mais é que um posto que tem relação de áreas de drenagem tanto dentro quanto fora da relação sugerida de 0,25 a 4 com os demais postos da região. Os dados de vazão dos demais postos foram então transpostos para o mesmo ponto desse posto de referência, de modo que os resultados transpostos pudessem ser comparados com os resultados reais do local de interesse, ou seja, o mesmo ponto do posto de referência.

Como objetivos específicos tem-se:

- Seleção das bacias hidrográficas e os postos fluviométricos envolvidos;
- Transposição dos dados de vazão obtidos para o local do posto referência;
- Cálculo dos fatores energéticos e econômicos associados ao aproveitamento hidrelétrico;
- Comparação dos resultados dos dados de vazão transposto com os dados do posto referência.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Princípios gerais das hidrelétricas

As usinas hidrelétricas são instalações construídas com o objetivo de transformar energia hidráulica em energia elétrica. Para isso, a água armazenada em um reservatório chega até a turbina através de um conduto e gira as pás da turbina ao passar por ela. Após esse percurso, a água retorna ao rio e a turbina por sua vez, está acoplada a um gerador capaz de transformar a energia na turbina em energia elétrica. Ou seja, há a transformação da energia potencial gravitacional em cinética, depois mecânica e elétrica. Porém, para que esse potencial hidráulico exista, é necessário a captação da água através da construção de uma barragem (SOUZA et al., 2009).

De acordo com Souza et al. (2009), a modelagem de um aproveitamento hidrelétrico é feita a partir da sua queda, vazão e potência. Para o cálculo da potência bruta (ou potência hidráulica, P_b) considera-se a altura da queda bruta sem considerar as perdas decorrentes do aproveitamento e é dada pela Equação 1.

$$P_b = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H_b \quad (1)$$

Onde:

Q é a vazão em m^3/s ;

H_b é a queda bruta em m;

P_b é a potência hidráulica bruta dada em Watts;

g é a gravidade em m/s^2 ;

ρ é a massa específica da água em kg/m^3 .

A classificação de uma usina hidrelétrica pode ser feita de acordo com a característica que se queira destacar. A seguir serão apresentados os principais critérios classificações de uma usina hidrelétrica.

2.1.1. Classificação quanto a Potência

A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, Art. 9º, alterou os limites de potência para a central geradora hidrelétrica e com isso, a ANEEL passou a adotar as seguintes classificações dispostas na Tabela1, para unidades geradoras (ANEEL,2016).

Tabela 1: Classificação das Centrais Hidrelétricas.

Classificação	Potência Instalada
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	Até 5MW
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	Entre 5MW e 30MW
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	Acima de 30MW

Fonte: ANEEL, 2016

A Tabela 2 mostra uma comparação entre os tipos de unidades hidrelétricas geradoras existentes no Brasil e sua potência instalada. Os dados foram coletados no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA) em setembro de 2021. É possível perceber que atualmente o Brasil conta com 1.498 empreendimentos hidrelétricos em operação que são responsáveis por uma potência instalada de 109.393.910 kW até o dado momento. Estima-se que cerca de 2.020.407 kW serão gerados por 124 novas unidades que estão em fase de planejamento ou construção. Considerando apenas as unidades relacionadas a potência hidráulica, as UHEs assumem um papel de destaque sendo responsáveis por grande parte da potência instalada no país, segundo a ONS.

Tabela 2: Situação de cada tipo de empreendimento hidrelétrico no Brasil.

Empreendimentos em operação				Empreendimento em construção		Empreendimento com construção não iniciada	
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Quantidade	Potência Outorgada (kW)
CGH	735	842.873	863.564	3	4.700	2	5.000
PCH	540	7.145.432	5.503.830	23	343.092	92	1.263.715
UHE	223	103.394.328	103.026.516	1	141.900	3	262.000

Fonte: SIGA, 2021

Ao se fazer uma análise mais apurada, considerando que além das UHEs, PCHs e CGHs, a matriz elétrica brasileira é composta por Usina Termelétrica (UTE), Central Geradora Eólica (EOL), Usina Fotovoltaica (UFV) e Usina Termonuclear (UTN), nota-se que as UHEs continuam sendo de grande importância para a matriz energética nacional sendo responsáveis por 62,5% de toda potência instalada no país até o presente momento (ANEEL, 2021).

Vale destacar que as PCHs podem abastecer pequenos centros consumidores, unidades comerciais e industriais e não necessitam de instalações sofisticadas para o transporte de energia, sendo, portanto, uma excelente opção para geração distribuída (ANEEL, 2008). Uma alternativa para que haja um menor impacto ambiental das hidrelétricas seria o incentivo a implantação de PCHs, já que as mesmas, normalmente, resultam em um volume menor de armazenamento de água e com isso não há necessidade de realocação da população local. Entretanto, perde-se a vantagem de acumulação de água nos reservatórios e a possibilidade de atendimento de demandas em momentos de pico pela água reservada.

2.1.2. Classificação quanto a operação do Reservatório

Segundo Souza et al. (2009), o reservatório de uma unidade geradora deve ser dimensionado segundo a função para o qual ele será utilizado e uma consequência de sua implantação são os impactos ambientais na região de instalação. Portanto, estudos nesse segmento devem ser realizados de modo a reduzir danos.

Em relação ao reservatório, de acordo com Souza et al. (2009), as usinas hidrelétricas são classificadas de dois modos principais:

- Usinas hidrelétricas com reservatório de armazenamento
- Usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação (regularização)
- Usinas hidrelétricas a fio d'água

O reservatório de uma usina hidrelétrica possibilita a criação de uma queda d'água que possibilita a geração de energia (CBIE, 2020). Alguns deles, possuem capacidade de regularização de vazão, o que favorece tanto o armazenamento de água para ser utilizada em um momento de escassez hídrica, quanto auxilia no controle de geração de energia elétrica por fontes renováveis, como solar e eólica, por parte do operador do sistema elétrico Nacional.

(CARVALHO, 2015). Possui, portanto, a capacidade de permitir variações rápidas e controladas no sistema de geração ampliando a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico.

Segundo Souza et al. (2009), sob o ponto de vista de regularização a capacidade do reservatório deve ser dimensionada segundo o volume que se deseja regularizar, podendo ser considerado um ciclo de carga que leva em conta uma regularização diária ou semanal ou um ciclo hidrológico que trabalha com regularização anual ou plurianual. Para determinar a capacidade reguladora do empreendimento é indispensável o conhecimento das características dos ciclos, que podem ser obtidas através do cálculo do tempo de regularização.

Diferente da usina hidrelétrica de regularização, a usina hidrelétrica a fio d'água possui um reservatório com dimensão reduzida que é insuficiente para permitir a regularização do rio, ou seja, a produção de energia é inconstante e depende exclusivamente da variação da vazão do curso d'água. Isso implica que nos períodos de cheia a usina produza maior quantidade de energia do que no período de seca. Como o reservatório não tem capacidade de acúmulo, toda a vazão que chega até a usina é convertida em energia elétrica (SOARES, 2017).

Uma usina hidrelétrica que possui o regime a fio d'água, apresentam as seguintes simplificações:

- Não necessita de estudo de regularização de vazões;
- Não necessita de estudo de sazonalidade da carga.

Segundo Eletrobrás (2000), esse tipo de arranjo pode ser utilizado quando as vazões de estiagem do rio são maiores ou iguais que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista. Quando instalada de maneira isolada, a usina a fio d'água fica condicionada às condições ambientais de fornecimento de água e com isso, pode-se haver uma grande variação na geração hidrelétrica durante o ano. De uma forma alternativa, podem ser instaladas de maneira integrada às usinas de grande reservatório situada “rio acima”, ou a montante, que irão regular o fluxo d'água em usinas a fio d'água localizadas “rio abaixo”, e com isso garantir uma geração constante ao longo do ano (FARIA, 2012).

2.2. Hidrelétricas no Brasil

Em abril de 2022, de acordo com dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), o Brasil alcançou a capacidade instalada de 182.904,254 MW de potência fiscalizada e desse total, 109.426,822 MW é proveniente de fontes hídricas, com baixa emissão de gases do efeito estufa.

Atualmente, o maior potencial hidrelétrico disponível no país está localizado na bacia hidrográfica do Amazonas, porém é na Bacia do Rio Paraná que há a maior produção de energia elétrica proveniente de fonte hídrica, graças a Itaipu Binacional que é responsável pela produção de cerca de 15% da energia total consumida no Brasil (ANEEL, 2020).

A Figura 1 mostra a participação de cada uma das fontes geradoras de eletricidade na capacidade instalada no Brasil, segundo o Balanço Energético Nacional de 2021. Pode-se notar que o potencial hídrico no Brasil ainda é a principal fonte de geração de energia elétrica e segundo o Balanço Energético Nacional de 2021, a probabilidade é de que a energia hidráulica continue com a mesma relevância energética nos próximos anos, mesmo com o aumento considerável de outras fontes de energia devido ao aumento de fatores ambientais e socioeconômicos que restringem novos projetos hidrelétricos. O plano decenal de expansão de energia indica um crescimento de 5.201MW de energia gerado por UHE a partir da otimização de unidades existentes, 3.335 MW a partir de geração em PCH e CGH até 2031. A partir desses números, pode-se concluir que pelos próximos 10 anos haverá investimentos para a implantação de novas unidades geradoras, sobretudo PCHs. Dessa forma estudos envolvendo geração hidrelétrica continuam relevantes e devem ser desenvolvidos.

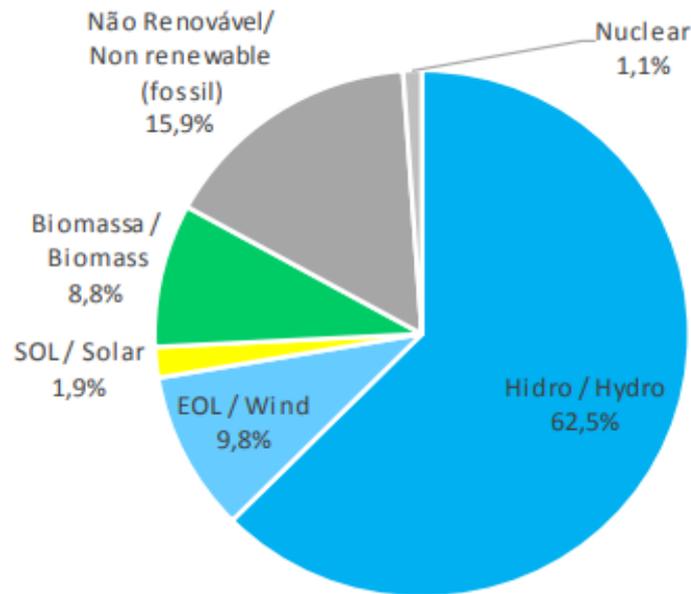


Figura 1: Participação das fontes na capacidade instalada

Fonte: BEN, 2021.

Quando se compara fontes de geração de energia é válido ressaltar a participação de cada uma delas na emissão de gases que colaboram para o efeito estufa. Para uma mesma quantidade de energia gerada, as usinas hidrelétricas emitem, em média, 60 vezes menos gases poluentes que usinas movidas a carvão e quando comparadas a usinas movidas a gás natural essa emissão é 18 vezes menor (Brook Field Renewable, 2012). Há ainda que se considerar que as usinas hidrelétricas possuem baixo custo operacional e não são necessárias constantes melhorias para aumentar a eficiência da exploração do recurso proporcionando uma energia mais barata ao consumidor final (VERGÍLIO, 2012). Bitencorte (2011) ressalta que os impactos socioeconômicos merecem igual atenção. As populações locais e vizinhas à área alagada são afetadas diretamente tendo que migrar para outras áreas, alterando atividades econômicas ligadas ao uso da terra e da água da região. Quando o desenvolvimento da hidrelétrica se dá por reservatórios a fio d'água, esse impacto é reduzido.

2.3. Estudos Hidrológicos para Unidades Hidrelétricas

Para a implementação de uma UHE ou mesmo uma PCH, existem uma série de estudos a serem feitos, variando apenas o grau de complexidade de cada um. O estudo hidrológico deve estar inserido nas etapas iniciais do projeto, com o objetivo de fornecer dados para estudos energéticos, segurança operativa e sanitária/ecológica que são fundamentais para o dimensionamento do grupo gerador, casa de máquinas, sistema de alta e baixa pressão, sistema de transmissão e também operação (SOUZA et al., 2009).

A obtenção de dados de vazão, a complementação de séries e o estudo de transposição de dados de vazão, são realizados através de ferramentas estatísticas que muitas vezes faz uso de técnicas que nem sempre estão bem explicadas, por serem utilizadas mecanicamente, mas que trazem consigo uma extensa conceituação da teoria da estimação com informações que não devem ser negligenciadas (SOUZA et al., 2009).

Embora o entendimento do comportamento hidrológico de uma região seja importante para o desenvolvimento de atividades e empreendimento dependentes dessa fonte, pode-se considerar que a rede de monitoramento do país, por vezes, não abrange toda a dimensão territorial ou suas séries históricas de vazão possuem falhas que devem ser preenchidas (JUNQUEIRA et al., 2018).

Considerando o monitoramento dos recursos hídricos no Brasil, os dados e informações são provenientes de 22.779 estações de monitoramento espalhadas por 12 regiões hidrográficas que juntas cobrem uma área de drenagem de aproximadamente 8,5 milhões de km² (SILVA, 2021). O mapa presente na Figura 2 mostra a densidade de postos fluviométricos e pluviométricos no território brasileiro.



Figura 2: Densidade de postos fluviométricos em território nacional

Fonte: Sistema HIDRO-Telemetria, 2022

De todos os postos existentes no território nacional, aproximadamente 21% dessas estações são de responsabilidade da ANA, que gerenciam desde a coleta até a publicação dos dados em plataformas disponíveis para consulta pública (ANA, 2020). Somente os dados dos postos de responsabilidade ANA são de acesso livre e podem ser usados, resultando em uma restrição no momento de realizar estudos com um número maior de postos. A Figura 3 mostra a quantidade relativa de estações hidrometeorológicas em operação no país por nível federativo, significa dizer que podem ser de responsabilidade federal, estadual ou do setor privado e também traz a informação de como estão divididos os postos dentro das entidades federais responsáveis.

Pode-se perceber que somente 28% dos postos existentes no país são de responsabilidade federal. E somente é possível ter acesso aos dados de 21,1%.



Figura 3: Entidades Federais Responsáveis pelas estações de monitoramento hidrológico

Fonte: Silva, 2021

É importante salientar que para o presente trabalho foram utilizados dados disponibilizados no HIDROWEB e também no Sistema HIDRO-Telemetria, uma plataforma que tem por objetivo realizar a aquisição, qualificação e gestão dos dados hidrometeorológicos, transmitidos em tempo quase real, do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH). Informações de postos fluviométricos referentes a estações com status ativo no software mas que não são de responsabilidade da Agência Nacional de Águas e Saneamento - ANA não foram consideradas para essa análise já que são dados que não possuem livre acesso.

De acordo com o Sistema HIDRO-Telemetria, especificamente da hidrometria fluviométrica as estações de responsabilidade da ANA não ultrapassam 1/3 do total de postos existentes no país. A Tabela 3 mostra a distribuição dos postos fluviométricos no Brasil por bacia hidrográfica e faz um comparativo entre os postos de responsabilidade da ANA e os de outras entidades.

Tabela 3: Estações fluviométricas no país sob responsabilidade ANA e outras entidades por bacia hidrográfica

Bacia Hidrográfica	Área (Km ²)	ANA		Outras Entidades		Total	Densidade (nº de postos/km ²)
		Abs	%	Abs	%		
Rio Amazonas	3.859.000	240	35%	439	65%	679	5.700
Rio Paraná	1.242.000	287	10%	2.551	90%	2.838	400
Atlântico, Trecho Norte/Nordeste	1.068.000	552	40%	829	60%	1.381	800
Rio Tocantins	764.000	81	15%	460	85%	541	1.400
Rio São Francisco	634.000	262	20%	1.047	80%	1.309	500

Atlântico, Trecho Leste	570.000	374	19%	1.593	81%	1.967	300
-------------------------	---------	-----	-----	-------	-----	-------	-----

Tabela 3: Estações fluviométricas no país sob responsabilidade ANA e outras entidades por bacia hidrográfica

Bacia Hidrográfica	Área (Km ²)	ANA		Outras Entidades		Total	Densidade (nº de postos/km ²)
		Abs	%	Abs	%		
Atlântico, Trecho Sudeste	227.000	153	17%	735	83%	888	300
Rio Uruguai	178.000	76	18%	356	82%	432	400
Total	8.542.000	2.025	20%	8.010	80%	10.035	900

Fonte: SILVA, 2021; HIDRO, 2021

Vale ressaltar que a Tabela 3, elaborada mediante os dados disponíveis no sistema HIDRO-Telemetria e não aparecem as Bacias: Paraná, Atlântico Nordeste Ocidental, Atlântico Sul e Parnaíba pois a divisão de bacias do sistema é feita segundo a Figura 4, onde estão disponíveis a densidade de postos em cada área apresentada.



Figura 4: Divisão de Bacias Hidrográficas segundo o Sistema HIDRO-Telemetria

Fonte: HIDRO, 2022

Considerando as 8 macro bacias hidrográficas brasileiras apresentadas na Tabela 3, é possível constatar que os Rios Paraná e Tocantins possuem menor percentual sob responsabilidade ANA.

Mesmo considerando o número de postos fluviométricos total existentes no território brasileiro, ainda se pode perceber uma baixa densidade de postos quando considerada a rede hidrográfica total, que fica ainda mais restrita quando se leva em consideração os postos que é possível ter acesso aos dados. Quanto menor a quantidade de dados hidrológicos, ou seja, de estações fluviométricas de uma determinada região, mais importante se torna a utilização de metodologias de transposição de dados de vazões para os estudos.

2.3.1. Curvas de Permanência

A curva de permanência ou de duração de vazões, relaciona a vazão e a porcentagem do tempo em que ela é igualada ou superada durante o período histórico da amostra (TUCCI, 2012). Faz-se necessário o conhecimento das vazões retiradas nesta curva, para o cálculo da potência hidráulica do local de estudo. Ainda segundo Tucci (2012), ela pode ser elaborada a partir de valores de vazões médias diárias, mensais ou anuais sendo que os valores diários garantem resultados mais precisos e os anuais geram valores superestimados. Tais dados são obtidos através de séries históricas de vazão e espera-se que o período de dados seja da ordem de 30 e 50 anos.

A determinação da curva de permanência pode ser feita por diferentes métodos (ELETROBRÁS, 2000). Um deles estabelece intervalos de classe de vazões, de acordo com a magnitude destas, procurando ter uma quantidade de valores em cada intervalo. Outro método é ordenar todos os valores de vazão em ordem decrescente e associar a cada valor uma probabilidade, utilizando uma plotagem empírica. Para aplicar essa metodologia, deve-se seguir os seguintes passos: i) listagem das vazões em ordem decrescente; ii) atribuição da posição de cada vazão na lista construída; iii) cálculo da probabilidade de cada vazão ser igualada ou excedida por meio da relação entre a posição de cada vazão e o número de dados da amostra mais um; e iv) plotagem de vazão x permanência em uma curva (COSTA et al., 2020).

A Figura 5 mostra um exemplo de curva de permanência, a curva do posto Itaúna Montante (40269900), localizado na bacia do Rio São Francisco e utilizado como posto de referência para o conjunto A de postos analisados nesse estudo.

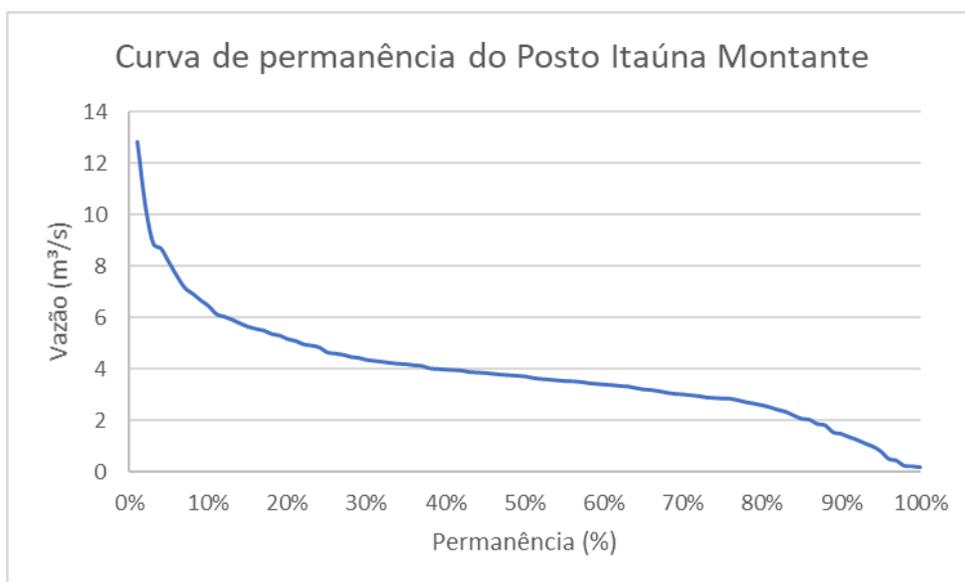


Figura 5: Representação da curva de permanência do posto Itaúna Montante

2.3.2. Preenchimento de falhas de vazões

A disponibilidade de conjuntos de dados de vazão confiáveis, em uma série histórica é essencial para estudos hidrológicos e projetos de sistemas que utilizam o recurso hídrico como matéria prima (WOLDESENBET et al.,2017).

Em países em desenvolvimento é bastante incomum que existam dados fluviométricos disponíveis. Frequentemente são encontradas inúmeras falhas nas suas séries históricas advindas de uma quantidade escassa de postos fluviométricos (NANDA et al., 2017).

É comum a ocorrência de erros nas medições de vazão. Segundo Castro et al. (2000), os erros mais frequentes estão relacionados a falhas no sensor, defasagem e erro no processamento de dados. Outros fatores podem comprometer o monitoramento contínuo como por exemplo a manutenção do equipamento e vandalismo. Para Woldesenbet et al. (2017), a ausência de dados de vazão em uma série histórica pode estar relacionada ao mau funcionamento do equipamento, erros de registro de organização e ausência do observador da régua de medição.

A ausência de dados pode comprometer a utilização da série histórica em diferentes estudos, portanto é aconselhável a utilização de métodos de preenchimento de falhas para

construir um banco de dados completo (KIM et al., 2015) e verificar a consistência dos dados após o preenchimento (BÁRDOSSY et al., 2014; DEPINÉ et al., 2014).

Dentre os modelos para preenchimento de falhas está o modelo de regressão linear sugerido por Tucci (2012) em que os valores são estimados a partir da análise das séries históricas de um posto vizinho. O autor sugere a necessidade de se determinar tanto um período base, contendo postos com séries históricas completas e coeficientes de correlação aceitáveis, como uma análise de consistência dos dados hidrológicos. Outro modo de preenchimento de falhas é a utilização de um método de correlação direta entre as áreas de drenagem que envolve o princípio da metodologia da transposição de dados de vazão (VIDAL; HENRIQUES, 2017). Assim, nota-se, que a correlação de falhas pode tanto ser utilizada na construção da série histórica quanto no preenchimento de falhas, sendo, portanto, uma metodologia relevante. Essa metodologia será explicada de modo mais detalhado no tópico posterior.

2.3.3. Transposição de dados de vazão

Segundo Tucci (2019), a rede hidrométrica dificilmente cobrirá toda a hidrografia brasileira, por isso surge a necessidade de métodos que permitam a obtenção das informações necessárias. A transposição de dados de vazões é uma técnica que permite que, na ausência de dados fluviométricos locais, as informações coletadas em um posto fluviométrico próximo possam ser transferidas para o ponto de interesse, desde que as bacias hidrográficas dos mesmos sejam semelhantes. Tucci (2019), apresenta as etapas recomendadas, para os diferentes tipos de informações hidrológicas a serem regionalizadas:

- Definição dos limites da área de estudo;
- Determinação das variáveis dependentes e das explicativas envolvidas na regionalização;
- Seleção dos dados e cálculo das variáveis;
- Elaboração das relações regionais e definição das regiões com comportamento hidrológico semelhante.

Devido a urgência de informações, bem como ausência de dados hidrológicos, utilizam-se metodologias simplificadas como médias ponderadas e aritméticas ou uma simples interpolação linear para determinação do valor procurado (ALBUQUERQUE et. al., 2020).

A determinação da área de drenagem é fundamental para o processo de transposição, devido a sua influência no potencial hídrico da bacia (VILELA & MATOS, 1975), sendo constituída pela área delimitada pelo divisor de águas que envolve o posto em questão. A delimitação incorreta implica na falta de qualidade e confiabilidade dos resultados obtidos.

O método de regionalização mais difundido, segundo a Eletrobrás (2000), é o método tradicional desenvolvido pelo National Environmental Research Center (NERC, 1975), que se baseia na análise de métodos estatísticos aplicados à hidrologia, envolvendo as seguintes etapas: a) seleção e análise dos dados básicos, b) identificação de regiões hidrologicamente homogêneas e c) ajuste no modelo de regressão.

Diversos autores têm empregado metodologias avançadas de regionalização de vazões para transposição das mesmas, utilizando características físicas e topográficas das bacias, precipitação e distribuições estatísticas (BAENA et al., 2004; SOUZA et al., 2009; LOPES et al., 2016; CASSALHO et al., 2017). Uma forma mais simples de aplicação da transposição de vazões, indicada pelo manual de projetos de pequenas centrais hidrelétricas da Eletrobrás (ELETROBRÁS, 2000), documento amplamente utilizada para estudos na área de hidrelétricas, é por meio da relação entre a áreas de drenagem. Essa abordagem, segundo Souza et al. (2009), se dá através da transposição de dados de outros postos fluviométricos por meio da relação entre as áreas de drenagem, que devem estar próximos e possuírem características de drenagem semelhantes – topologia, geografia e cobertura vegetal – à bacia correspondente do posto objeto de estudo. Os mesmos autores sugerem a busca de postos a montante e a jusante da seção do objeto de estudo, dentro da mesma bacia. A metodologia por transposição em função da relação entre as áreas tem sido amplamente aplicada em projetos hidrelétricos e diversos autores, como Moreira et al. (2018), Costa et al. (2020), Kanzawa et al. (2021), dentre outros, tem utilizado metodologias de transposição em seus estudos de hidrelétricas.

O princípio da metodologia de transposições de vazão através das relações entre as áreas tem por base a hipótese de se ter vazões específicas (q) iguais nas bacias. Assim a vazão no local de interesse pode ser calculada por meio da vazão em um ponto do qual se tenha medição (veja Figura 6), considerando que a razão entre a área de drenagem de certa região permanece constante, com demonstra a Equação 2:

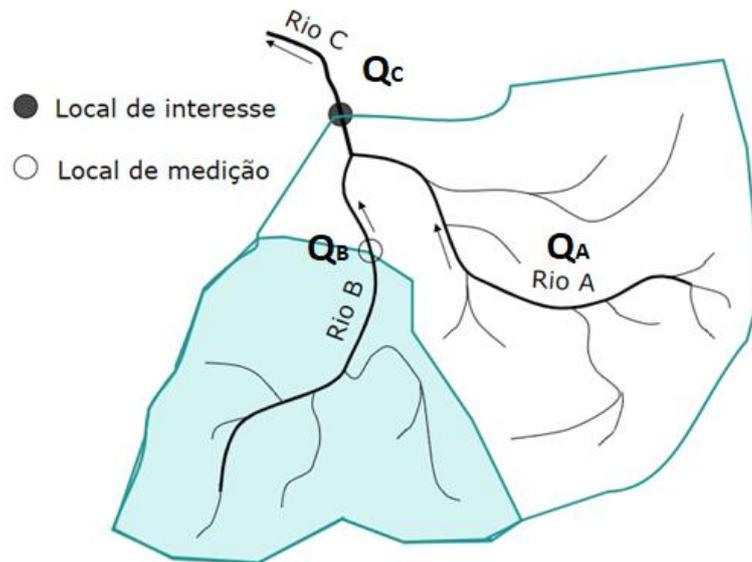


Figura 6: Comparativo de pontos de interesse e local de medição

Fonte: Silva (2015).

$$\frac{Q_A}{A_A} = \frac{Q_B}{A_B} = \dots = \frac{Q_n}{A_n} = q \quad (2)$$

Sendo assim, chega-se à Equação 3 de correlação:

$$Q_A = \frac{A}{A_B} Q_B \quad (3)$$

Onde:

A_A = Área de drenagem do local do aproveitamento em km^2

A_B = Área de drenagem do local do posto existente em km^2 .

Q_A = Vazão do local do aproveitamento em m^3/s .

Q_B = Vazão do local do posto existente em m^3/s .

Eletrobrás (2000) sugere que seja feita uma correlação direta entre as áreas de drenagem esteja de 0,25 a 4 e que as séries históricas possuam ao menos 25 anos de registro, compreendendo, caso seja possível, o período crítico do sistema interligado brasileiro (SIN) que de acordo com o Plano de operação energética (2020) compreende o horizonte de junho de 1949 a novembro de 1956. Anualmente, o Operador avalia o período crítico do SIN e de seus subsistemas para a configuração de mais longo prazo analisada pelo ONS.

2.3.4. Trabalhos anteriores sobre o impacto de metodologias hidrológicas em avaliações hidrelétricas

Os estudos hidrológicos são fundamentais para avaliação de potenciais hidrelétricos. Diversos autores têm estudado o impacto das metodologias hidrológicas em estudos de hidrelétricas.

Costa e Santos (2020) concluíram que as diferenças obtidas pelo uso de vazões médias diárias e mensais na construção da curva de permanência, podem ser significativas chegando até a 25% no caso da potência instalada, tendo um impacto direto sobre os resultados econômicos da central hidrelétrica. Os autores ainda sugerem que tal diferença pode ser maiores em situações que se utilizem das vazões máximas como no caso de projetos de dimensionamento de vertedores e barragens, uma vez que para pontos extremos os erros são próximos a 100%.

Vários modelos de previsão hidrológica baseados em programação linear foram testados por Cassagnole et al. (2020). Os autores enfatizam que a gestão da água armazenada em reservatórios é parcialmente afetada pelas condições hidrometeorológicas da região. Eles trazem um estudo que investiga o impacto da previsão de vazão sobre a gestão de reservatórios hidrelétricos e a economia de ganhos gerados, concluindo que os modelos testados que superestimaram as vazões são os que apresentam maior desvio das receitas da hidrelétrica com relação ao caso observado e também pôde perceber que de uma maneira geral, as perdas representam cerca de 1% a 3% da receita para o período de estudo.

Barros et al. (2013) utilizaram diferentes distribuições estatísticas em séries de vazões extremas de duas estações fluviométricas cujas vazões eram distintas. Os autores concluíram que para o estudo de caso realizado, houveram algumas distinções de vazões mínimas que

poderiam alterar a capacidade instalada de uma PCH. Tais variações poderiam impactar o estudo hidroenergético de uma usina ou até mesmo seu projeto eletromecânico, uma vez que a vazão máxima é utilizada para a elaboração do estudo da barragem e do vertedor, e afetar o cálculo da potência instalada.

Saliba (2000) faz um estudo de caso com uma PCH a fio d'água e conclui através de uma análise de intervalos de confiança de curvas de permanência, que os erros na estimativa energética aumentam quando se usa vazões menores que a Q70% (vazão com 70% de permanência).

A obtenção de dados históricos de vazão através do processo de regionalização, de acordo com a Eletrobrás (2000), está passível de acarretar erros de medições. Contudo, estudos que investiguem o impacto dessa transposição no potencial hidrelétrico são escassos na literatura.

Um exemplo é o trabalho de Meyer (2017), que analisou a influência dos erros decorrentes do processo de transposição de vazões em séries hidrológicas para projetos de usinas hidrelétricas e seu impacto na determinação da garantia física da mesma. O autor concluiu que a transposição, através do método de relações de áreas, quando realizadas de um posto de área maior para um posto de área menor, resulta em valores subestimados. E quando se analisa fazendo a transposição de um posto de área menor para um posto de área maior, os resultados são superestimados. O mesmo autor conclui que é possível observar um padrão comum para as transposições, principalmente ao que diz respeito à vazão média. O presente trabalho tem como objetivo suprir essa lacuna da literatura, ao apresentar mais um estudo sobre o impacto da metodologia de transposição sobre a geração hidrelétrica.

3. Metodologia

São apresentados neste capítulo, os fundamentos teóricos e a metodologia empregada aos estudos hidrológicos, energéticos e financeiros apresentados no presente trabalho. É de extrema importância que o levantamento dos postos fluviométricos seja feito de maneira correta. Um erro neste ponto do projeto implicará em resultados com baixa confiabilidade dos cálculos hidroenergéticos.

3.1. Levantamento dos postos fluviométricos

Os dados de vazões mensais e área de drenagem foram coletados no HIDROWEB do portal da Agência Nacional de Águas (ANA,2021) e com a ajuda do software HIDRO 1.3 (ANA,2021), disponibilizado pela mesma fonte, foi possível a realização da análise e organização preliminar dos dados e a geração das curvas de permanência a partir de vazões médias mensais para cada posto fluviométrico selecionado.

Para cada conjunto de dados, foi escolhido um posto base para ser usado como referência. O critério utilizado para a escolha desse posto foi a análise da relação de proporção entre as áreas de drenagem estudadas. Analisou-se a relação de proporção da área de drenagem entre os postos do conjunto, através da Equação 3.

Em seguida elegeu-se como posto de referência o posto que, quando comparado com alguns postos localizados na mesma bacia hidrográfica e preferencialmente no mesmo rio, obedecesse ao critério de proporção de relação entre as áreas de 0,25 a 4 vezes, e que quando comparado aos postos restantes estivesse fora dessa relação (para que pudessem ser comparados resultados dentro e fora da relação de proporção). Assim poderia-se estabelecer comparações entre os resultados dentro dessa faixa de valores, bem como fora dela.

Obedecendo a esse critério inicial, foi feita a transposição de vazões pelo método de relação de áreas utilizando a Equação 3. Ao final, para um mesmo ponto foram obtidos valores de dados fluviométricos reais do posto de referência e também valores de dados fluviométricos de vários postos após o processo de transposição.

3.2. Estudos hidroenergéticos

A determinação da energia gerada anualmente pelo fluxo de água, calculada através da curva de permanência das vazões, é essencial para a determinação da viabilidade econômica e para o cálculo da potência ótima do empreendimento. Dado que a potência hidráulica se relaciona com a vazão e a permanência com o tempo de disponibilidade, a área da curva de permanência de um rio pode ser associada com a energia hidráulica disponível no mesmo por meio da Equação 1.

Uma das ações mais significantes para o meio ambiente decorrente ao uso do recurso hídrico é a modificação dos cursos de água (VIANA, 2019). Para minimizar esse e outros impactos, surgiu o conceito de vazão ecológica e se define como sendo a quantidade de água que deve permanecer no leito dos rios para atender as demandas do ecossistema aquático, para preservação da flora e da fauna relacionada ao corpo hídrico (COLLISHONN et. al, 2005).

No caso das águas cujo domínio é responsabilidade da União, a ANA tem adotado como vazão de referência a Q95%, sendo a vazão máxima outorgável 70% deste valor, o que significa que a vazão remanescente ou ecológica é 30% da Q95% (ANA, 2020).

Segundo Vestena (2012), cada estado da federação brasileira estabelece critérios de outorga e direito do uso da água, ou seja, possui um critério para a definição da vazão ecológica baseado em dados de série históricas de vazão. A Tabela 4 mostra a distribuição as vazões adotadas em alguns estados e é possível verificar que existe uma diversidade de situações para a determinação da vazão ecológica em nível nacional.

Tabela 4: Distribuição das vazões adotadas por estado

Q90%	Bahia, Sergipe e Tocantins
Q95%	Goiás, Paraná, Piauí, Mato Grosso e Rio Grande do Sul
Q7,10	Minas Gerais e São Paulo
Qreg	Ceará, Paraíba e Rio Grande do Norte

Fonte : Adaptado de Plano Sinos, 2010

Para o presente trabalho, a vazão sanitária considerada foi 50% da Q95%. Optou-se pela utilização de uma abordagem simplificada para se obter uma padronização do processo, assim como foi realizada por Costa et al. (2020). A escolha da vazão Q95% se deve ao fato dessa ser a mais utilizada em vários estados do país (como mostra a Tabela 4). Portanto, a vazão a ser utilizada no aproveitamento é dada pela Equação 7:

$$Q_u = Q - 0,5 * Q_{95\%} \quad (7)$$

Onde:

Q_u é a vazão utilizada no aproveitamento [m³/s]

Q se refere a qualquer vazão relacionada a curva de permanência [m^3/s]

$Q_{95\%}$ se refere a vazão de 95% na curva de permanência [m^3/s]

Considerando que cada região estudada possui sua particularidade em termos de topografia e devido a indisponibilidade de dados de topografia em cada uma das regiões estudadas, padronizou-se uma queda bruta de 20 metros para todas as regiões.

Segundo Santos et al. (2014), para o cálculo de energia de uma central hidrelétrica a partir da curva de permanência local, deve ser considerada como energia de base a energia produzida pela vazão 100% frequente, como representado pelo retângulo de Energia E_1 apresentado na Figura 7. Nota-se que qualquer outra vazão utilizada irá resultar em um aumento de energia com relação a energia de base. Portanto, é possível obter a energia para cada vazão a partir da soma dos incrementos de energia com o retângulo de base, sendo os incrementos representados por trapézios pela Figura 7.

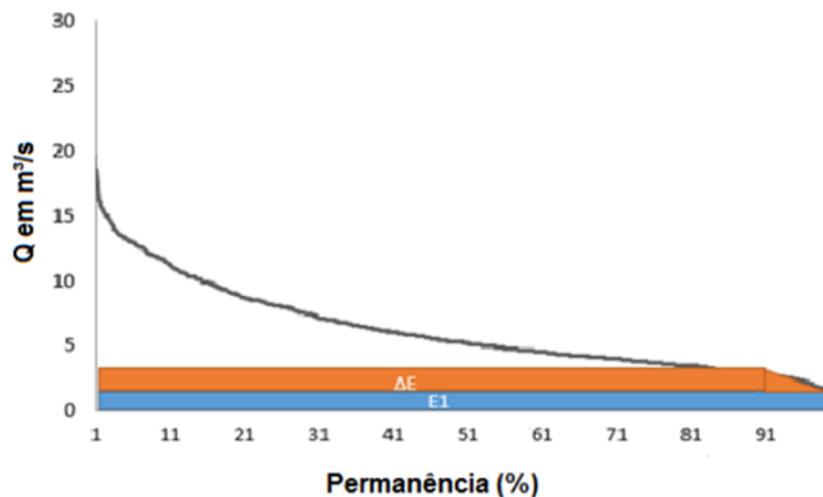


Figura 7: Curva de permanência com Energia

Fonte: Santos et al. (2016).

A Equação 8 demonstra esse processo de soma de incrementos de energia (trapézios) e permite a obtenção da energia disponível para qualquer vazão que seja instalada no rio (COSTA et al., 2020).

$$E(n) = E(n-1) + \frac{1}{2} [p(n-1) + \rho(n)] * [P(n) - P(n-1)] \quad (8)$$

Onde:

n é a ordem de uma dada permanência

ρ é a permanência em h/h

P é a potência em kW

E é a energia em kWh

3.3. Método do Máximo Benefício Líquido

Esse método pode ser utilizado, segundo Cardoso et al. (2007) e Mensah et al. (2016), para otimização da potência instalada da usina. Este considera em seus cálculos, tanto variáveis hidrológicas quanto econômicas, como por exemplo, o valor da tarifa de energia e taxa de desconto do empreendimento, permitindo que haja a obtenção de uma potência onde há a máxima rentabilidade financeira da usina, ou seja, o máximo benefício líquido. O benefício líquido anual (BL) de uma usina pode ser calculado segundo a Equação 9 (CARDOSO et al., 2007).

$$BL = E * T_m - P * (C_{un} * FRC) - C_{om} \quad (9)$$

Onde:

BL: benefício [R\$/ano]

E: energia gerada anualmente [MWh/ano]

P: potência total instalada [kW]

C_{un} : custo unitário [R\$/kW]

T_m : valor médio da tarifa de venda de energia elétrica [R\$/MWh]

FRC: é o fator de recuperação de capital, dado pela Equação 10.

$$FRC = \frac{(i) * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (10)$$

Onde:

i : corresponde a taxa de juros anual em %, adotada como sendo igual a 10% ao ano;

n: vida útil da obra.

O valor de tarifa de venda de energia utilizado variou entre os cenários estudados. De acordo com ANEEL (2022), o preço de referência de tarifa de venda de energia no leilão A-4 de 2022 foi de 268,4 R\$/MWh para PCHs e CGHs e 187,7 R\$/MWh para UHEs. Sabendo que no leilão os valores praticados são inferiores ao preço teto, adotou-se então um valor de 20 R\$/MWh inferior aos preços de referência nas presentes análises, resultando em valores de 248,4 R\$/MWh para PCHs e CGHs e 167,7 R\$/MWh para UHEs.

Contudo, com aplicação do método do benefício líquido, o BL é calculado para todas as potências disponíveis na curva de permanência. Assim sendo, em uma mesma localidade, o BL é calculado com tarifas de PCHs (se $P < 30\text{MW}$) ou com tarifas de UHE (se $P > 30\text{MW}$). Como alguns dos postos desse estudo apresentavam vazões que poderiam tanto caracterizar PCHs como UHEs, caso fossem consideradas tarifas distintas, as PCHs seriam favorecidas (por ter uma tarifa de venda de energia maior) e potências inferiores a 30 MW seriam obtidas pelo método do máximo benefício líquido mesmo que o potencial local ultrapasse em muito esse limite (a curva de benefício líquido teria dois patamares: um mais elevado para potências menores que 30 MW e um degrau que levaria a um patamar menos elevado para potências maiores que 30 MW), acarretando desvios entre as potências ótimas de diferentes postos que não seriam resultado do processo de transposição de vazões, e sim, das condições econômicas.

Como forma de corrigir essa dificuldade, adotou-se nesse estudo uma tarifa única, tanto para PCHs e UHEs em alguns dos postos estudados. Essa condição foi encontrada, especialmente, nos postos do conjunto C. Assim, ao utilizar o valor de uma única tarifa possibilitou a garantia da continuidade da curva de benefício líquido, aumentando as chances de que as potências ótimas de dois diferentes postos fossem selecionadas em uma mesma região da curva de benefício líquido. Ainda assim, as questões econômicas e suas influências sobre a potência ótima caracterizam uma possível fonte de erro aos resultados desse estudo.

Para o cálculo do custo unitário das hidrelétricas presente na Equação 9, tem-se diversas metodologias presentes na literatura. De acordo com Souza et al. (2009), as estimativas de custo podem ser tanto desagregadas quanto agregadas. As desagregadas constituem-se do cálculo do custo de cada um dos componentes da central hidrelétrica seguido da soma dos mesmos para determinação do investimento total. Já as estimativas agregadas almejam a estimativa do custo

da central por meio de uso de parâmetros físicos da mesma, como queda, vazão e potência. Uma das metodologias disponíveis na literatura para PCHs e CGHs é a desenvolvida por Tiago Filho et al. (2017). Esta metodologia se baseia no fator de aspecto, FA. O FA é definido pelos autores como sendo um parâmetro diretamente relacionado aos aspectos físicos da região, mais especificamente a queda e vazão, bem como aos custos totais do empreendimento hidrelétrico.

Como pode-se analisar na Equação 11, o fator de aspecto relaciona potência bruta disponível, dada em MW, com a queda bruta, dada em metros. A partir do FA, pode-se estimar o custo unitário por meio da Equação 12. Uma das limitações dessa equação para o presente trabalho, é o fato de a estimativa servir apenas para pequenas Centrais, não atendendo os casos desse trabalho em que a potência superar os 30 MW limite. Outros autores, como Souza et al. (2009) e Aggidis et al. (2010), também têm apresentado equações para estimativa de custos de pequenas centrais hidrelétricas em diferentes condições e regiões.

$$FA = 1821,43 * \frac{P_b^{0,5}}{H_b^{1,25}} \quad (11)$$

$$C_{un} = 1645 * FA^{0,085} \quad (12)$$

Para que se pudesse utilizar uma única equação que permitisse estimativas de custo tanto em pequenas quanto em grandes centrais hidrelétricas, optou-se por utilizar nesse trabalho a estimativa construída a partir dos dados de Almeida (2020), que coletou 127 dados de custos de empreendimentos hidrelétricos, de diferentes características e potências, junto a base de dados da secretaria executiva de leilões da ANEEL (ANEEL, 2020). Essa equação é, portanto, mais genérica que as citadas anteriormente e pode ser encontrada na Equação 13. Vale ressaltar que mesmo nos casos de UHEs, sempre se considerou usinas hidrelétricas a fio d'água, dado que a metodologia do máximo benefício líquido só deve ser aplicada a essas usinas.

$$C_{un} \left(\frac{R\$}{kW} \right) = 9950,47 * P(kW)^{-0,047} \quad (13)$$

Para que seja possível a aplicação do método do máximo benefício líquido deve-se calcular o BL (Equação 9), para cada uma das potências presentes na curva de permanência e, assim, determina-se o valor de vazão e potência ótimas que resultam no máximo benefício econômico do empreendimento.

De acordo com Santos et al. (2017), a curva característica resultante da aplicação da Equação 9 para todos os valores de potência disponível, é uma parábola representada na Figura 8. Os valores de potência acima do valor de potência ótima, acarretam um custo superior ao lucro e dessa devido a um aumento na geração de energia. Conclui-se que a Potência ótima deva ser o valor de instalação.

A partir desse cálculo, a seguinte análise pode ser realizada:

- Se o BL for superior a 0: o empreendimento é economicamente viável.
- Se o BL for inferior a 0: o empreendimento é economicamente inviável.
- Se $BL = 0$, o empreendimento é neutro

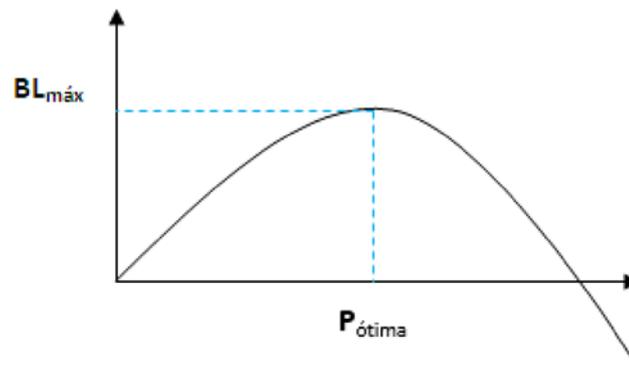


Figura 8: Curva $BL=f(P)$

Fonte: Santos et al. (2017).

Tem-se como Máximo benefício Líquido o ponto de convexão da parábola, indicando a potência ótima do empreendimento.

Considera-se ainda que a vazão e a potência resultante do máximo benefício financeiro serão utilizadas como sendo os valores referentes a vazão de projeto e a potência da central. Os valores de potência superiores ao valor ótimo têm como consequência custos maiores que as

receitas isso ocorre devido a um aumento nos custos dos componentes da central mais elevado que os ganhos energéticos dados pela elevação a potência (Mensah, 2016).

3.4. Custo nivelado de eletricidade (LCOE)

O Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE) foi também calculado. De acordo com Branker et al. (2011), o LCOE é um parâmetro que representa o custo por megawatt-hora, em unidade monetária de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil. É calculado através da razão entre a somatória dos custos transferidos ao ano inicial e a energia também descontada no tempo conforme a Equação 14. Uma das vantagens do uso desse parâmetro é a possibilidade de comparação do cálculo de custos de energia proveniente de diversas fontes.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^m \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (14)$$

Onde:

C_n = Custo a cada ano (R\$), igual ao investimento (I) no ano inicial e igual aos custos de operação e manutenção nos outros anos (C_{om})

E = Energia produzida anualmente (MWh/ano);

m = Vida útil do empreendimento, adotada como sendo 30 anos;

i = Taxa de desconto anual;

t = ano;

O custo de operação e manutenção representa 2,5% do investimento inicial (IRENA, 2012). Usou-se o valor de conversão do dólar como sendo 5,09 USD, referente a maio de 2021.

3.5. Definição dos postos e bacias hidrográficas estudadas

Para objetivo de comparação dos resultados em diferentes condições, utilizou-se três conjuntos de postos fluviométricos para a análise desse trabalho, localizados em bacias distintas. Para cada conjunto de dados, foi necessário a utilização de um posto como referência. Como já explicado, o critério utilizado para a escolha do posto que foi usado como referência foi o mesmo para todos os conjuntos de postos. Utilizou-se o posto cuja relação de área estivesse dentro da relação de 0,25 a 4 vezes quando comparado com alguns postos e que não obedecesse a essa regra quando comparado com outros postos, de modo que se obtivesse resultados que permitissem a avaliação da influência da relação de áreas. Os dados para a construção das Tabelas seguintes foram extraídos do portal HIDROWEB.

O primeiro conjunto de postos (denominado pelos autores de conjunto A) é composto por 8 postos fluviométricos cujas áreas de drenagem não excedem 2.000 km² e estão localizados na Bacia do Rio São Francisco. Dessa forma pode-se concluir que a distância entre os postos fluviométricos é consideravelmente pequena não ultrapassando 50 km como se pode ver na Tabela 5.

A Figura 9 mostra a localização dos postos no mapa google Earth. Esse conjunto de postos possui maior proximidade entre os postos que os outros conjuntos analisados.

Tabela 5: Relação do Conjunto A de postos analisados

Posto	Rio	Bacia	Sub - Bacia	Código	Área de drenagem [km ²]	Distância ao posto de referência em km
Pari	Itapecerica	São Francisco	Rio São Franciso Paraopebas	40185000	1910	34,6
Marilândia (Ponte BR-494)	Itapecerica	São Francisco	Rio São Franciso Paraopebas	40170000	1040	39,22
Itaúna Montante (posto de referência)	São João	São Francisco	Rio São Franciso Paraopebas	40269900	338	0

também é superior à dos postos do conjunto A. Na Figura 10 pode-se visualizar os postos deste conjunto dispostos no mapa disponível no google Earth.

Tabela 6: Relação do Conjunto B de postos analisados

Posto	Rio	Bacia	Sub - Bacia	Código	Área de Drenagem [km ²]	Distância ao posto de referência em km
Fazenda Cachoeira das Antas	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56425000	10.100	191,83
Cachoeira dos óculos Montante	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56539000	15.900	166,05
Belo Oriente	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56719998	24.200	154,21
Governador Valadares	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56850000	40.500	128,36
Tumitiringa	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56920000	55.100	96,11
Resplendor Jusante	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56948005	61.200	38,57
UHE Mascarenhas Barramento (posto de referência)	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56992400	73.700	0
Colatina-Corpo de Bombeiros	Rio Doce	Atlântico Leste	Rio Doce	56994510	76.400	31,1

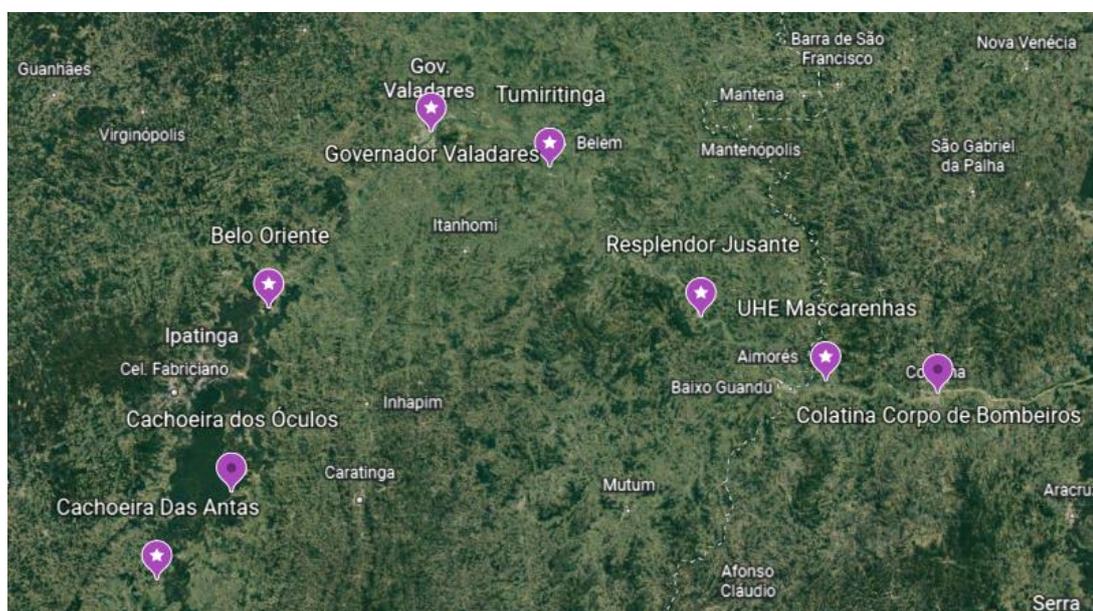


Figura 10: Postos do conjunto B

Para o Conjunto B, o posto UHE Mascarenhas Barramento (56992400) foi escolhido como base de referência. Observou-se que quando sua área de drenagem se com as áreas dos postos Fazenda Cachoeira das Antas, Cachoeira dos Óculos e Belo Oriente a relação de área é superior a 4. Ao passo que quando comparado com Governador Valadares, Tunitiranga, Resplendor Jusante e Colatina-Corpo de Bombeiros a relação de área é inferior a 4.

O conjunto C está localizado na Bacia do Paraná, listado na Tabela 7. É composto por 10 postos fluviométricos em que alguns deles possuem áreas de drenagem intermediárias quando comparadas aos Conjuntos A e B, ou seja, alguns postos do conjunto C possui áreas de drenagem variando de 2.000 km² a 10.000 km². O mesmo raciocínio pode ser empregado para a distância dos postos entre si. Áreas de drenagem maiores implica em uma maior distância entre os postos fluviométricos.

A Figura 11 mostra como estes postos estão dispostos no mapa, onde se pode notar que os postos estão mais distantes uns dos outros embora estejam localizados na mesma bacia. Neste caso, percebe-se que os postos estão dispostos em rios diferentes.

Tabela 7: Relação do Conjunto C de postos analisados

Posto	Rio	Bacia	Sub - Bacia	Código	Área de Drenagem [km ²]	Distância ao posto de referência em km
Fazenda Buriti do Prata	Rio da Prata	Rio Paraná	Rio Paranaíba	60850000	2.460	190,14
Porto Tiradentes	Rio das Mortes	Rio Paraná	Rio Grande	61107000	2.720	720,5
Ponte São Domingos	São Domingos	Rio Paraná	Rio Paranaíba	60925001	3.520	143,38

Fazenda Boa Vista	Rio dos Bois	Rio Paraná	Rio Paranaíba	60715000	4.640	113,83
Ponte do Prata	Rio da Prata	Rio Paraná	Rio Paranaíba	60855000	5.230	130,86
Ituiutaba	Rio Tijucu	Rio Paraná	Rio Paranaíba	60845000	6.310	135,92
Porto Espanhol	Rio Ivaí	Rio Paraná	Rios Paraná, Paranapanema	64645000	8.540	717,97
Fazenda Santa Maria (posto de referência)	Rio dos Bois	Rio Paraná	Rio Paranaíba	60772000	17.300	0
São José do Piquiri	Rio Piquiri	Rio Paraná	Rios Paraguai, São Lourenço	66650000	30.000	655,33
Cárceres (DNPVN)	Rio Paraguai	Rio Paraná	Rios Paraguai, São Lourenço	66070004	32.400	820,37

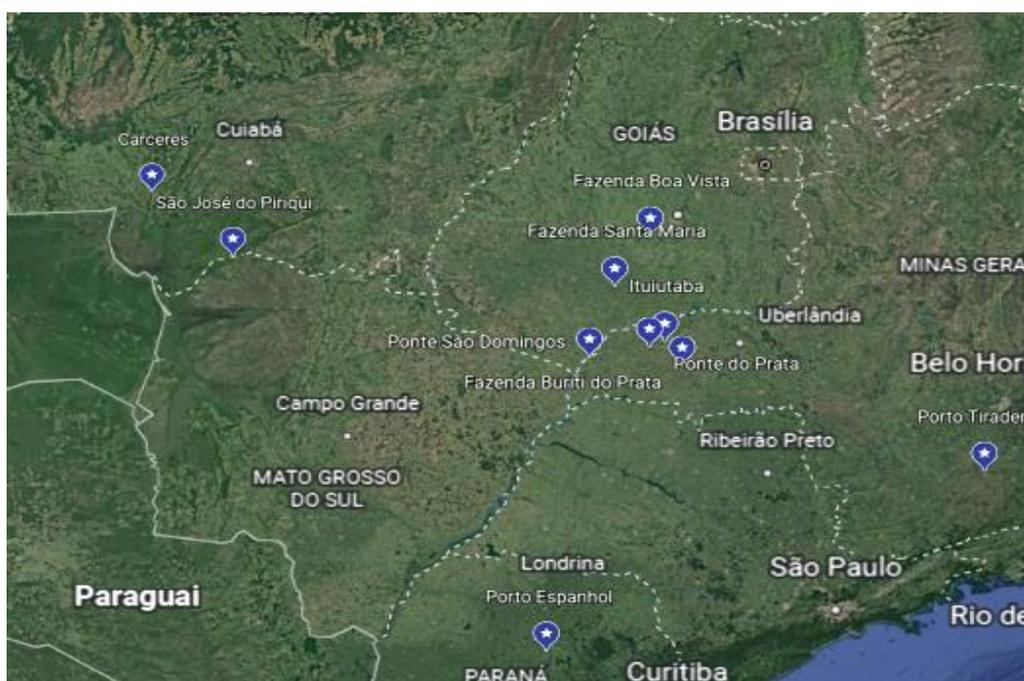


Figura 11: Postos do conjunto C

No caso do Conjunto C, o posto de referência elegido foi o posto Fazenda Santa Maria (60772000). Ele possui relação de área dentro da faixa sugerida quando comparado com os postos: Ponte do Prata (60855000), Ituiutaba (60845000), Cárceres (66070004) e Porto Espanhol (64645000). Para o restante dos postos do conjunto ele excede a relação de proporção de áreas.

A Figura 12 mostra todos os postos utilizados neste trabalho e deixa visível a diferença de distância entre os postos de um mesmo grupo. Os marcadores com cores semelhantes são integrantes do mesmo conjunto de postos.

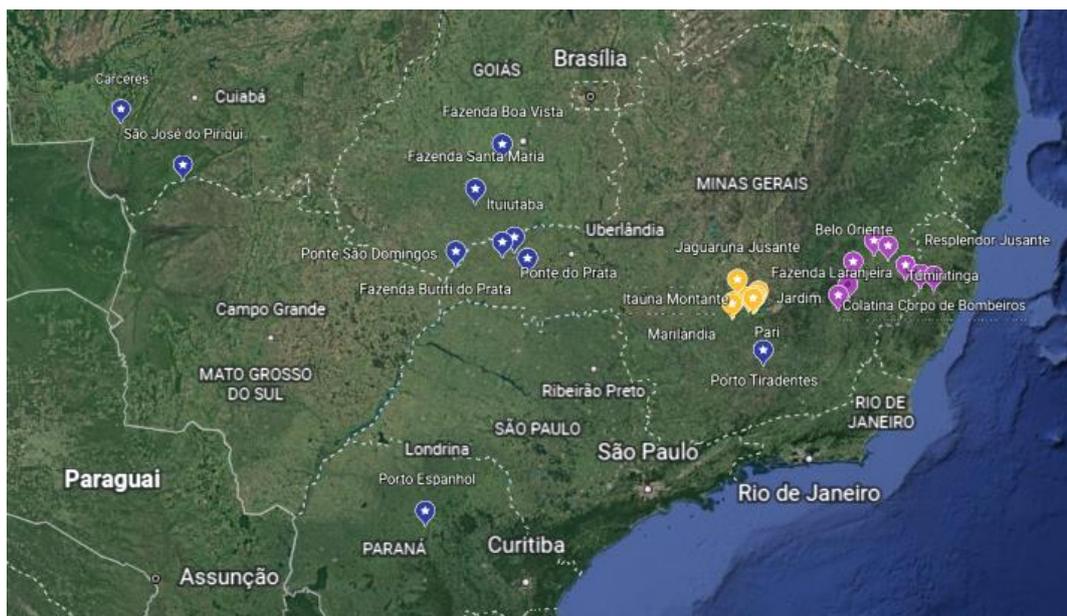


Figura 12: Disposição dos Conjuntos de Postos no Mapa

Pode-se perceber que o Conjunto A de postos, identificados pela cor amarela se encontram concentrados em uma única região da bacia do Rio São Francisco e a distância entre eles portando é a menor analisada. Os postos identificados com a cor roxa fazem parte do Conjunto B e pode-se notar que já estão mais distantes entre si, quando comparado com o conjunto A de postos. Finalmente os postos identificados com a cor azul compõem o Conjunto C. Esses postos estão espalhados por toda a extensão da Bacia do Rio Paraná e por essa razão, se espera que haja um maior desvio nos resultados a serem encontrados. Nesse conjunto, verifica-se 4 postos cuja distância ao posto de referência ultrapassa os 200 km, tendo distâncias entre 600 km e 800 km, permitindo aos autores testar a qualidade da transposição para distâncias bem elevadas, nas quais espera-se que essa metodologia não seja aplicada em situações práticas. Vale ressaltar que para esse estudo está sendo levado em conta a divisão de bacias feita pelo sistema-Hidro de Telemetria. Essa divisão se encontra na Figura 4.

Definidos os Conjuntos de postos e seus respectivos postos de referência, utilizou-se a Equação 3 para transpor as vazões do posto em questão para o local do posto de referência. Em

seguida, gerou-se a curva de permanência para cada nova relação de vazão e a mesma foi utilizada como dado de entrada para o algoritmo.

Para esse estudo foram utilizados o valor de 20 metros para a queda bruta e o valor de 5,09 para o valor de conversão do dólar em real. Como se tratavam de muitos postos com diferentes condições topográficas, e como o objetivo desse trabalho não é fazer um estudo de potencial energético detalhado, mas sim, avaliar a metodologia de transposição, optou-se por padronizar a altura de queda em um valor fixo para todos os postos ao invés de identificar a queda disponível em cada uma das localidades.

3.6. Análise estatística dos resultados

Para uma análise estatística básica dos resultados desse trabalho foram calculados o desvio relativo percentual (D) entre os valores transpostos com os valores do posto de referência com relação aos parâmetros energéticos e econômicos do aproveitamento hidrelétrico, ou mais especificamente, as potências de 5%, 50% e 95% de permanência, a potência ótima (P_{ot} – identificada no método do máximo benefício líquido) e o LCOE (Equação 15), em todos os três conjuntos de postos analisados. A partir dessa série de dados de desvios relativos, pode-se calcular a média e o desvio padrão (Equações 16 e 17) a fim de se discutir sob quais condições os desvios relativos eram mais significativos.

$$D(\%) = \frac{(a - b) * 100\%}{b} \quad (15)$$

$$\bar{D} = \sum_{i=1}^N |D_i|/N \quad (16)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^N (|D_i| - \bar{D})/N} \quad (17)$$

Onde:

a = parâmetro energético ou econômico (Potência ou LCOE) do posto de referência;

b = parâmetro energético ou econômico (Potência ou LCOE) do posto transposto;

N = número de dados;

D = desvio relativo entre os resultados do posto de referência e o posto transposto;

σ = desvio padrão entre os desvios relativos.

4. RESULTADOS

Considerando o estudo realizado, foi possível a obtenção dos resultados para cada conjunto de postos e os mesmos estão expostos a seguir. Analisou-se as curvas de permanência para cada conjunto de dados bem como as potências nas vazões Q95% e os impactos causados pelas distorções encontradas nas mesmas, em parâmetros energéticos e econômicos. Finalmente foi realizado uma análise estatística dos resultados encontrados.

4.1. Variações na curva de permanência devido a metodologia de transposição

Ao fazer a comparação entre a curva de permanência do posto de referência com a curva obtida a partir dos dados transpostos, observou-se uma discrepância entre elas, influenciada por fatores que vão além da relação de áreas analisadas. As Figuras 13,14 e 15 trazem as curvas de permanência do posto de referência e dos postos cujos dados foram transpostos para o local de interesse para cada conjunto de postos analisados:

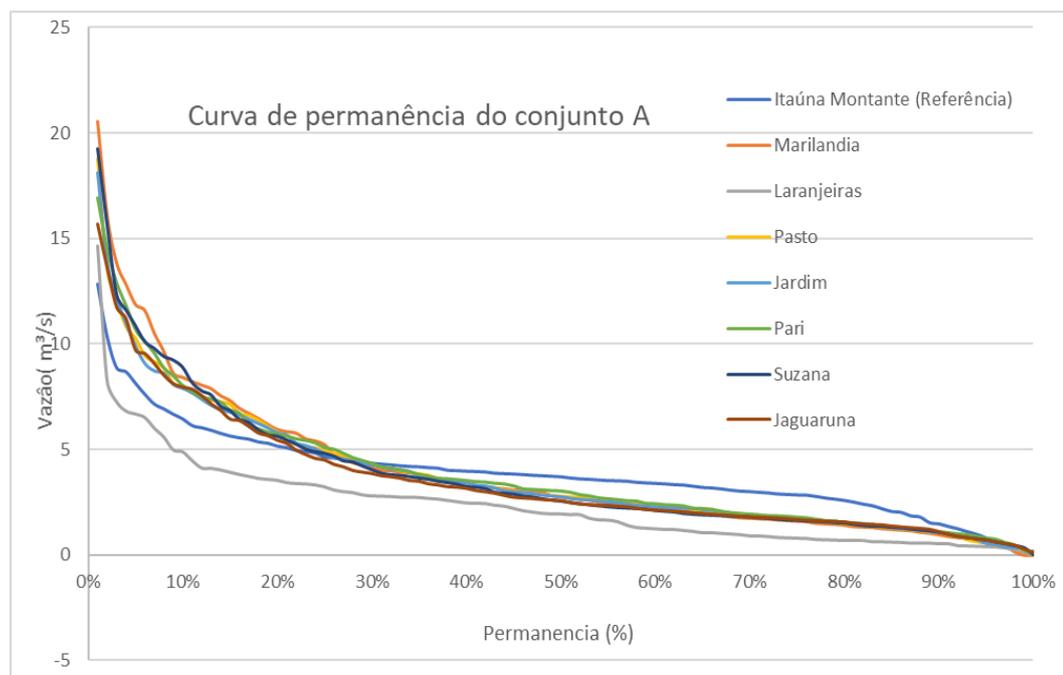


Figura 13: Curvas de permanência do conjunto A

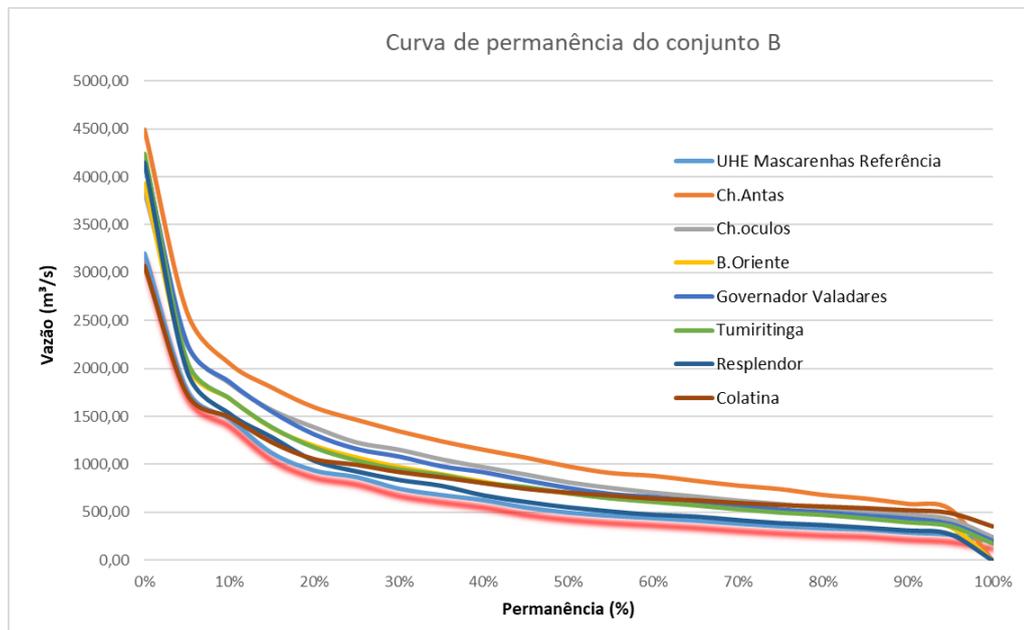


Figura 14: Curvas de permanência do conjunto B

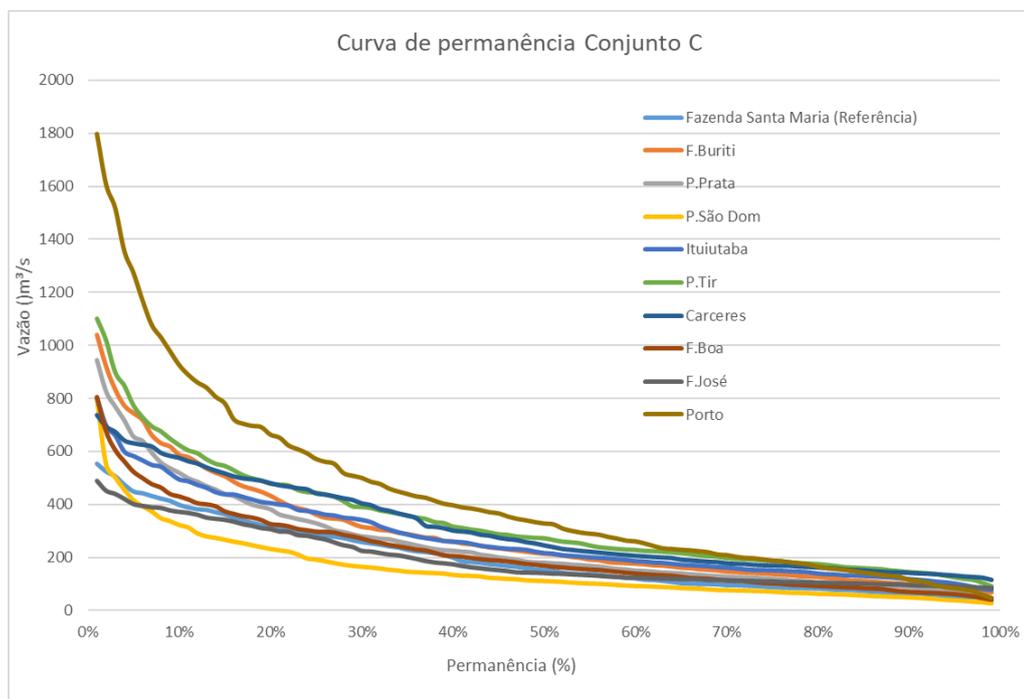


Figura 15: Curvas de permanência do conjunto C

De acordo com a análise dos gráficos das Figuras 13 a 15, pode-se perceber que as curvas não diferem entre si somente em seus valores de vazão, como também, nos perfis de

variação ou formatos das mesmas. Ou seja, já existem distinções entre os perfis das curvas de permanência originais que são trazidos juntos com a transposição, que naturalmente só corrige os valores de vazão e não do formato da curva, por se tratar da multiplicação dos valores da curva pela relação de áreas, que é uma constante. As diferenças de perfis mais evidentes são verificadas nas curvas dos conjuntos A e C.

Percebe-se ainda que os postos presentes no conjunto A possuem uma área de drenagem menor e com isso a distância entre os postos também é pequena. O oposto acontece quando se analisa o conjunto C que possui postos com áreas de drenagem maiores e conseqüentemente maior distância entre os postos. Sugere-se que esse seja uma das possíveis razões para a diferença entre as curvas dos Conjuntos A e C, uma vez que para o conjunto C percebe-se maior discrepância entre as curvas de permanência encontradas.

Essas variações de perfil entre as curvas de permanência do posto de referência e as transpostas são relevantes e terão impacto direto nos resultados energéticos e econômicos do aproveitamento hidrelétrico, pois, como visto na Metodologia, a energia produzida pela central será calculada a partir da área abaixo da curva de permanência. No tópico seguinte, serão analisados os desvios entre três potências resultantes da curva da permanência, a saber, a potência relativa as permanências de 5%, 50% e 95%.

A Figura 16 representa a curva de Potência versus a Energia do posto Itaúna Montante, que é a referência do Conjunto A e também a curva de mais dois postos cujos dados foram transpostos, Marilândia e Pari:

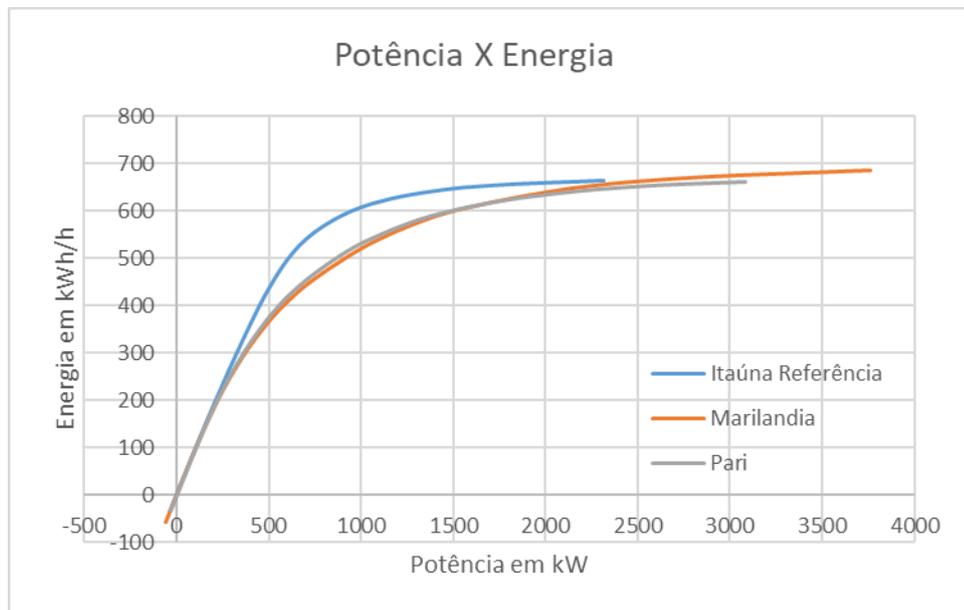


Figura 16: Curva de Potência versus energia para postos do Conjunto A

O comportamento da curva de energia versus potência mostra que aumentando a potência há um aumento na quantidade de energia gerada, até o ponto onde há uma saturação. A partir dele, aumentando a potência, não há alteração nos valores de energia. Uma vez que não há aumento de vazão.

Pode-se perceber que o posto de referência (Itaúna), apresenta um valor máximo de potência versus energia maior que as outras duas curvas que tiveram seus dados transpostos. Esse gráfico mostrou que há uma tendência de maiores valores para curvas cujos dados são reais e não transpostos.

Esse resultado já era de se esperar uma vez que a curva de energia é construída em decorrência direta da aplicação dos métodos dos trapézios na curva de permanência. Assim, havendo mudança na curva de permanência, também haverá alteração na curva de energia.

4.2. Análise dos desvios nos cálculos das potências resultantes da curva de permanência

A	Pari	5,65	73,64	-1,30	489,81	-20,51	1918,55	33,10
	Marilândia	3,07	59,47	-20,29	453,39	-26,42	2150,54	49,19
	Itaúna Montante (Referência)	-	74,61	0,00	616,20	0,00	1441,43	0,00
	Fazenda Laranjeiras Jusante	0,03	35,76	-52,07	324,69	-47,31	1208,65	-16,15
	Fazenda Pasto Grande	0,16	52,55	-29,57	468,10	-24,03	1859,55	29,01
	Jardim	0,33	50,00	-32,98	461,84	-25,05	1794,90	24,52
	Suzana	0,46	65,34	-12,42	408,72	-33,67	1958,21	35,85
	Jaguruna Jusante	4,62	64,74	-13,23	413,33	-32,92	1744,66	21,04
B	Cachoeira das Antas	0,13	49861,15	104,45	132884,93	97,13	432208,07	41,02
	Cachoeira dos Óculos	0,21	39941,09	63,78	111529,10	65,45	379730,58	23,90
	Belo Oriente	0,33	37667,20	54,45	107784,62	59,90	371781,10	21,30
	Governador Valadares	0,55	35442,46	45,33	105005,90	55,77	385902,63	25,91
	Tumiritinga	0,75	33080,75	35,65	96801,52	43,60	353789,10	15,43
	Resplendor Jusante	0,83	25478,25	4,47	77555,91	15,05	341924,32	11,56
	UHE Mascarenhas (Referência)	-	24387,55	0,00	67409,06	0,00	306489,86	0,00
	Colatina Corpo de Bombeiros	1,04	45933,23	88,35	85548,34	26,91	277444,98	-9,48
C	Fazenda Buriti do Prata	0,14	7401,70	57,42	32209,33	37,02	130942,25	65,57
	Ponte do Prata	0,3	6611,90	40,62	26986,52	14,80	115740,55	46,34
	Ponte São Domingos	0,2	3610,42	-23,22	17163,05	-26,99	74042,99	-6,38
	Ituiutaba	0,36	9606,35	104,30	30952,94	31,67	98951,64	25,12

	Porto Tiradentes	0,15	11452,05	143,56	38998,56	65,90	132320,36	67,31
	Cárceres	1,8	12395,39	163,62	33537,39	42,67	105145,80	32,95
	Fazenda Boa Vista	0,26	5566,05	18,38	25570,49	8,78	91627,14	15,85
	Fazenda Santa Maria (Referência)	-	4702,02	0,00	23507,28	0,00	79087,98	0,00
	São José do Piriqui	1,74	8318,90	76,92	17612,24	-25,08	66113,68	-16,40
	Porto Espanhol	0,49	7750,45	64,83	53355,42	126,97	229506,29	190,19

Analisando tanto a Tabela 8 quanto as figuras 13 a 15, percebe-se que não houveram diferenças relevantes nos resultados em função da relação de áreas, ou seja, os resultados obtidos mostram que ao se considerar postos dentro ou fora da relação de proporção de 0,25 a 4, como sugere a Eletrobrás não se observou diferenças que justificassem o uso dessa metodologia. As distorções constatadas nas mesmas não sugerem um padrão a ser seguido quando se aborda exclusivamente a metodologia sugerida.

4.3. Análises dos desvios de potência ótima e LCOE

Os resultados obtidos para os valores de máximo benefício líquido, LCOE, potência ótima e os desvios de potência e LCOE estão dispostos nas Tabelas 9, 10 e 11 e são referentes aos conjuntos A, B e C respectivamente, tanto para o posto original quanto para os transpostos. Os resultados foram adquiridos através de análise no software Microsoft Excel®. Está presente nessa Tabela também o percentual de falhas de vazões nos postos antes da transposição de dados ser feita. Primeiramente, é apresentada a Tabela 9 que se refere ao conjunto A de postos fluviométricos. Uma Tabela completa contendo todos os resultados detalhados de cada posto e cada conjunto podem ser visualizados na Tabela A no apêndice.

Tabela 9: Comparação dos dados obtidos para o Conjunto A

	Itaúna (posto de referência)	Marilândia	Pari	Fazenda Laranjeiras Jusante	Fazenda Pasto Grande	Jardim	Suzana	Jaguaruna Jusante
Relação de áreas	-	3,07	5,65	0,03	0,16	0,33	0,46	4,62
Distância do posto de referência [km]	-	21,06	20,79	47,99	22,52	22,73	29,83	30,24
Porcentual de falhas de vazões	0	1,45	0,72	65	0	0,25	0,72	0
Máximo benefício líquido MBL [10 ⁶ R\$/ano]	0,504	0,336	0,333	0,175	0,336	0,336	0,294	0,300
Potência Ótima [kW]	659,1	543,8	568,9	401,9	552,8	557,2	486,4	479,2
LCOE [R\$/MWh]	138,4	155,9	154,8	172,3	152,75	153,2	153,3	151,33
Desvio relativo entre os valores de potência ótima com relação ao posto de referência (%)	-	-17,5	-20,79	-39,01	-16,12	-15,46	-26,20	-27,29
Desvio relativo entre os valores de LCOE com relação ao posto de referência (%)	-	12,6	11,82	24,50	10,36	10,67	10,75	9,33

Para o conjunto A, com exceção do Posto Laranjeiras, todos os postos apresentaram poucas falhas no histórico de vazões. Isso auxiliou na confiabilidade dos resultados obtidos.

De acordo com o exposto na Tabela 9, nota-se que para o Conjunto A de postos, os maiores desvios relacionados a potência ótima e aos valores de LCOE está presente no posto

Fazenda Laranjeiras, enquanto os menores desvios para os mesmos parâmetros estão presentes no posto Pari. Em uma primeira análise, para esse conjunto de postos, a metodologia de relação de áreas empregada faria sentido uma vez que o posto com maior desvio está fora da proporção sugerida enquanto o posto com menor desvio está dentro da mesma proporção.

Entretanto, com um olhar mais amplo abrangendo o restante dos postos pertencentes ao conjunto, é possível perceber que o Posto Fazenda Pasto Grande e o Posto Jardim obtiveram o mesmo resultado mesmo estando o primeiro fora da relação de proporção de áreas e o segundo dentro dessa relação. Além disso, postos com relação de áreas dentro da sugerida também apresentam elevados desvios, como o posto Suzana para a potência ótima e o posto Marilândia para o LCOE.

Analisando o parâmetro MBL, observando os postos Fazenda Laranjeiras e Fazenda Pasto Grande possuem respectivamente o valor mais afastado e o mais próximo ao valor encontrado para o posto de referência. Nesse caso, ambos postos estão fora da relação de proporção de áreas de drenagem analisada.

As Figuras 17 e 18 apresentam uma comparação das curvas de BL e LCOE do posto de referência com alguns outros postos transpostos. De acordo com a Figura 17, tem-se as curvas do Benefício Líquido de dois postos fora da relação de área, a saber, Pari e Laranjeiras. Mesmo se tratando de dois postos fora da relação de áreas, uma das curvas, a do posto Pari, se aproximou da curva do posto de referência. Para a curva de LCOE versus Potência, exposto na Figura 18, nota-se que a curva do posto Pari, que está fora da relação de áreas, se aproxima da curva do posto de referência, enquanto a curva do posto Laranjeiras (também fora da relação de áreas) se afasta. Nota-se, portanto, que postos com relação de áreas fora da referência podem tanto se aproximar quanto se afastar da referência. Vale ressaltar, que o posto Laranjeira possui um elevado índice de falhas, o que pode ter contribuído para seu maior distanciamento do posto de referência.

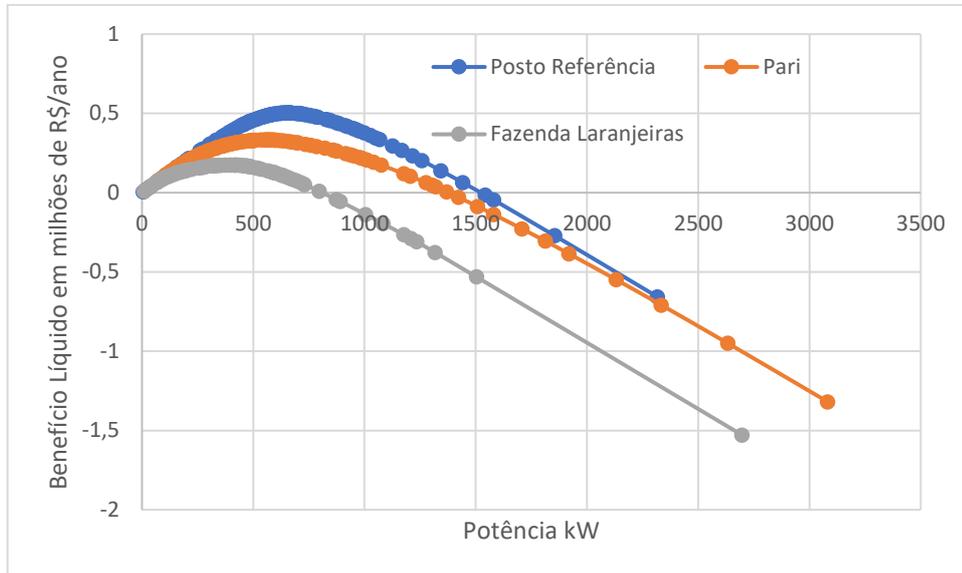


Figura 17: Benefício Líquido x Potência Ótima do Conjunto A

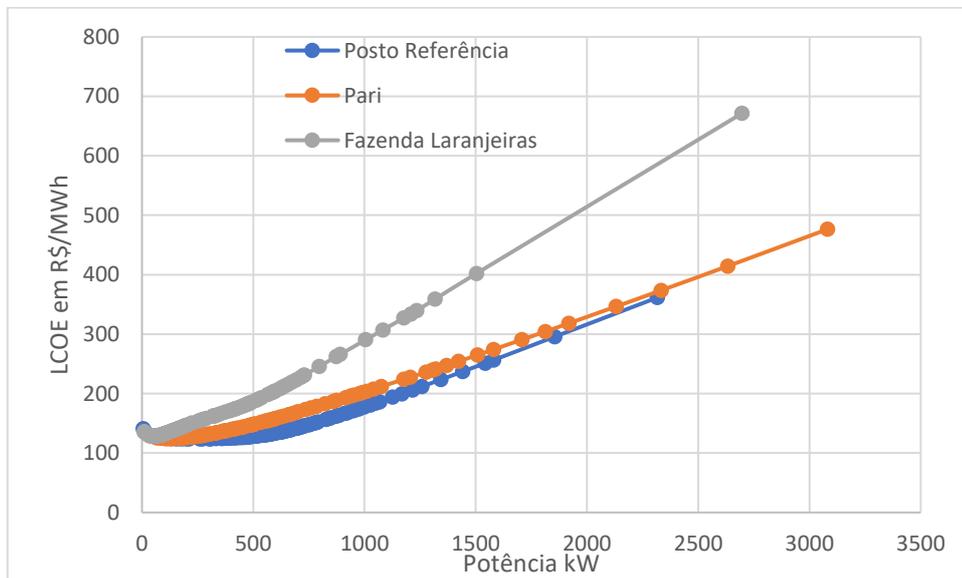


Figura 18: LCOE do posto de referência e o maior e menor desviado Conjunto A

Dessa forma, concluiu-se que para o Conjunto A de postos a relação de áreas sugerida não influencia de maneira relevante o resultado total encontrado uma vez que não se observou relevância nos desvios encontrados quando levado em consideração apenas a relação de proporção entre as áreas.

Em seguida, tem-se a Tabela 10 que relaciona os valores encontrados para o Conjunto B de postos, caracterizado por elevadas áreas de drenagem e conseqüentemente, elevadas vazões e potências.

Tabela 10: Comparação dos dados obtidos para o Conjunto B de postos

	UHE Mascarenhas (posto de referência)	Fazenda Cachoeira das Antas	Fazenda Cachoeira dos Óculos	Belo Oriente	Governador Valadares	Tumitinga	Resplendor Jusante	Colatina
Relação de áreas	-	0,13	0,21	0,33	0,55	0,75	0,83	1,04
Distância do posto de referência [km]	-	82,45	53,99	9	42,82	31,17	17,33	11,26
Porcentual de falhas de vazões	0,41	0,41	0	13,75	0	0	50	8,75
MBL[milhões R\$/ano]	28,15	60,99	48,71	54,03	44,78	41,25	45,71	26,91
Potência Ótima [kW]	67409,05	141499,13	116276,02	113985,11	107208,35	98223,62	77696,05	85548,34
LCOE [USD/MWh]	109,02	106,45	107,87	110,55	108,17	108,12	108,41	101,53
Desvio relativo entre os valores de potência ótima com relação ao posto de referência (%)	-	109,91	72,49	69,09	59,04	45,71	15,26	26,90
Desvio relativo entre os valores de LCOE com relação ao posto de referência (%)	-	-2,352	-1,05	1,41	-0,77	-0,82	-0,55	-6,86

As falhas de vazões presentes neste segundo grupo, em sua maioria foram próximas a 10%. Nota-se que houve o cuidado de selecionar postos que possuíssem falhas consideradas baixas para o estudo realizado.

O Conjunto B de postos possui altos desvios de potência ótima para os postos que estão fora da relação de áreas sugerida. Contudo, desvios consideráveis de potência ótima também são encontrados em postos com relação de área fora da proporção de 0,25 a 4,0. Quando observado os desvios referentes ao LCOE, nota-se que existem postos dentro da relação de áreas cujos desvios são maiores que os dos postos fora da relação. É o que ocorre com o posto Colatina, que está dentro da relação de proporção, mas possui o maior desvio de LCOE do conjunto.

O menor desvio de LCOE pertence ao posto Resplendor Jusante (dentro da relação de áreas de 0,25 a 4). De um modo geral, observa-se desvios reduzidos entre o LCOE calculado e a referência para o posto B. Uma das razões que podem ser apontadas para tal fato, são os elevados valores de potência dos postos do grupo 2, que ultrapassam até os limites de pequenas centrais hidrelétricas (para a qual a metodologia de transposição é indicada) e fazem com que os potenciais identificados sejam de grandes hidrelétricas a fio d'água, e que podem implicar em uma tendência de estabilização do LCOE com o aumento da potência (tal tendência é verificada nos resultados de Costa et al., 2021).

Além disso, postos dentro e fora da relação de áreas, possuem desvios de potência ótima e LCOE bem similares, como é o caso dos postos Cachoeira dos óculos e Belo Oriente. Todos esses resultados mostram a dificuldade em se definir uma distinção adequada da influência das relações de área sobre os resultados obtidos.

A 19 mostra as curvas do Benefício líquido para o maior e menor desvio de potência ótima encontrado no Conjunto B, sendo que a curva com maior desvio (fora da relação de áreas – Cachoeira das antas) se afasta consideravelmente da curva do posto de referência e mesmo uma curva dentro da relação de áreas (Belo Oriente), também tem uma distância relevante da curva de referência. Vale salientar que o degrau ou descontinuidade verificada na curva de benefício líquido, se refere nesse caso ao ponto no qual a potência ultrapassa 30 MW, deixando de ser uma PCH e se tornando uma UHE, que tem naturalmente tarifas de venda de energia reduzidas com relação as PCHs.

Os gráficos de LCOE para os mesmos postos resultaram em curvas distantes da referência para ambos os postos, mesmo um sendo dentro da relação de áreas e outro fora.

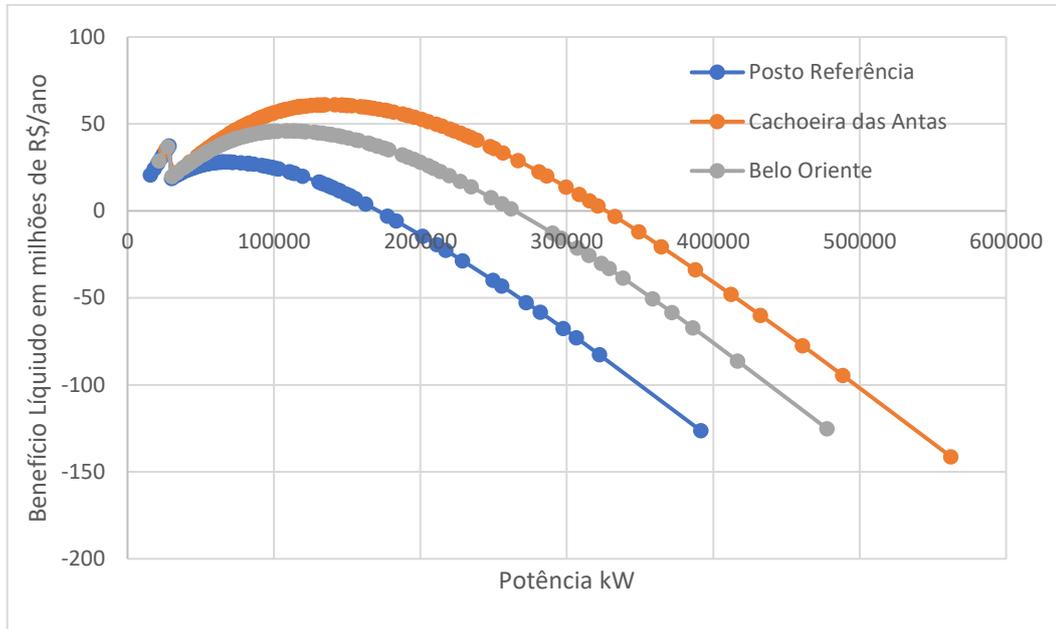


Figura 19: Benefício Líquido Do posto de referência e os maiores desvios

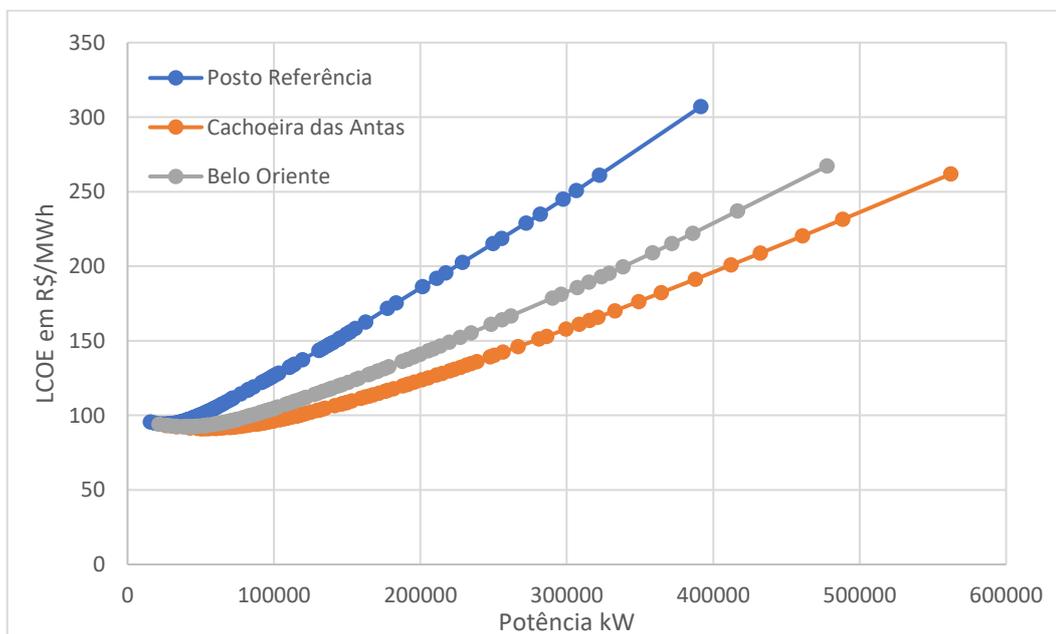


Figura 20: LCOE do posto de referência e os maiores desvios

O Conjunto C de postos é composto por postos que possuem áreas de drenagem intermediárias ao conjunto A e B. Mais uma vez, aplicar a metodologia de transposição dos dados de vazão a partir da relação de proporção entre as áreas de drenagem não influenciou

significativamente os resultados encontrados, dado que se observaram desvios significativos tanto fora quanto dentro da relação de áreas. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11: Comparação dos dados obtidos para o Conjunto C

	Fazenda Santa Maria (posto de referência)	Fazenda Buriti do Prata	Ponte do Prata	Ponte São Domingos	Ituiutaba	Porto Tiradentes	Cárceres	Fazenda Boa Vista	São José do Piquiri	Porto Espanhol
Relação de áreas	-	0,14	0,30	0,2	0,36	0,15	1,8	0,26	1,74	0,49
Distância em Relação ao posto de Referência	-	22,29	3,12	36,74	14,14	42,04	31,31	2,06	30,79	101,53
Porcentual de falhas de vazões	0	0	0	0	0	0,75	0	0	6,61	0
MBL [10 ⁶ R\$/ano]	7,06	11,044	9,39	5,52	11,63	14,49	12,59	8,46	7,23	17,83
Potência Ótima [kW]	21047,58	31059,62	26238,79	15698,83	29432,68	36629,99	30988,22	23732,84	16450,4	52763,22
LCOE [R\$/MWh]	119,01	116,32	116,37	117,84	112,55	112,19	111,60	118,02	110,16	118,14
Desvio entre os valores de		47,56	24,66	-25,43	39,83	74,34	47,22	12,75	-21,84	150,68

potência ótima (%)										
Desvio entre os valores de LCOE (%)		-2,25	-2,22	-0,98	-5,42	-5,78	-6,27	-0,83	-7,43	-0,72

Para o conjunto C, os postos selecionados quase não possuíram falhas de vazões em seu histórico de vazões para o período analisado. Observou-se durante a pesquisa de postos fluviométricos uma dificuldade para encontrar postos cujo histórico de vazões apresentasse poucas falhas.

Ao analisar a Tabela 11, pode-se perceber que há um desvio elevado de 150% para a potência ótima do posto Porto Espanhol, que possui relação de áreas favorável a proporção sugerida, enquanto que os desvios para os postos desse conjunto que não estão dentro da relação de áreas não passam de 75%.

Uma vez que os desvios de potência obtidos são elevados, a proximidade entre as curvas de Máximo Benefício Líquido diminui. A Figura 21 possibilita a percepção da discrepância entre as curvas do posto Porto Espanhol e o posto de referência, enquanto as curvas dos postos Fazenda Boa Vista e referência se assemelham entre si. Nesse caso tem-se que a relação de áreas analisada não possui nenhuma influência no comportamento das curvas de Benefício Líquido versus potência, pois os ambos os postos citados estão dentro da relação de áreas de 0,25 a 4. Tal resultado demonstra que, a metodologia de transposição pode fazer com que seja escolhida uma potência distante da potência ótima para implantação do empreendimento hidrelétrico.

O LCOE versus Potência presente na Figura 22 evidencia a proximidade entre as curvas do posto Fazenda Boa Vista com a referência. Para os postos do Conjunto C, não se observou discrepância considerável para os desvios de LCOE nos pontos de máximo benefício líquido entre os postos analisados, eles variam entre valores inferiores a 7% (em módulo). Contudo, as curvas de LCOE do posto Porto Espanhol, com relação ao posto de referência, são significativamente afastadas.

Vale ressaltar que foi utilizada uma tarifa única para os postos do conjunto C (uma tarifa característica de UHEs e igual a aproximadamente 170 R\$/MWh), dado que as potências dos postos dessa região poderiam ser PCHs ou UHEs em função da potência instalada. Contudo,

quando se utilizava tarifas distintas em função da potência, a potência ótima de 30 MW (limite entre PCH e UHE) era o valor que resultava no máximo benefício líquido de várias opções (dado que esse é o último ponto das PCHs, que tem tarifa de venda de eletricidade superior as UHEs). Assim sendo, em alguns pontos a metodologia de transposição não acarretaria erros, não por causa de uma precisão na metodologia hidrológica, mas por causa desse desvio ocasionado pela distinção entre as tarifas. O contrário também é verdadeiro, em alguns pontos um elevado desvio entre os valores transpostos e originais seriam obtidos, não por causa de uma imprecisão na metodologia hidrológica, mas sim, por causa da distinção tarifária.

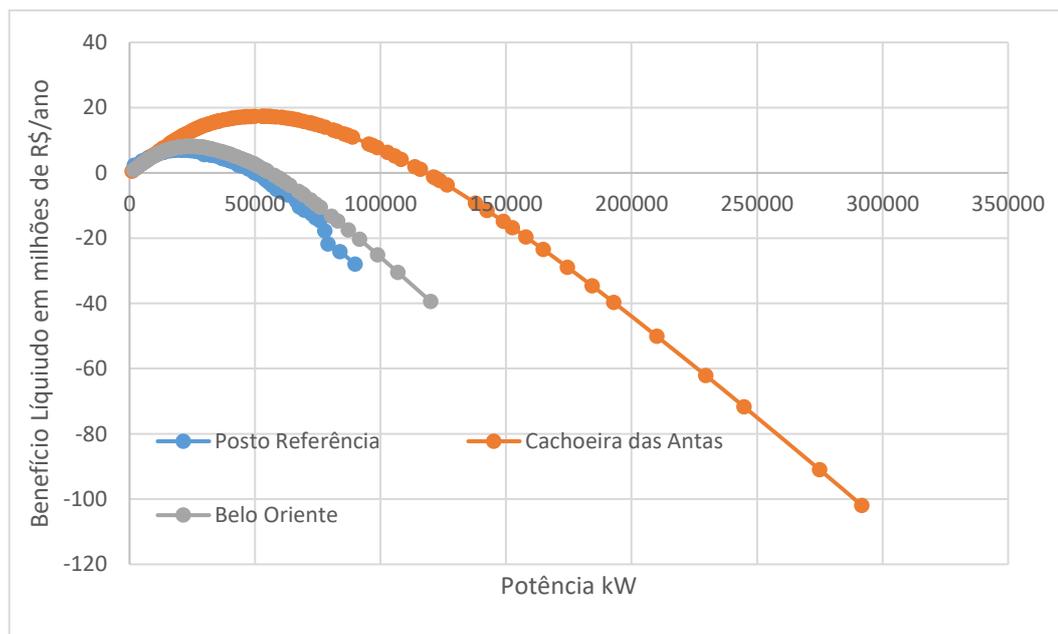


Figura 21: Benefício Líquido do posto de referência e os maiores desvios

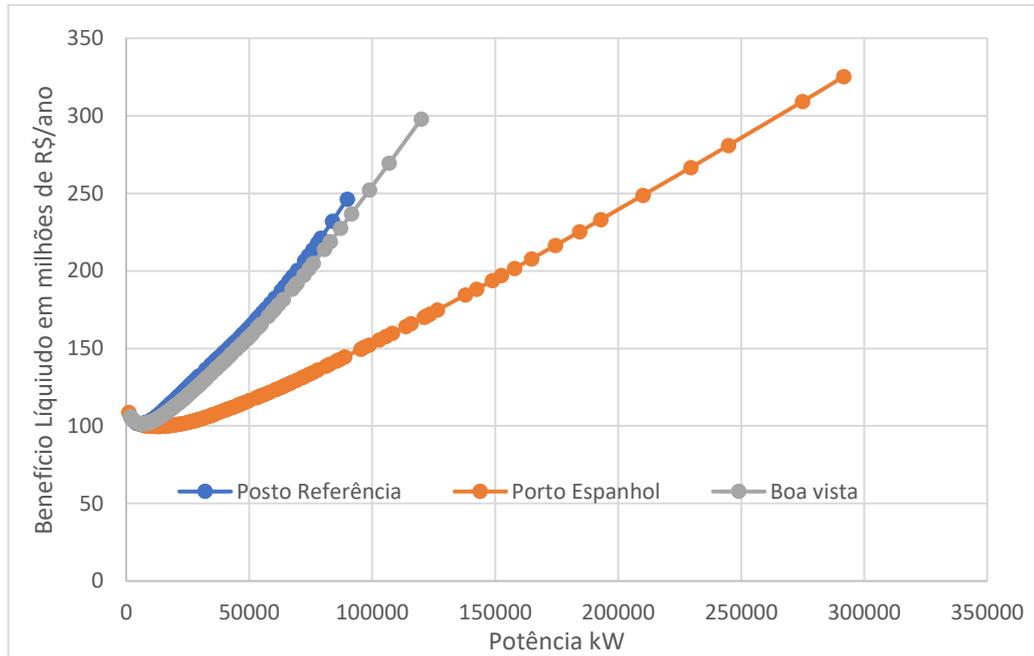


Figura 22: LCOE do posto de referência e os maiores desvios

De uma maneira geral, os resultados encontrados para os três conjuntos de postos analisados mostram a dificuldade de se estabelecer uma relação entre a proporção das áreas de drenagem (dentro e fora da faixa sugerida pela Eletrobrás: 0,25 a 4) com a qualidade dos resultados energéticos e econômicos, pois se tem resultados de desvios pequenos e grandes tanto para postos com diferentes situações de relação de área. Assim sendo, no momento da transposição, a relação de áreas não é o único fator que deve ser considerado, pois não se observou um padrão ao analisar os desvios encontrados. No tópico posterior, um padrão entre esses desvios será analisado com uma maior profundidade por meio de uma análise de correlações dos desvios e os fatores de possível influência.

Outro ponto a ser discutido é a grandeza dos desvios obtidos. Em muitos casos os desvios entre o local de referência e o valor transposto superou os 50% para a potência ótima, valor elevado e que pode acarretar em erros consideráveis no estudo de potencial e viabilidade de uma usina hidrelétrica, ocasionando uma previsão errada do potencial hidrelétrico de uma região e podendo levar até ao dimensionamento incorreto em um projeto que pode resultar em problemas operacionais futuros à usina. Um exemplo desses problemas, é uma geração inferior a prevista (o que é um problema de muitas PCHs, como identificado por Vasconcellos, 2018).

No caso do LCOE, os desvios foram menores, o que mostra que o custo final de se desenvolver um potencial é mais inelástico do que a potência ótima, sendo na maioria das vezes inferior a 10%, e sendo diminuído conforme a potência instalada diminuía.

4.4. Análise de correlações entre os desvios obtidos

A análise de correlação tem como objetivo verificar se existe uma tendência de aumento dos desvios conforme se aumenta a distância ou a relação de áreas de drenagem entre os postos, independente da bacia hidrográfica em que se esteja estudando.

Os parâmetros correlacionados estão presentes nos gráficos a seguir. Inicialmente se correlacionou a distância entre os postos com o desvio de potência ótima e está representado na Figura 23. A Figura 24 traz a correlação existente entre os parâmetros de relação de áreas de drenagem e o desvio de potência ótima. A Figura 25, apresenta os desvios das potências de 95%, 50% e 5% com relação a relação de áreas, para todos os conjuntos estudados, e a Figura 26 apresenta os desvios das potências da curva de permanência com relação a distância entre os postos e o posto base.

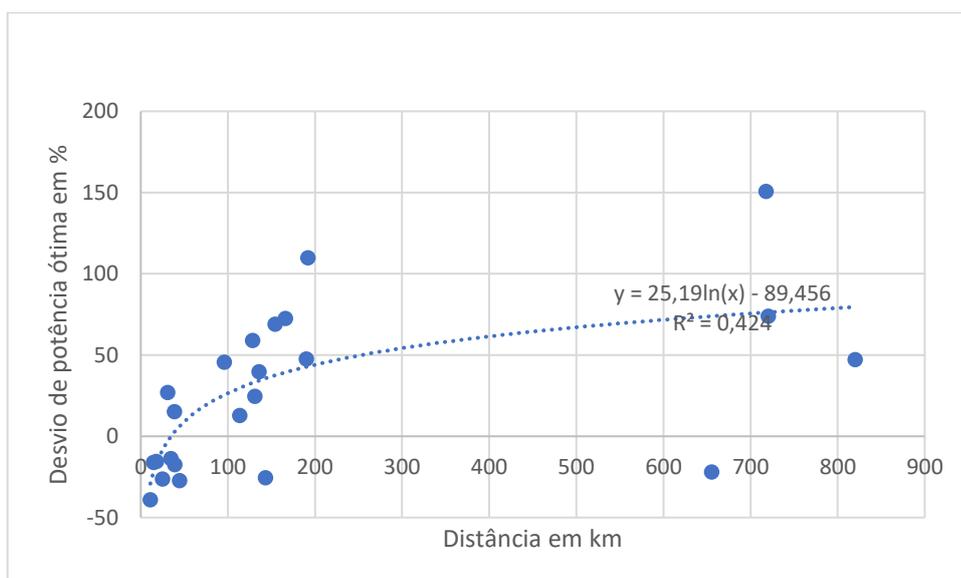


Figura 23: Correlação existente entre a Distância e o desvio de Potência Ótima

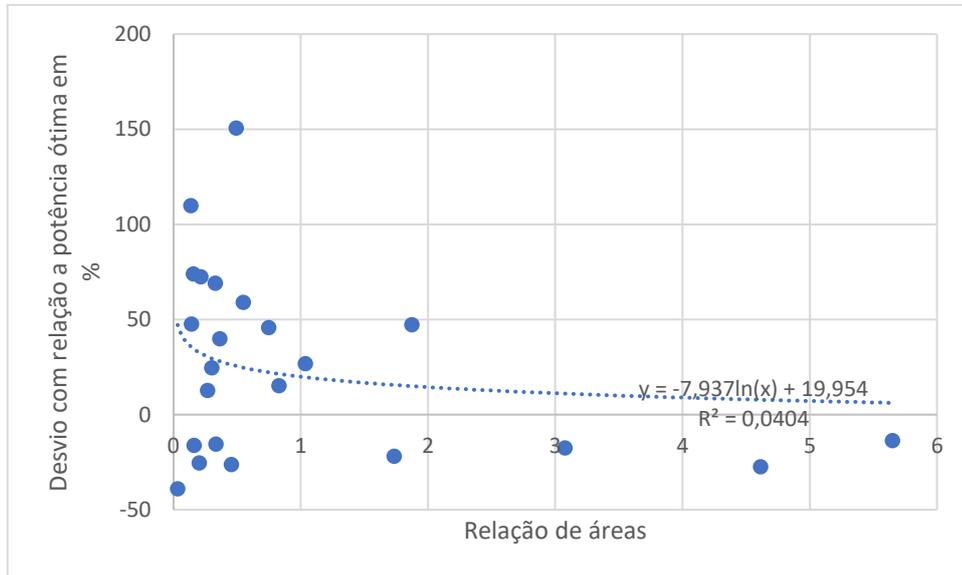
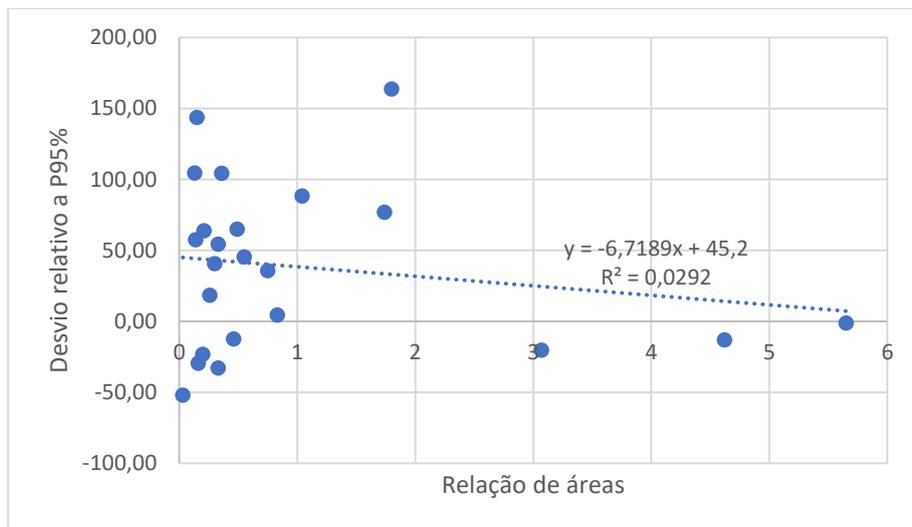
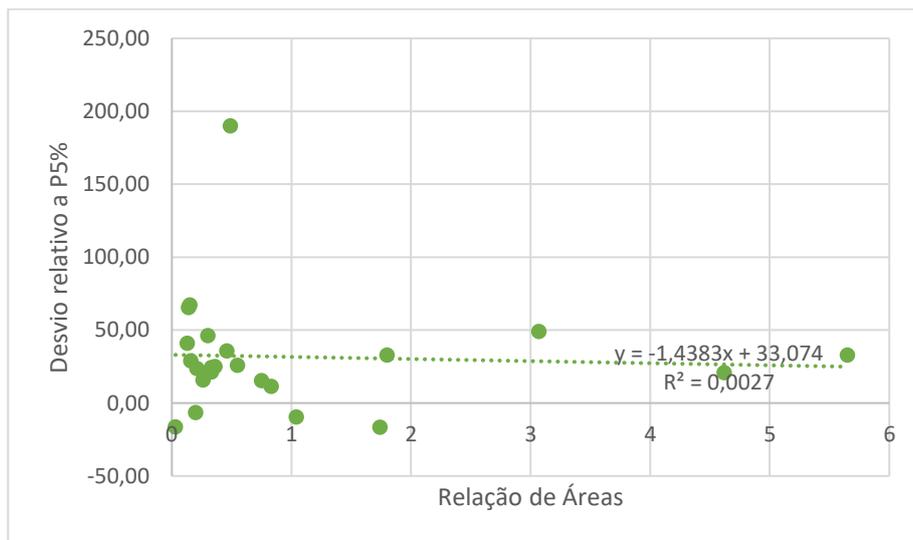
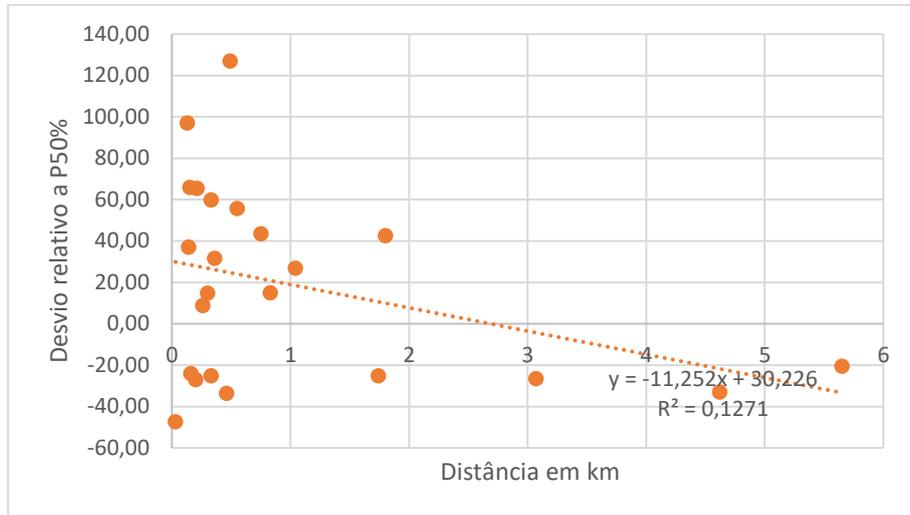


Figura 24: Correlação existente entre a Relação de Áreas e o Desvio de Potência ótima



(a)

(b)



(c)

Figura 25: Correlação existente entre a Relação de Áreas e o Desvio de Potências da curva de permanência: (a) P95%; (b) P50% e (c) P5%.

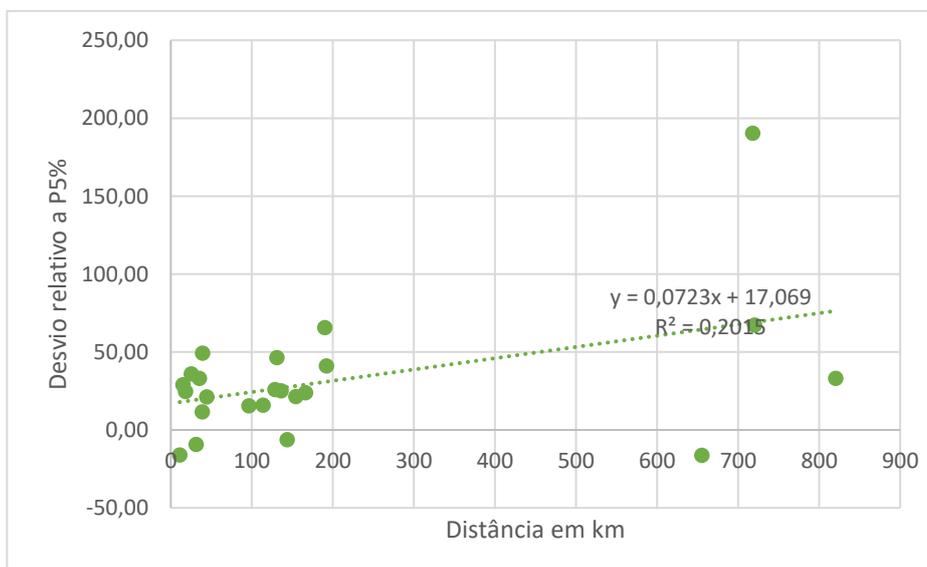
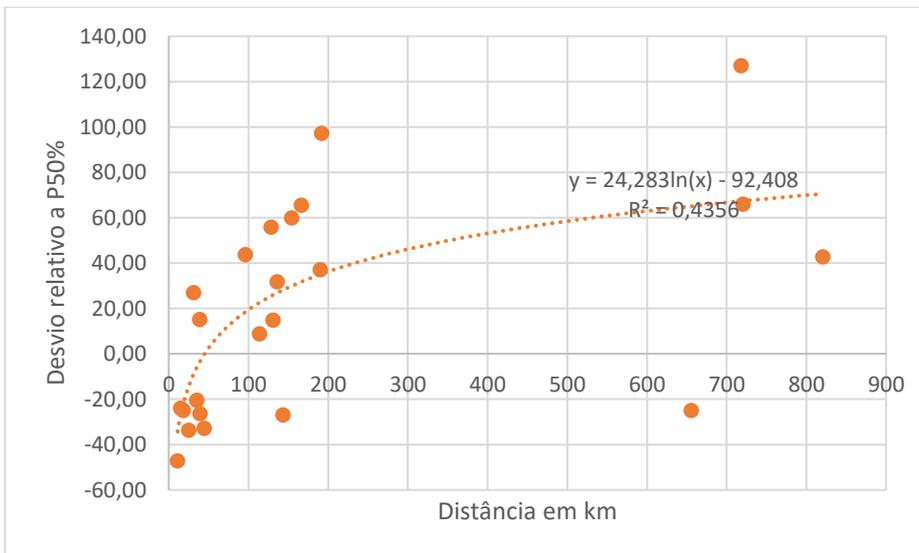
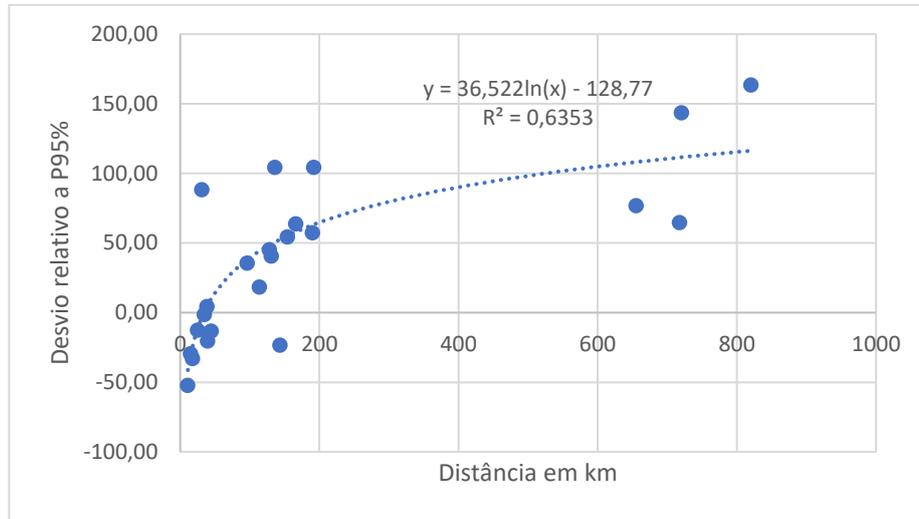


Figura 26: Correlação existente entre a distância o Desvio de Potências da curva de permanência: (a) P95%; (b) P50% e (c) P5%.

As Figuras 23 e 25 apresentadas deixam claro que, em todos os casos estudados, não se tem uma correlação relevante entre os parâmetros analisados e a relação de áreas, dado que os dados estão dispersos e os coeficientes de correlação são muito reduzidos para todas as linhas de tendência testadas, ou seja, não se pode concluir que a relação de áreas de drenagem existentes entre os postos fluviométricos cujos dados foram transpostos e o posto de referência exerçam alguma influência nos resultados de potência ótima encontrados.

As análises de correlação com as potências de 95%, 50% e 5% com a relação de áreas também não foram bem sucedidas. Além disso, mesmo nessas análises (que consideram somente fatores hidrológicos e não econômicos), desvios relativos bem elevados foram encontrados. Pode-se então concluir, que não são os fatores econômicos envolvidos na análise do benefício líquido que são a causa dos elevados desvios e correlações.

De acordo com o que foi exposto, ao se analisar os fatores isolados como área de drenagem entre os postos, não se obteve boas correlações que possam determinar um padrão para os desvios obtidos. Essa é a mesma conclusão de Meyer (2017), em um dos poucos trabalhos que trata do impacto da metodologia de transposição sobre o potencial hidrelétrico presentes na literatura, e que afirma que cumprir a indicação da relação de áreas da Eletrobrás não é garantia de bons resultados, assim como utilizar postos com relação de área maior não significa que os resultados terão grandes erros.

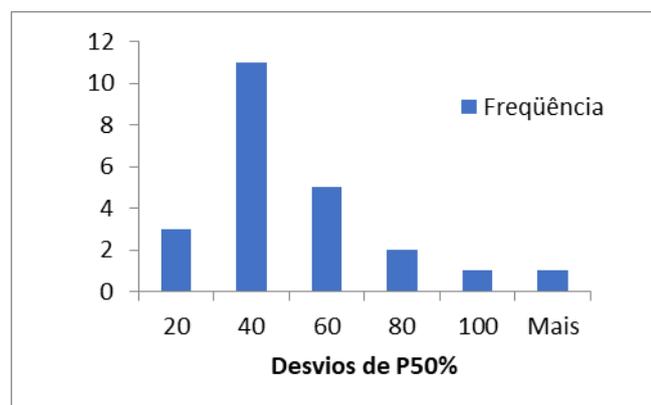
As Figuras 24 e 26 apresentam as correlações entre os desvios de potência ótima e a distância com relação ao posto de referência. Apesar das correlações obtidas ainda não serem elevadas (o coeficiente de correlação não passa de 0,7 em nenhum momento), nota-se uma tendência clara de aumento dos desvios com o aumento da distância. Esse resultado era intuitivamente previsto, pois com a elevação da distância entre os postos, naturalmente os desvios de potência também aumentam, pois, quanto maior a distância entre eles, maior a probabilidade de se ter variações no clima ou no uso do solo da bacia que venham impactar a hidrologia local.

Portanto, faz-se necessário analisar todos os fatores em conjunto para se chegar a boas conclusões, uma vez que são muitos os fatores influentes nos resultados. Diversos autores tem estudado diferentes métodos para realizar a regionalização e vazões usando parâmetros que vão bem além da relação de áreas, como parâmetros de relevo, climáticos e de uso do solo. Souza et al. (2009) estipulam equações que são função da precipitação média em mm e da área de drenagem para regionalização das vazões. Já Lopes et al. (2017), usam em seu processo de regionalização uma série de variáveis como área de drenagem (único fator considerado no método de transposição), densidade de drenagem da bacia, comprimento da bacia e precipitação (total, dos meses úmidos e dos meses secos). Uma análise conjunta com tais fatores pode permitir uma melhor compreensão dos erros associados ao processo de transposição.

4.5. Análise estatística

A análise estatística dos dados teve como objetivo obter uma percepção visual de como as frequências para as principais potências estão dispostas.

Para uma melhor visualização dos dados encontrados para a potência P50%, P95% e Potência ótima, foi gerado o Histograma para as mesmas representados na Figura 27.



(a)

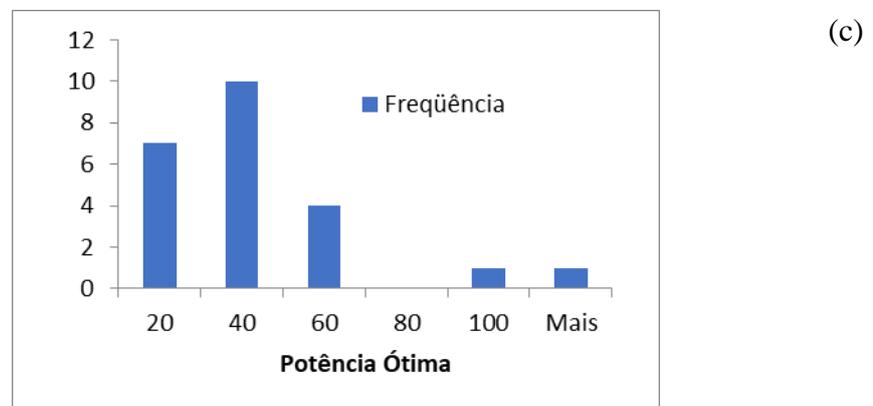
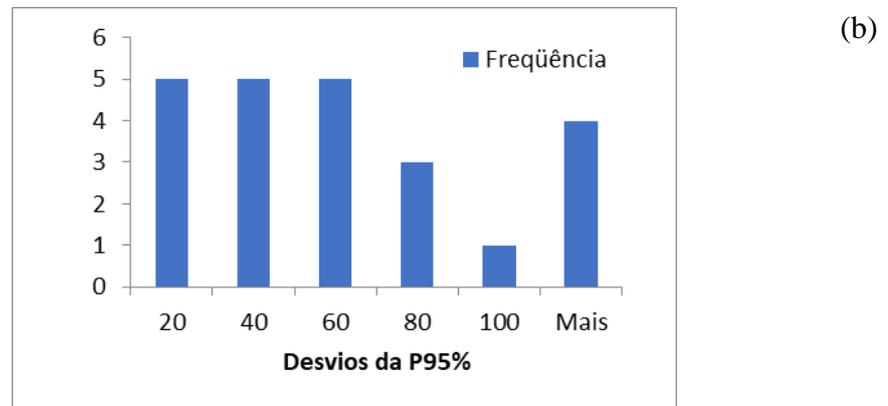


Figura 27: Histogramas referentes a distribuição de potencias para: (a) P50%; (b) P95% e (c) Potência Ótima.

O gráfico referente a P50% pôde mostrar que há um desvio mais provável entre 20 e 40%. Diferente do que acontece quando se analisa a P95% que possui um desvio muito distribuído. Ao que se refere a Potência ótima, pode-se notar que há uma tendencia de aproximação com o histograma da P50% com valores mais prováveis entre 20 e 40, mas também evidência uma maior quantidade de dados entre 0 e 20%.

De posse das planilhas que continham os dados fluviométricos transpostos para o local de interesse, bem como os dados dos postos de referência, foi feita uma análise estatística para calcular as médias e desvio padrão dos valores calculados de Desvios de Potência (D_{Pot}) e Desvios de LCOE (D_{LCOE}) entre os postos transpostos e os de referência, para cada conjunto de postos.

A Tabela 12 mostra todos os valores encontrados, separando em: dados dentro e fora da relação de proporção de áreas (agora em módulo, dado que as análises estatísticas requerem

resultados em módulo). A distância em km demonstrada se refere a distância linear entre o posto de referência e o posto cujos dados foram transpostos.

Tabela 12: Valores dentro e fora da relação de áreas

Dados Fora da Relação de áreas de 0,25 a 4				
Área em km ²	Distância em km	Relação de área com o posto de referência	D _{Pot} %	D _{LCOE} %
11,00	10,96	0,03	39,01	24,50
55,00	14,79	0,16	16,12	10,36
1560,00	44,46	4,62	27,29	9,33
1910,00	34,60	5,65	13,67	11,82
10100,00	191,93	0,14	109,91	2,35
15900,00	166,05	0,22	72,49	1,05
2460,00	190,14	0,14	47,57	2,26
3520,00	143,38	0,20	25,41	0,98
2720,00	720,50	0,16	74,03	5,78
Dados dentro da Relação de 0,25 a 4				
Área em km ²	Distância em km	Relação de área com o posto de referência	D _{Pot} %	D _{LCOE} %
113,00	17,90	0,33	15,46	10,67
1040,00	39,22	3,08	17,48	12,65

154,00	25,12	0,46	26,20	10,75
24200,00	154,21	0,33	69,09	1,40
76400,00	31,10	1,04	26,91	6,87
61200,00	38,57	0,83	15,26	0,55
55100,00	96,11	0,75	45,71	0,82
40500,00	128,36	0,55	59,04	0,77
32400,00	820,37	1,87	47,23	6,23
4640,00	113,83	0,27	12,76	0,83
6310,00	135,92	0,36	39,84	5,42
5230,00	130,86	0,30	24,66	2,22
8540,00	717,97	0,49	150,69	0,73
30000,00	655,33	1,73	21,84	7,43

Com objetivo de verificar se existem diferenças relevantes entre os resultados obtidos entre os conjuntos e entre as diferentes relações de áreas, foram comparadas as médias e desvio padrão para os dados Fora da Relação de Áreas (FRA) e Dentro da Relação de Áreas (DRA). Os resultados obtidos estão concentrados nas Tabelas 13 a 15.

Tabela 13: Análise Estatística de desvio de potência ótima

D _{Pot}	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto C	FRA	DRA	Todos os postos
Média em %	22,18	56,92	49,34	47,28	40,87	43,38
Desvio Padrão σ em %	9,15	31,53	42,22	32,25	36,08	34,03

Tabela 14: Análise Estatística de desvio de LCOE

D _{LCOE} em %	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto C	FRA	DRA	Todos os postos
Média	12,87	1,98	3,54	7,6	4,81	5,9
Desvio Padrão σ em %	5,3	2,24	2,65	7,6	4,34	5,83

Tabela 15: Análise Estatística do desvio das potências da curva de permanência

Desvio (%)	Parâmetro	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto C	FRA	DRA	Todos os postos
P relativa a Q95%	Média	23,12	56,64	76,98	48,86	54,47	54,40
	Desvio Padrão σ em %	16,7	33,25	51	46,32	42,95	42,98
P relativa a Q50%	Média	29,99	51,97	42,21	41,73	38,31	41,46
	Desvio Padrão σ em %	8,98	26,9	35,84	28,02	29,52	27,65
P relativa a Q5%	Média	29,84	21,23	51,79	30,35	37,15	35,81
	Desvio Padrão σ em %	10,91	10,69	56,22	22,49	45,7	37,37

Para o desvio de potência ótima (Tabela 13) foi possível perceber que não existe uma diferença no valor médio dentro e fora da relação de áreas (DRA e FRA), sendo que fora da relação observou-se uma média maior. Entretanto com o desvio padrão ocorreu o oposto, ou seja, o maior desvio foi observado dentro da relação de áreas. Isso indica que apesar de serem em média levemente menores, os desvios relativos dentro da relação de áreas variam mais do que os fora sendo, portanto, mais sujeitos a ocorrência de *outliers*.

Considerando a Tabela 14, que relaciona os dados de desvio de LCOE, observou-se que a média e o desvio padrão dentro e fora da relação de áreas possuem valores próximos, sendo menor dentro da relação de áreas. Os desvios do LCOE foram menores nos conjuntos B e C, provavelmente, por causa das maiores potências desses conjuntos. Com maiores potências, tem-se LCOEs menores e com maior tendência a se estabilizarem, o que também resultou em desvios menores. Contudo, de forma geral, os desvios obtidos nos valores do LCOE foram bem inferiores aos desvios nos valores de potência ótima.

Pelas Tabelas 13 e 15 nota-se também alguma diferença entre os desvios calculados para cada conjunto. Observa-se que média dos desvios da potência é inferior no Conjunto A tanto para a potência ótima quanto para as potências retiradas da curva de permanência. Isso se deve aos pequenos valores de distância entre os postos do conjunto A (em média igual a 27 km). Contudo tal conclusão não é válida para todos os casos pois o conjunto C (cuja média de distâncias supera os 400 km) possui desvios médios próximos ao conjunto B (cuja média de distâncias não passa de 120 km) em alguns casos (para potência ótima e para P_{50%}). Tais resultados se harmonizam com os resultados do tópico anterior, onde se verifica uma tendência de aumento do desvio calculado com a distância sem se ter, contudo, uma boa correlação para definição desse aumento. Como já dito anteriormente, outros fatores devem ser considerados para uma análise mais abrangente, como o uso do solo, as características físicas e climáticas da bacia, as variáveis financeiras (que no caso da potência ótima determinada pelo método do máximo benefício líquido, influenciarão diretamente o resultado).

Um cenário com tarifa mais elevada e mais próxima da realidade das PCHs foi analisado para os postos do conjunto C. Com uma tarifa igual a 227 R\$/MWh (ao invés de 168 R\$/MWh) diminuiria os desvios médios desse conjunto de postos para 31,66%. Isso demonstra que as variáveis econômicas afetam os desvios médios obtidos na metodologia de transposição e reforçam a necessidade de correta escolha das variáveis econômicas nos estudos de potencial hidrelétrico. Contudo, para ambos os valores de tarifas utilizadas, os desvios médios obtidos foram elevados.

Os resultados encontrados permitiram pôr fim a identificação dos desvios médios de potência ótima de todos os 26 postos, sendo iguais a 43,38% \pm 34,03% para potência ótima e 5,9% \pm 5,83% para o LCOE, o que demonstra que de modo geral os desvios do processo de transposição por relação de áreas acarretam erros consideráveis, sobretudo para a potência ótima, enquanto o parâmetro LCOE se mostrou mais inelástico. No caso das potências da curva de permanência (que não sofrem influência dos fatores econômicos), os desvios médios estiveram sempre entre 30 e 50%. Tais fatos demonstram que a metodologia de transposição pode implicar em erros no potencial hidrelétrico calculado e até mesmo causar problemas operacionais em uma central hidrelétrica cuja metodologia tenha utilizado essa metodologia. Isso reforça a importância de uso de metodologias mais abrangentes na regionalização de vazões, que considerem mais parâmetros como relevo e diferentes usos e tipos de solo.

Analisando agora a Tabela 15, que detém os resultados dos desvios para as potências relativas à curva de permanência, nota-se pouca diferença nos desvios médios e desvios padrões desses desvios tanto para dados dentro e fora da relação de áreas.

Além disso, os níveis de desvio identificados são da mesma magnitude ou até maiores que os da potência ótima (Tabelas 13), indicando que a influência das variáveis econômicas na potência ótima não elevou os desvios do processo de transposição. Tais resultados reforçam a já comentada conclusão do presente trabalho de que se há indícios de pouca influência da relação de áreas na qualidade dos resultados de potência estimados por meio da metodologia de transposição, sendo necessário então, a investigação de outros parâmetros.

Considerando uma maior amostra de dados, a aplicação de testes estatísticos como o teste de hipótese poderia ajudar a identificar qual o impacto da relação entre as áreas e da distância entre os postos no método de transposição de dados de vazões. Porém o presente trabalho não possuiu um volume grande de dados que favorecesse a utilização de tais análises.

4. CONCLUSÕES

Com objetivo de se identificar o impacto da metodologia de transposição de vazões sobre os parâmetros energéticos e econômicos de uma central hidrelétrica, conjuntos de postos fluviométricos localizados em diferentes bacias hidrográficas e com áreas de drenagem diferentes entre si foram analisados neste estudo. Para cada conjunto de postos, elegeu-se um posto de referência a partir da análise da relação de proporção de áreas que este estabelecia com os demais postos do conjunto. O posto cuja relação de proporção de áreas se mostrou dentro da sugerida pela Eletrobras para alguns postos do conjunto e fora da relação de áreas para os demais foi o escolhido. Levou-se em consideração que os postos escolhidos para um mesmo conjunto estivessem na mesma bacia hidrográfica disponibilizada no Sistema Hidro-Telemetria. O impacto do tamanho das áreas de drenagem dos postos envolvidos no processo de transposição foi avaliado considerando 3 conjuntos de postos, localizados em diferentes bacias.

A partir da análise das curvas de permanência foi possível perceber que há uma variação não só no formato das curvas, mas também nos valores de vazões analisados. Tais valores tem impacto direto nos resultados energéticos e econômicos de uma usina hidrelétrica já que a energia produzida está diretamente ligada a área abaixo da curva de permanência.

Observando os dados encontrados para os três conjuntos de postos foi possível concluir que há uma dificuldade em se estabelecer uma relação entre as áreas de drenagem que influencie os resultados energéticos e econômicos. O que sugere que esse não seja o único fator a ser considerado para que se possa fazer a transposição de dados de vazões, uma vez que não se observou um padrão dos desvios encontrados. Os erros encontrados nas curvas de permanência foram carregados para o cálculo do MBL e do LCOE, e nos três conjuntos houveram casos bons e ruins tanto dentro como fora da relação de áreas, o que dificulta estabelecer um padrão.

Para todos os casos estudados não foi possível estabelecer uma correlação relevante para os desvios de potência e a relação de áreas. Pode-se concluir que a relação de proporção entre as áreas de drenagem do posto de referência e do posto transposto não exerce, para os casos aqui estudados, alguma influência nos resultados de potência ótima e LCOE encontrados. Não houve nesse estudo fatores isolados que pudessem determinar um padrão para os desvios obtidos. Já com relação a distância entre os postos, pode-se verificar uma tendência de aumento

dos desvios relativos em função da distância entre os postos (embora não tenha sido possível obter uma correlação direta entre os parâmetros). Tal resultado pode indicar que pensar em termos de distância, ao invés de relação de áreas, pode ser mais adequado ao se definir limites para aplicação da metodologia de transposição.

Através de metodologias estatísticas aplicadas no conjunto de dados disponíveis, foi possível concluir a partir do cálculo dos desvios médios que, de um modo geral, esses desvios do processo de transposição dos dados de vazões através do método de relação de proporção de áreas acarretam erros consideráveis, principalmente para a potência, o que pode causar sérios problemas como a estimativa errada do potencial hidrelétrico, projetos com problemas operacionais gerando menos energia do que o previsto ou gerando menos do que a região poderia gerar, estimativas erradas de viabilidade econômica.

De posse dos estudos realizados no presente trabalho, foi possível concluir que não é aconselhável utilizar o método de transposição de dados de vazões a partir das relações de proporção entre as áreas de maneira isolada. Há diversos estudos que sugerem que, para a boa aplicação do método de transposição de dados de vazão, deve-se considerar uma região homogênea. Para isso, regiões homogêneas são definidas com base na similaridade de suas características hidrológicas como: a) físicos: relevo, altitude, área de drenagem, tipo de vegetação, entre outros; b) hidrológicos: como as precipitações e comportamento de vazões (ALBUQUERQUE et al., 2020). Ou seja, uma análise mais ampla deve ser seguida para minimizar os desvios encontrados e se obter melhores resultados energéticos e econômicos.

Vale ressaltar que o manual com diretrizes para projetos de PCH (ELETROBRÁS, 2000) recomenda que para séries de vazões que sobressaem ao máximo proposto no intervalo, ou seja, superior a 4, seja feito um estudo de regionalização de vazões. Em alguns casos é recomendado ainda que seja gerada uma série de vazões aplicando a curva chave do local em estudo.

Conclui-se ainda que há a necessidade de mais estudos na área com amostras maiores onde seja possível: a) realizar um teste de hipótese para verificar as diferenças estatísticas entre os critérios de relação de áreas; b) Comparar a metodologia de transposição por relação de áreas com metodologias mais avançadas que utilizem outros fatores; c) Observar o impacto da metodologia de transposição de dados de vazão na garantia física; e d) Fazer uma diferenciação entre UHE e PCHs para as análises utilizadas no presente estudo.

Apêndice A – Resultados encontrados para todos os postos

Posto	Bacia	Distância [km]	Potm [kW]	Desvio de Potência	LCOE	Desvio de LCOE	Energia[kW h/h]	BL	P95%
Pari	Rio São Francisco	34,6	503,22	-20,79	148,4	11,82	376,79	0,26	73,64
Marilândia	Rio São Francisco	39,22	501,50	-17,5	151,91	-27,29	366,98	0,24	59,47
Itaúna Montante	Rio São Francisco	0	635,30	0	136,48	0	511,71	0,41	74,61
Fazenda Laranjeiras	Rio São Francisco	10,96	330,41	39,01	163,25	24,50	229,44	0,13	35,76
Fazenda Pasto Grande	Rio São Francisco	14,79	492,20	-16,12	146,58	10,36	373,61	0,26	52,55
Jardim	Rio São Francisco	17,9	490,88	-15,46	146,36	10,67	373,22	0,26	50,00
Suzana	Rio São Francisco	25,12	445,79	-26,20	148,76	10,75	334,97	0,23	65,34
Jaguaruna Jusante	Rio São Francisco	44,46	443,18	-27,29	147,07	9,33	336,94	0,24	64,74
Cachoeira das antas	Atlântico trecho leste	191,83	181730,4	109,911	117,90	-2,352	129893,2	124,14	49861,1
Cachoeira dos Óculos	Atlântico trecho leste	166,05	153388,3	72,493	120,14	-1,053	108451,2	101,52	39941,0
Belo Oriente	Atlântico trecho leste	154,21	146447,1	69,095	120,66	1,41	103322,0	96,25	37667,2
Governador Valadares	Atlântico trecho leste	128,36	142257,8	59,041	120,41	-0,775	100713,0	94,04	35442,4
Tumiritinga	Atlântico trecho leste	96,11	130658,1	45,713	121,11	-0,824	92336,4	85,65	33080,7
Resplendor jusante	Atlântico trecho leste	38,57	116864,7	15,261	126,69	-0,554	79362,7	69,73	26347,1
UHE Mascarenhas	Atlântico trecho leste	0	99606,76	0	126,36	0	68333,3	60,24	24387,5
Colatina corpo de bombeiros	Atlântico trecho leste	31,1	110824,4	26,909	113,45	-6,869	84254,8	83,81	45933,2
Fazenda Buriti do Prata	Rio Paraná	190,14	43363,27	47,569	130,89	-2,256	29862,2	25,14	7401,70
Ponte do Prata	Rio Paraná	130,86	36564,07	24,664	130,79	-2,221	25402,6	21,41	6611,90
Ponte São Domingos	Rio Paraná	143,38	22428,71	-25,413	133,07	-0,981	15671,3	12,89	3610,42
Ituiutaba	Rio Paraná	135,92	40473,78	39,839	126,33	-5,425	28974,0	25,55	9606,35
Porto Tiradentes	Rio paraná	720,5	50362,98	74,034	126,08	-5,783	35754,9	31,61	11452,1
Carceres	Rio Paraná	820,37	46561,62	47,229	128,84	-6,227	32467,6	27,92	12395,4
Fazenda Boa Vista	Rio Paraná	113,83	34567,8	12,758	133,93	-0,832	23514,4	19,17	5566,05
Fazenda Santa Maria	Rio Paraná	0	35457,6	0	141,03	0	22878,2	17,23	4702,02
São José do Piquiri	Rio Paraná	655,33	24537,95	-21,842	128,44	-7,431	17688,3	15,27	8318,90
Porto Espanhol	Rio Paraná	717,97	71460,86	150,685	131,13	-0,729	47981,7	40,29	7750,45

Apêndice A – Artigo Submetido

The impacts of transposition methodological decisions on energy and economic analysis for run-of-river hydroelectric generation projects

Eloize Rosiene Rosa 1, Ivan Felipe Silva dos Santos², Geraldo Lúcio Tiago Filho³ and Regina Mambeli Barros⁴.

1 rr.eloize@gmail.com. Natural Resources Institute (IRN). Federal University of Itajubá (UNIFEI-MG).

2 ivanfelipeice@hotmail.com. Natural Resources Institute (IRN). National Reference Center for Small Hydroelectric Power Plants (CERPCH). Federal University of Itajubá (UNIFEI-MG). Corresponding author.

3 gliagofilho@gmail.com. Natural Resources Institute (IRN). National Reference Center for Small Hydroelectric Power Plants (CERPCH). Federal University of Itajubá (UNIFEI-MG).

4 remambeli@hotmail.com. Natural Resources Institute (IRN). Federal University of Itajubá (UNIFEI-MG).

SUBMETIDO AGUARDANDO APROVAÇÃO

COVER LETTER

Hydroelectric generation is the most widely used form of renewable energy generation in the world. In order to estimate hydroelectric energy potential, transposition of flow data is commonplace, allowing for the transfer of data from one fluviometric station to one or more potential hydroelectric point of interest. Using the relation between drainage areas is among the most used methodologies for flow transposition. In light of this, this article aims to evaluate the impact of flow data transposition through area relation on energy and economic potential for a hydroelectric dam. To do so, three sets of hydroelectric dams were used in three distinct hydrographic areas in Brazil with different distances and drainage areas between them. For each of the dams, hydrologic, energy, and economic calculations relied on permanence curve, maximum net benefit, and levelized cost of electrical energy methodologies. The results emphasize the difficulty in establishing a pattern or correlation for the deviations based on this single analysis parameter, thus indicating that the transposition methodology may lead to errors in the prospecting of hydroelectric dam energy potential.

The authors declare no conflict of interest in the elaboration of this study.

SUBMETIDO AGUARDANDO APROVAÇÃO

Highlights

The impact of flow data transposition on the study of hydropowers was evaluated

Distances and areas' relation influence in the transposition errors were studied

We used data of three Brazilian hydrographic basins in the analyzes

Correlations between the power deviations and the influent parameters were not found

Transposition method may lead to errors in the prospecting hydroelectric potential

SUBMETIDO AGUARDANDO APROVAÇÃO

The impacts of transposition methodological decisions on energy and economic analysis for run-of-river hydroelectric generation projects

Abstract

Hydroelectric generation is the most widely used form of renewable energy generation in the world. In order to estimate hydroelectric energy potential, transposition of flow data is commonplace, allowing for the transfer of data from one fluvimetric station to one or more potential hydroelectric point of interest. Using the relation between drainage areas is among the most used methodologies for flow transposition. In light of this, this article aims to evaluate the impact of flow data transposition through area relation on energy and economic potential for a hydroelectric dam. To do so, three sets of hydroelectric dams were used in three distinct hydrographic areas in Brazil with different distances and drainage areas between them. For each of the dams, hydrologic, energy, and economic calculations relied on permanence curve, maximum net benefit, and levelized cost of electrical energy methodologies. The results emphasize the difficulty in establishing a pattern or correlation for the deviations based on this single analysis parameter, thus indicating that the transposition methodology may lead to errors in the prospecting of hydroelectric dam energy potential.

Keywords: economic feasibility, drainage area relation, flow data transposition, hydrological studies, hydroelectric usage.

1. Introduction

The Brazilian National Energy Balance (BEN, 2021) demonstrated that the generation of electric energy from water sources was responsible for almost 65% of the total energy generated in Brazil in 2020. According to the generation information system from the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL – *Agência Nacional de Energia Elétrica* in Portuguese), Brazil registered 1,498 hydroelectric generation systems in operation in 2020 with a total installed power of 109,393,910kW, with another 124 units under construction. These data show that hydroelectric generation plays an essential role in the Brazilian energy grid. Many studies have been conducted on hydroelectric energy applications in Brazil under myriad aspects (Souza et

al., 2017; Costa et al., 2021; Santos et al., 2022). According to ANEEL, a micro hydroelectric powerplant (MHP) has an installed potential of up to 5MW, while a small hydroelectric plant (SHP) runs between 5MW and 30MW, and finally, a large hydroelectric plant (LHP) has an installed power greater than 30MW (ANEEL, 2016). In this work we will consider as SHPs every plant with $P < 30\text{MW}$. Several studies must be done before constructing a hydroelectric generation operation, including hydrological studies at the beginning of the project in order to provide data for energy studies, as well as assessing operational and sanitary safety, which are fundamental for establishing key dimensions of such an undertaking (Souza et. al., 2009).

Hydrologic studies are conducted using data collected from fluvimetric stations located throughout the river. The choice of these data collection points is essential for successful project implementation. According to Eletrobrás (2000), stations should be considered when there are at least 25 years of flow data history, in the same watershed. There are 22,779 monitoring stations spread throughout 12 hydrographic regions of Brazil, covering an area of 8.5 million km^2 (Silva, 2021). While numerous, the monitoring network does not reach the entire territorial expanse and its historic series have flawed or missing data that must be collected (Junqueira et. al., 2018). According to Silva (2021), few stations are free to public access, as only 28% are under federal supervision and therefore in public domain.

Facing the absence of fluvimetric data at points of interest for hydrological studies, methodologies for flow data transposition have been created. Based on these methods, it is possible to transpose data from one location with flow gauges to another point of interest without flow data, thus enabling the feasibility assessment for hydroelectric generator installation. One of the simplest transposition methodologies is area relation, which makes it possible to transfer data between data collection stations via Equation 1. The manual for small hydroelectric plants from Brazilian electric power holding company Eletrobrás S.A suggests that, among other factors, this method be conducted utilizing a relation between the drainage areas from 0.25 and 4 for stations in the same river and watershed (ELETROBRÁS, 2000). This method is also quoted by other authors in the international literature, as de Lavenne et al. (2015).

$$Q_A = \frac{A_A}{A_B} \cdot Q_B \quad (1)$$

Where:

A_A = Drainage area for the hydroelectric installation in km^2 ;

A_B = Drainage area of the station where data have been collected in km^2 ;

Q_A = Waterflow from the area for hydroelectric installation in m^3/s ;

Q_B = Waterflow from the station where data have been collected in m^3/s .

Many authors have utilized advanced methodologies for regionalizing waterflow for transpositions, relying on physical characteristics and watershed topography, precipitation, and statistical distributions (Baena et al., 2004; Souza et al., 2009; Lopes et al., 2016; Cassalho et al., 2017). However, the transposition method in function of related areas has been widely applied in hydroelectric projects by multiple authors in recent years in Brazil, including Moreira et al. (2018) and Kanzawa et al. (2021), thus justifying that the uncertainties surrounding this methodology be studied.

Several studies have assessed the impact of uncertainties of hydrological studies on the hydroelectric potential under myriad circumstances and aspects. Costa and Santos (2018) concluded that the differences obtained through the use of average daily and monthly flows in the construction of a permanence curve can be significant, reaching up to 25% of the installed power, having a direct impact on the economic results of the hydroelectric plant. Saliba (2000) conducted a case study with a run-of-river SHP and concluded through confidence interval analysis of permanence curves that the errors in estimative energy increases when waterflow less than $Q_{70\%}$ is used (waterflow with 70% permanence).

The relation of climatic changes on hydrology and hydroelectric generation have also been discussed by authors such as Gaudard et al. (2016). As affirmed by Casadei et al. (2014), hydrologic uncertainty due to daily waterflow variations as an effect of climatic changes on water resources is a critical topic in the evaluation of feasibility assessments for hydroelectric projects, especially for run-of-river plants. Vasconcellos et al. (2020) points out that multiple small hydroelectric plants have presented energy generation below expected levels in Brazil. One of the reasons for this generation may come about due to hydrological errors when measuring for hydroelectric plants or accounting for recent climatic changes.

The impacts of transposition methodology on hydroelectric generation have also been investigated by many authors. Meyer (2017) used hydrological data to analyze the influence of errors originating from transposition methodology for energy guarantee in a hydroelectric plant in Brazil; the preliminary conclusion of this study was that, when using the method of drainage area proportion relation, there is a tendency for underestimated values when related to a station with a greater area than that with a smaller area. This is one of the few studies present in the literature on the impact of uncertainty of the transposition by area relation on the hydroelectric potential. This current study expands upon the analysis by Meyer (2017) through the consideration of several dozens of fluviometric stations and evaluating a greater number of energy and economic parameters, thus innovating upon the initial approach.

Given that, in order to assess hydroelectric energy potential, one must use the methodology of flow data transposition and, that transposition per area relation is one of the most used methods due to its simple and easy application, the current study aims to assess the impacts of possible errors in the methodology of flow transposition by area relation on the energy and economic potential in a hydroelectric plant, aside from evaluating the relation between the deviations from physical parameters as well as the relation of drainage areas or distance between stations.

2. Methodology

With the aim of comparing results in distinct conditions, three sets of fluviometric stations located in different hydrographic watersheds were utilized for this study. For each data set, one station had to be used as a reference. The transposition methodology was then applied through Equation 1 for the average monthly flows of the other stations in order to transport them to the reference station, and the transposed results could be compared to the results originally measured in a point. The reference station was chosen based on the area relation being from 0.25 to 4 times (as previously explained, as one of the suggestions from ELETROBRÁS, 2000 for application of the transposition methodology) when compared with some stations and, that did not follow this rule when compared to other stations, in order to obtain results that allowed for evaluation of the influence of the area relations.

The first set (Set A) is comprised of eight fluviometric stations whose drainage areas do not exceed 2,000 km² and are located in the São Francisco River basin. The second (Set B) is made up of eight stations as well and belongs to the Atlantic Basin Eastern Region. The third and final Set C is located in the Paraná Basin and is comprised of 10 measurement stations of which some of them possess intermediate drainage areas when compared to A and B, varying from 2,000 km² to 10,000 km². The information on these fluviometric stations in each set can be found in Table 1. A distribution map of the stations is presented in Figure 1. It is worth highlighting that the stations in Set C are distributed along multiple sub-basins, while the other sets are concentrated in two separate but single sub-basins.

Table 1 : Summary of stations for Sets A, B, and C

Station	River	Basin	Sub - Basin	Code	DrainageArea [km ²]	Distance to the reference station [km]
Set A						
Pari	Itapecerica	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40185000	1,910	34.6
Marilândia (Bridge BR-494)	Itapecerica	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40170000	1,040	39.22
Itaúna Montante (reference station)	São João	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40269900	338	0
Fazenda Laranjeiras Jusante	Mato Dentro Stream	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40810400	11	10.96
Fazenda Pasto Grande	Serra Azul Brook	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40810800	55	14.79
Jardim	Serra Azul Brook	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40811100	113	17.9
Suzana	São Francisco	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40823500	154	25.12
Jaguaruna Jusante	São João	São Francisco	São Francisco River Paraopebas	40300001	1,560	44.46

Set B						
Fazenda Cachoeira das Antas	Doce River	East Atlantic	Doce River	56425000	10,100	191.83
Cachoeira dos óculos Montante	Doce River	East Atlantic	Doce River	56539000	15,900	166.05
Belo Oriente	Doce River	East Atlantic	Doce River	56719998	24,200	154.21
Governador Valadares	Doce River	East Atlantic	Doce River	56850000	40,500	128.36
Tumitiringa	Doce River	East Atlantic	Doce River	56920000	55,100	96.11
Resplendor Jusante	Doce River	East Atlantic	Doce River	56948005	61,200	38.57
UHE Mascarenhas Barramento (reference station)	Doce River	East Atlantic	Doce River	56992400	73,700	0
Colatina- Corpo de Bombeiros	Doce River	East Atlantic	Doce River	56994510	76,400	31.1
Set C						
Fazenda Buriti do Prata	Prata River	Paraná River	Paranaíba River	60850000	2,460	190.14
Tiradentes Port	Mortes River	Paraná River	Rio Grande	61107000	2,720	720.5
São Domingos Bridge	São Domingos River	Paraná River	Paranaíba River	60925001	3,520	143.38
Fazenda Boa Vista	Bois River	Paraná River	Paranaíba River	60715000	4,640	113.83
Prata Bridge	Prata River	Paraná River	Paranaíba River	60855000	5,230	130.86
Ituiutaba	Tijucu River	Paraná River	Paranaíba River	60845000	6,310	135.92
Espanhol Port	Ivaí River	Paraná River	Paraná, Paranapanema Rivers	64645000	8,540	717.97
Fazenda Santa Maria	Bois River	Paraná River	Paranaíba River	60772000	17,300	0
São José do Piquiri	Pequiri River	Paraná River	Paraguai, São Lourenço Rivers	66650000	30,000	655.33
Cárceres (DNPVN)	Paraguay River	Paraná River	Rios Paraguai, São Lourenço Rivers	66070004	32,400	820.37

Figure 1: Geographic Dispersion of Station Sets

The stations in Set A, identified by yellow markers, are concentrated in a single region of the São Francisco River basin and the distance between them is the smallest of this study. The purple markers from Set B are farther from each other when compared to Set A. Finally, the stations in Set C, identified by blue markers and located along the Paraná River basin, are the most distant from each other in this study. This more pronounced geographic dispersion could lead one to expect greater deviations in the results. In this set, four stations are located at a distance greater than 200 km, going up to 600 km and 800 km, allowing the authors to evaluate the quality of the transposition for longer distances in which expectations for this methodology to be successfully applied in practical situations are diminished. It should be noted that not all of the studied stations are on the same river, which is a suggestion from ELETROBRÁS (2000) for the transposition results to present fewer errors.

2.1 Hydro energy studies

In order to calculate the optimal potential and economic feasibility for the project, one must determine the annual amount of energy generated by the waterflow. To do this, a permanence curve is defined. Given that the hydraulic potential is related to flow and the permanence of the flow is associated with its time of availability, the hydraulic energy available can be calculated through the use of a river permanence curve (Souza et al., 2009).

According to Vesterna (2012), Brazilian law stipulates criteria for the use of water and each state maintains sanitary regulations for these flows. The flow must pertain to the riverbed and, therefore, cannot count on the calculation of potential energy in plants that have additional flow channels. As the present study does not aim to examine the merits of arranging an eventual hydroelectric plant at the analyzed points, the authors opted to adopt the remaining flow into the studied points, which amounted to flow values equal to 50% of the $Q_{95\%}$ due to the fact that this is the value in many Brazilian states, aside from being the methodology adopted by Costa et al. (2021).

$$Q_u = Q - 0.5Q_{95\%} \quad (2)$$

Where:

Q_u is the flow used in the project [m^3/s]

Q refers to any flow related to the permanence curve [m^3/s]

$Q_{95\%}$ refers to the flow of 95% of the permanence curve [m³/s]

Considering that each region has its own particular topography, and that the objective of this article is not to conduct detailed energy analysis of any one particular hydroelectric project, but rather to elaborate a comparison of the energy calculated to verify the errors of transposition by area relation, the authors opted to use a single gross head for each of the analyzed stations. The chosen value was 20 meters. The calculation of available energy for the hydroelectric plant based on a local permanence curve considers the base energy as the energy produced in a permanence flow 100% of the time, which is shown by the energy rectangle in E1 of Figure 2. Obtaining the available energy for any installed flow in the river above this is determined by the sum of the increments in energy (trapezoids) and can be described in Equation 3.

Figure 2: Permanence Curve with Energy. Source: Costa et al. (2021).

$$E(n) = E(n-1) + 1 [p(n-1) + \rho(n)][P(n) - P(n-1)] \quad (3)$$

Where:

n is the order of a given permanence

ρ is the permanence in h/h

P is the potential in kW

E is the energy in kWh

According to Cardoso et al. (2007) and Mensah et al. (2016), to optimize the installed power in a hydroelectric plant, the method of maximum net benefit (MNB) is used. The calculation considers hydrologic variables as well as economic ones, thus attaining a power while also maximizing profitability. The annual net benefit can be calculated through Equation 4. The power that results in the MNB is selected as the optimal installed potential power of the project. This methodology is valid for the run-of-river hydroelectric projects which do not have regularized reservoirs, in turn having lower average reserves (Souza et al., 2009; Singal et al., 2010). Even for the points in this study that can be characterized as large hydroelectric plants

($P > 30$ MW) were considered to be run-off- river projects given that this is a possible arrangement, as is the case of the Belo Monte plant – NORTE ENERGIA 2022.

$$NB = E T_m - P(C_{un}FRC) - Com \quad (4)$$

Where:

NB: benefit [BRL/year]

E: energy generated annually [MWh/year] P: total installed power [kW]

C_{un} : unit cost [BRL/kW]

T_m : average value for the energy sale rate [BRL/MWh]

FRC: the capital recovery factor, given by Equation 5 (Cardoso et al., 2007)

i: the annual interest rate in %, set at 10% per year;

n: useful life of the project.

$$FRC = \frac{(i) * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (5)$$

The sales rate for the energy utilized varied between the studied scenarios, given that the analyzed points behaved as SHP ($P < 30$ MW) and, for other plants, as MHP ($P > 30$ MW). According to ANEEL (2022), the reference price rate for energy in government bidding A-4 in 2022 was 268.4 BRL/MWh for SHPs and 187.7 BRL/MWh for LHPs. Accounting for the tendency of government contracts to have lower values than the ceiling price, the rates for this study were set at 20 BRL/MWh less than the reference above, resulting in values of 248.4 BRL/MWh for SHPs and 167.7 BRL/MWh for MHPs.

The concept of Levelized Cost of Electricity (LCOE) represents the cost per megawatt- hour in monetary costs for a generating plant during its useful lifecycle (Branker et al., 2011). This variable is calculated by the quotient between the sum of the transferred costs in the initial year and the energy discounted through time, according to Equation 6.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{C_n}{(1 + i)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{E_n}{(1 + i)^t}} \quad (6)$$

Where:

C_n = Cost per year (BRL), equal to the investment (I) in the first year and equal to the operational and maintenance costs in the remaining years (Com)

E = Energy produced annually (MWh/year);

m = Useful life of the project, set at 30 years for this study;

i = Annual discount rate;

t = year.

Many authors have proposed cost estimation equations for hydroelectric projects in the literature, both for projects in Brazil (Tiago Filho et al., 2017; Souza et al., 2019) as well as for other countries, such as Kaldellis et al., 2005; Singal et al., 2010, for small hydroelectric plants in India; Aggidis et al., 2010 for operations less than 1 MW in the United Kingdom; Buthchers et al., 2022 on hydroelectric generation cost estimates in Nepal). In this study, a cost estimate equation defined based on data from Almeida (2020) was used, which utilized 127 hydroelectric energy projects throughout Brazil (see Equation 7). This equation elaborates an investment estimate I in small and large plants. Furthermore, the correlation coefficient obtained by Almeida was also markedly elevated, greater than 0.9. The operational and maintenance cost was adopted as 2.5% of the initial investment (IRENA, 2012).

$$I [R\$] = 9.950,47 \cdot P(kW)^{0,953} \quad (7)$$

To conduct a robust analysis of the transposition methodology results, the relative percentual deviation (D) was calculated between the transposed values with the reference station in relation to the energy and economic parameters of the hydroelectric project; more specifically, 5%, 50%, and 95% of the permanence, the optimal potential (Pot – identified using the method of maximum benefit) and the LCOE in all three of the sets of the analyzed stations.

Finally, an analysis of the behavior of the deviations through correlations of the parameters as area relations and distances between the stations. The efficacy of the results will be evaluated in function of the suggestion of the relation of the areas of 0.25 to 4, which is the suggestion from ELETROBRÁS (2000) to minimize the errors of the transposition method, in order to verify the use of this proportion influences the calculated results. Basic statistical analyses were also conducted.

3. Results and discussion

3.1. Variations in the Permanence Curve due to Transposition Methodology

The results obtained at the reference station were compared to the transposed stations for each set. Upon doing so, some discrepancies were observed between them, influenced by factors that go beyond the analyzed area relation. Figures 3a, 3b, and 3c show the permanence curve for the reference stations and the stations whose data were transposed to the points of study.

Figure 3: Permanence Curve a) Set A, b) Set B, and c) Set C.

Through Figure 3, it can be seen that the curves not only vary between each other in their flow values, but there are also eventual alterations in the variation profiles themselves. That is, there are distinctions between the original permanence curve profiles that are brought together with the transposition, which naturally only corrects the flow values and not the curve shape because it deals with the multiplication of the curve values by the area relation, which is a constant.

The stations belonging to Set A have a smaller drainage area and therefore the distance between stations is also smaller. Precisely the contrary occurs with Sets B and C. This suggests that this could be one of the reasons for the difference between the curves from Set A and Set C, since a greater discrepancy is seen between the permanence curves for the latter.

These variations between the permanence curves from the reference station and the transposed points are relevant and will have direct impact on the energy and economic results of the hydroelectric project, given that the energy produced by the plant will be calculated by the area below the permanence curve. Figure 4 exemplifies the impacts of the permanence curve variations on the energy curve, which relates power and energy) of the Itaúna Montante stations, which is the reference for Set A, with two stations whose data were transposed, Marilândia and Pari. The behavior of the curve shows that by increasing the power, there is an increase in the energy generated, until it reaches its saturation point. From that point on, there is no alteration in the energy values. It can be seen that the reference station (Itaúna) presents a maximum value for power versus energy greater than the other two sets.

Figure 4: Power versus Energy Curve for Set A Stations.

3.2 Analysis of deviations in the power calculations resulting from the permanence curve

In light of the highly discrepant values encountered for the permanence curve, the deviation results between the original results and the associated transposed power values for the three permanence results relevant to the permanence curve are presented: Q95% (a lower value, used when one desires greater certainty in operating a hydroelectric plant – Souza et al., 2009), Q50% (a more elevated value, closer to medium flow) and Q5% (a significantly elevated value, normally not used for turbine operation), for all of the stations.

It was expected that the power for the Q95% flow would show values close to those found, especially for dealing with flow rates below the others. However, they differed significantly among each other, in some cases up to 100% of the difference between the reference station with the stations whose data were transposed. The power for the Q50% flows in general demonstrate discrepancy in their values when compared to the reference station for all of the sets of analyzed stations, as the deviation values were considerably elevated, and many times above 100%. The same behavior was obtained in Set C; it is worth highlighting the deviation of the Espanhol Port station, which was close to 200%.

in relation to the reference station. These results show the elevated errors that can be obtained through transposition methodology when comparing the transposed powers with those calculated from the original data from a determined location. The results in Table 2 along with Figures 3 and 4 demonstrate the absence of relevant differences in the results in function to the area relation. No significant differences were observed when considering stations between or outside of the proportion of 0.25 to 4, which is the suggestion from ELETROBRÁS (2000).

Table 2: Powers and deviations of the reference stations and transposed stations

Set	Fluviometric Station	Area Relation	Power relative to Q95% [kW]	P95% Deviation from reference	Power relative to Q50% [kW]	P50% Deviation from reference	Power relative to Q5% [kW]	P5% Deviation from reference
A	Pari	5.65	73.64	-1.30	489.81	-20.51	1,918.55	33.10
	Marilândia	3.07	59.47	-20.29	453.39	-26.42	2,150.54	49.19
	Itaúna Montante (Reference)	-	74.61	0.00	616.20	0.00	1,441.43	0.00
	Fazenda Laranjeiras Jusante	0.03	35.76	-52.07	324.69	-47.31	1,208.65	-16.15
	Fazenda Pasto Grande	0.16	52.55	-29.57	468.10	-24.03	1,859.55	29.01
	Jardim	0.33	50.00	-32.98	461.84	-25.05	1,794.90	24.52
	Suzana	0.46	65.34	-12.42	408.72	-33.67	1,958.21	35.85
	Jaguruna Jusante	4.62	64.74	-13.23	413.33	-32.92	1,744.66	21.04
B	Cachoeira das Antas	0.13	49,861.15	104.45	132,884.93	97.13	432,208.07	41.02
	Cachoeira dos Óculos	0.21	39,941.09	63.78	111,529.10	65.45	379,730.58	23.90
	Belo Oriente	0.33	37,667.20	54.45	107,784.62	59.90	371,781.10	21.30
	Governador Valadares	0.55	35,442.46	45.33	105,005.90	55.77	385,902.63	25.91
	Tumiritinga	0.75	33,080.75	35.65	96,801.52	43.60	353,789.10	15.43
	Resplendor Jusante	0.83	25,478.25	4.47	77,555.91	15.05	341,924.32	11.56
	UHE Mascarenhas (Reference)	-	24,387.55	0.00	67,409.06	0.00	306,489.86	0.00
	Colatina Corpo de Bombeiros	1.04	45,933.23	88.35	85,548.34	26.91	277,444.98	-9.48

C	Fazenda Buriti do Prata	0.14	7,401.70	57.42	32,209.33	37.02	130,942.25	65.57
	Prata Bridge	0.3	6,611.90	40.62	26,986.52	14.80	115,740.55	46.34
	São Domingos Bridge	0.2	3,610.42	-23.22	17,163.05	-26.99	74,042.99	-6.38
	Ituiutaba	0.36	9,606.35	104.30	30,952.94	31.67	98,951.64	25.12
	Tiradentes Port	0.15	11,452.05	143.56	38,998.56	65.90	132,320.36	67.31
	Cárceres	1.8	12,395.39	163.62	33,537.39	42.67	105,145.80	32.95
	Fazenda Boa Vista	0.26	5,566.05	18.38	25,570.49	8.78	91,627.14	15.85
	Fazenda Santa Maria (Reference)	-	4,702.02	0.00	23,507.28	0.00	79,087.98	0.00
	São José do Piriqui	1.74	8,318.90	76.92	17,612.24	-25.08	66,113.68	-16.40
	Espanhol Port	0.49	7,750.45	64.83	53,355.42	126.97	229,506.29	190.19

3.3 Analysis of optimal power deviations and LCOE

Table 3 presents the results for the maximum net benefit values, LCOE, optimal power, and the percentage of flow failures (months without flow measurements) for the stations from Set A.

Table 3: Comparison of Set A Data.

	Itaúna (reference station)	Marilândia	Pari	Fazenda Laranjeiras Jusante	Fazenda Pasto Grande	Jardim	Suzana	Jaguaruna Jusante
Area relation	-	3.07	5.65	0.03	0.16	0.33	0.46	4.62
Percentage of Flow Failures	0	1.45	0.72	65	0	0.25	0.72	0
Maximum net benefit [10 ⁶ BRL /year]	0.504	0.336	0.333	0.175	0.336	0.336	0.294	0.300
Optimal Power [kW]	659.1	543.8	568.9	401.9	552.8	557.2	486.4	479.2
LCOE [BRL/MWh]	138.4	155.9	154.8	172.3	152.75	153.2	153.3	151.33
Relative deviation between the optimal power values in relation to the reference station (%)	-	-17.5	-20.79	-39.01	-16.12	-15.46	-26.20	-27.29
Relative deviation between the LCOE values in relation to the reference station (%)	-	12.6	11.82	24.50	10.36	10.67	10.75	9.33

With the exception of Laranjeiras, all of the stations presented low failure rates in their flow data, which demonstrated the reliability of the results due to the limited amount of interference in the flow values in the permanence curves. It can be noted that, for Set A, the greatest deviations related to optimal power and LCOE values originated from Fazenda Laranjeiras (outside of the area relation of 0.25 to 4.0), while the lowest deviations are present at Fazenda Pasto Grande (also outside of the 0.25 to 4 relation). Furthermore, it is possible to perceive that the Fazenda Pasto Grande and Jardim stations obtained very similar results, while the former was outside of the area proportion and the latter was within. Finally, it stands out that the stations with relation to areas within the suggested range also presented elevated deviations, such as the Suzana station with optimal power. It can be concluded that the use of the area relation from 0.25 to 4 did not significantly influence the deviations encountered for Set A.

Still on Table 3, it can be seen that the Fazenda Laranjeiras and Fazenda Pasto Grande stations have, respectively, the MNB furthest and closest to the value found for the reference station. Both are outside of the recommended drainage area proportion ratio.

Table 4 presents the results from the stations in Set B, which is characterized by increased drainage areas and, in turn, increased flow and power. Such plants have optimal installation power levels that go beyond the power limit for small hydroelectric plants, thus being considered as run-of-river hydro power plants for the present study.

Table 4: Comparison of Set B Data.

	UHE Mascarenhas (Reference Station)	Fazenda Cachoeira das Antas	Fazenda Cachoeira dos Óculos	Belo Oriente	Governador Valadares	Tumitiringa	Resplendor Jusante	Colatina
Area relation	-	0.13	0.21	0.33	0.55	0.75	0.83	1.04
Percentage of Flow Failures	0.41	0.41	0	13.75	0	0	50	8.75
Maximum net benefit [10 ⁶ BRL/year]	28.15	60.99	48.71	54.03	44.78	41.25	45.71	26.91
Optimal Power [kW]	67,409.05	141,499.13	116,276.0	113,985.1	107,208.35	98,223.62	77,696.05	85,548.34
LCOE [BRL/MWh]	109.02	106.45	107.87	110.55	108.17	108.12	108.41	101.53
Relative deviation between the optimal power values in relation to the reference station (%)	-	109.91	72.49	69.09	59.04	45.71	15.26	26.90
Relative deviation between the LCOE values in relation to the reference station (%)	-	-2.352	-1.05	1.41	-0.77	-0.82	-0.55	-6.86

The data from Set B show optimal power deviations for stations that are within the suggested area relation ratio. However, considerable optimal power deviations are also found in the stations with area relation outside of the 0.25 to 4.0 proportion. Furthermore, stations both between and outside of this indicated range have quite similar optimal power and LCOE deviations, which is the case for Cachoeira dos óculos and Belo Oriente. These results demonstrate the difficulty in defining an adequate distinction of the influence of area relation on the results.

When the LCOE deviations are analyzed, it can be seen that there are stations within the area relation whose deviations are greater than those outside. This occurs with Colatina, which is within the proportion relation; however, it possesses the greatest LCOE of the entire set. The lowest LCOE value belongs to Resplendor Justante, which is within the 0.25 to 4.0 relation. In general, reduced deviations are seen between the calculated LCOE and the reference station for Set B. The elevated values for the power in Group 2 are one of reasons for this, which go beyond the limits of small hydro power plants, which the transposition methodology is suggested, and mean that the identified potentials are of large run-of-river hydroelectric plants, which may imply a tendency for LCOE to stabilize with increasing power. This tendency is verified in the results of Costa et al., 2021.

The results of the deviation for Set C are presented in Table 5.

Table 5: Comparison of Set B Data.

	Fazenda Santa Maria (reference station)	Fazenda Buriti do Prata	Prata River	São Domingos River	Ituiutaba	Porto Tiradentes	Cárceres	Fazenda Boa Vista	São José do Piquiri	Espanhol Port
Area relation	-	0.14	0.30	0.2	0.36	0.15	1.8	0.26	1.74	0.49
Percentage of Flow Failures	0	0	0	0	0	0.75	0	0	6.61	0
Maximum net benefit [10 ⁶ BRL /year]	7.06	11.044	9.39	5.52	11.63	14.49	12.59	8.46	7.23	17.83
Optimal Power [kW]	21,047.58	31,059.62	26,238.79	15,698.83	29,432.68	36,629.99	30,988.22	23,732.84	16,450.4	52,763.22
LCOE [BRL/MWh]	119.01	116.32	116.37	117.84	112.55	112.19	111.60	118.02	110.16	118.14

Relative deviation between the optimal power values in relation to the reference station (%)		47.56	24.66	-25.43	39.83	74.34	47.22	12.75	-21.84	150.68
Relative deviation between the LCOE values in relation to the reference station (%)		-2.25	-2.22	-0.98	-5.42	-5.78	-6.27	-0.83	-7.43	-0.72

Table 5 shows an elevated deviation of 150% for the optimal power for the Espanhol Port gauge, whose area relation is favorable to the suggested proportion, while the deviations for the fluviometric stations that are not within the area relation do not go beyond 75%.

Seeing that the power deviations are elevated, the proximity among the MNB curves diminishes. Figure 5 shows the discrepancy between the curves of the Espanhol Porto and the reference station, while the curves from Fazenda Boa Vista and the reference gauge are similar. In this case, the area relation does not have any influence on the MNB curves versus power, as both of the cited stations are within 0.25 to 4.0. It is worth highlighting that the power limits are superior to the small hydroelectric plants and the stations analyzed present elevated distances between each other. The Espanhol Port station is over 700km from the reference station, which is much farther than most of the studied stations, thus indicating that this factor is responsible for the elevated deviations.

Figure 5: Net Benefit of the reference station and the greatest deviations

The LCOE versus Power in Figure 6 demonstrates the proximity between the curves from the Fazenda Boa Vista station with the reference. For the Set C stations, there was no considerable discrepancy for the for the LCOE deviations on the MNB points between the analyzed stations; they vary in values below 7%. However, the LCOE curves for the Espanhol Port, in relation to the reference, are significantly distant. The probable motive for this is the distance from the reference, as discussed in the previous paragraph.

Figure 6: LCOE for the reference station and greatest deviations.

It is worth highlighting that a single energy rate was used for the Set C stations (a typical energy sales rate for LHPs is approximately 170 BRL/MWh), given that the station power for the stations in this region could be considered SHPs or LHPs based on the installed power. However, when using different rates in function of the power, the optimal power of 30 MW (the threshold between SHP and LHP) was the value that resulted in the MNB for multiple options (given that this is the limit for SHPs, which has a greater sales rate for energy than LHPs). Thus, in some points the transposition methodology does not lead to errors; this is not due to the precision in the hydrologic methodology, but rather due to the deviation caused by the distinction between these rates. The contrary is also true, where some points would exhibit a pronounced deviation between transposed and original stations, not due to imprecision in the hydrologic methodology, but rather from the rate differences.

The results for the analyzed sets show difficulties in establishing a relation between the drainage area proportions (between and outside of the 0.25 to 4.0) with quality energy and economic results, given that there are results with small and large deviations for the stations with different area relations. Thus, at the moment of transposition, the area relation is not the only factor that should be considered, seeing that no pattern was observed for the deviations.

Another point to be discussed is the degree of the deviations. In most cases, the deviations between the reference and the transposed value are greater than 50% of the optimal power, which is an elevated value and that could bring about considerable errors in power and feasibility studies for hydro power plants, causing erroneous forecasts and expectations for a region and thus leading to incorrect project dimensions and operational losses. One example of this problem is lower than expected generation (which is a problem for many SHPs, as identified by Vasconcellos, 2018 and Vasconcellos et al., 2020). In the case of LCOE, the deviations were lesser, which shows that the final cost for developing power under these conditions showed themselves to be more inelastic than the optimal power, usually under 10% and diminished in accordance with diminished installed power.

3.4 Deviation correlation analysis

The correlation analysis herein aims to verify if a tendency for the deviations to increase along with the distance or the drainage area relation between the stations, regardless of the hydrographic basin under study.

The correlated parameters can be seen in the following graphs. Initially, the distance between the stations with the optimal power are shown in Figure 7. Figure 8 establishes the existing correlation between the drainage area parameters and the optimal power deviation. Figure 9 shows the deviations between the 95%, 50%, and 5% powers in relation to the drainage areas for each of the studied sets. Figure 10 presents the permanence curve deviations in relation to the distance between the stations and the reference.

Figure 7: Correlation between Distance and Optimal Power

Figure 8: Correlation between the Area Relation and the Optimal Power Deviation

Figure 9: Correlation between Area Relation and the Permanence Curve Power

Deviation: (a) P95%; (b) P50% e (c) P5%

Figure 10: Correlation between distance and the Permanence Curve Power Deviation (a)

P95%; (b) P50% e (c) P5%.

Figures 7 to 10 suggest that there is no relevant correlation between the analyzed parameters and their area relation, given that the data are disperse and the correlation coefficients are quite reduced for all of the tendency lines evaluated. Thus, it can be concluded that the drainage area relation between fluviometric stations whose data were transposed, and the reference stations exercise some significant influence on the optimal power results found.

Even the correlation analyses with powers of 95%, 50% and 5% of permanence with the relation of areas, which consider only hydrological and non-economic factors, were not successful. Therefore, one can conclude that it is not the economic factors involved in the analysis of net benefit and optimal potency that cause the high deviations and correlations.

Figures 7 and 10 present the correlations between the optimal power deviations and the distance from the reference station. Although the correlations obtained are not yet high (the correlation coefficient is no more than 0.7), there is a clear tendency for deviations to increase as distance increases. This result was intuitively predicted, seeing that, with increasing distance between the stations, naturally the power deviations also increase, since the greater the distance between them, the greater the probability of having variations in the climate or in the use of the soil of the basin that impact the local hydrology.

Considering these complex questions, one must consider all factors to reach reliable conclusions, since there are many factors that influence the results. Several authors have studied different methods to perform regionalization and flows using parameters that go well beyond area relation, such as relief, climate and land use parameters. Souza et al. (2009) stipulates equations that are a function of the average precipitation in mm and the drainage area for the regionalization of the flows. Lopes et al. (2017), uses a series of variables such as drainage area (the only factor considered in the transposition method), basin drainage density, basin length, and precipitation (total, wet months and dry months) in its regionalization process. A joint analysis with such factors may enable a better understanding of the errors associated with the transposition process.

3.5 Statistical Analysis

For a better understanding of the calculated deviations between the original and transposed data, an analysis of basic statistical parameters of the results was performed. Deviations were considered in module for the calculation of these parameters. Table 6 shows the values found, separated into groupings of data within and outside the ratio of proportion of areas in module.

Table 6: Deviation values within and outside the area relation

Data outside the area relation of 0.25 to 4				
Area (km ²)	Distance (km)	Area relation to the reference Station	D _{Pot} %	D _{LCOE} %
11.00	10.96	0.03	39.01	24.50

55.00	14.79	0.16	16.12	10.36
1560.00	44.46	4.62	27.29	9.33
1910.00	34.60	5.65	13.67	11.82
10100.00	191.93	0.14	109.91	2.35
15900.00	166.05	0.22	72.49	1.05
2460.00	190.14	0.14	47.57	2.26
3520.00	143.38	0.20	25.41	0.98
2720.00	720.50	0.16	74.03	5.78

Data within the area relation of 0.25 to 4.0				
Area (km ²)	Distance (km)	Area relation to the reference Station	D _{Pot} %	D _{LCOE} %
113.00	17.90	0.33	15.46	10.67
1040.00	39.22	3.08	17.48	12.65
154.00	25.12	0.46	26.20	10.75
24200.00	154.21	0.33	69.09	1.40
76400.00	31.10	1.04	26.91	6.87
61200.00	38.57	0.83	15.26	0.55
55100.00	96.11	0.75	45.71	0.82
40500.00	128.36	0.55	59.04	0.77
32400.00	820.37	1.87	47.23	6.23
4640.00	113.83	0.27	12.76	0.83
6310.00	135.92	0.36	39.84	5.42
5230.00	130.86	0.30	24.66	2.22
8540.00	717.97	0.49	150.69	0.73
30000.00	655.33	1.73	21.84	7.43

In order to verify whether there are relevant differences between the results obtained, the sets, and the different area relationships, the averages and standard deviation for the data of each set were compared, as well as a division of the data outside (scenario 1 - SC1) and within (scenario 2 – SC2) the range of 0.25 to 4 (Tables 7 to 9).

Table 7: Statistic Analysis of the Optimal Power Deviation

D_{Pot}	Set A	Set B	Set C	SC1	SC2	All Stations
Average (%)	22.18	56.92	49.34	47.28	40.87	43.38
Standard Deviation (%)	9.15	31.53	42.22	32.25	36.08	34.03

Table 8: Statistical Analysis of LCOE Deviation

D_{LCOE} (%)	Set A	Set B	Set C	SC1	SC2	All Stations
Average	12.87	1.98	3.54	7.6	4.81	5.9
Standard Deviation (%)	5.3	2.24	2.65	7.6	4.34	5.83

Table 9: Statistical Analysis of the Permanence Curve Deviation

Deviation (%)	Parameter	Set A	Set B	Set C	SC1	SC2	All Stations
P relative to Q95%	Average	23.12	56.64	76.98	48.86	54.47	54.40
	Standard Deviation (%)	16.7	33.25	51	46.32	42.95	42.98
P relative to Q50%	Average	29.99	51.97	42.21	41.73	38.31	41.46
	Standard Deviation (%)	8.98	26.9	35.84	28.02	29.52	27.65
P relative to Q5%	Average	29.84	21.23	51.79	30.35	37.15	35.81
	Standard Deviation (%)	10.91	10.69	56.22	22.49	45.7	37.37

For the optimal power deviation (Table 7), it can be seen that there is no difference in the average value of the deviation inside and outside the studied area relation (SC1 and SC2), while in SC1 a slightly higher average was observed. However, with the standard deviation, the opposite occurred; that is, the greatest deviation was observed within the area relation (SC2).

This indicates that, despite being slightly smaller on average, the relative deviations within the area relation from 0.25 to 4 vary more than those outside, therefore, are more subject to outliers.

In Table 8, which lists the LCOE deviation data, it was observed that the mean and standard deviation inside and outside the area relationship have similar values, being smaller within the area relationship. The LCOE deviations were smaller in sets B and C, probably because of the greater power of these sets. With greater power, there are smaller LCOEs with a greater tendency to stabilize, which also resulted in smaller deviations. The deviations obtained in the LCOE values were much lower than the deviations in the optimal power values.

It is observed that the average of the power deviations is lower in Set A for both the optimal power as well as the powers taken from the permanence curve (see Tables 7 and 9). This is due to the small distance values between the stations in set A, which show an average of 27 km. However, this conclusion is not valid for all cases, since set C, whose

average distance exceeds 400 km, has average deviations close to set B, whose average distance does not exceed 120 km, in some cases for optimal power and for P50%. As mentioned before, other factors must be considered for a more comprehensive analysis, such as land use, physical and climatic characteristics of the basin, financial variables, which, in the case of the optimal power determined by the maximum net benefit method, will directly influence the result.

A scenario with a higher rate and closer to the reality of SHPs was analyzed for stations in Set C. The use of a sales rate equal to 227 BRL/MWh (instead of 168 BRL/MWh) would reduce the average deviations of this set of stations to 31.66%. This demonstrates that economic variables affect average deviations obtained in the transposition methodology when the power optimization is applied through the MNB method and reinforces the need for the correct choice of economic variables in hydroelectric potential studies. However, for both rates, the average deviations obtained were high.

The results made it possible to identify the average deviations of optimal power of all 26 stations, being equal to $43.38\% \pm 34.03\%$ for optimal power and $5.9\% \pm 5.83\%$ for LCOE; thus,

demonstrating that the deviations of the transposition process by area relation cause considerable errors in general, especially for the optimal power, while the LCOE parameter proved to be more inelastic under the conditions studied. In the case of the powers of the permanence curve (which are not influenced by economic factors), the average deviations were always between 30% and 50%. Such facts demonstrate that the transposition methodology can lead to errors in the calculated hydroelectric potential and even cause operational problems for hydro power plant projects. This reinforces the importance of using more comprehensive methodologies in the regionalization of flows, which consider more parameters such as relief and different uses and types of soil.

4. Final Considerations

This study sought to analyze the impact of flow transposition methodology on the energy and economic parameters of a hydroelectric plant, sets of fluviometric stations located in different hydrographic basins and with different drainage areas were analyzed. For each set of stations, a reference point was chosen based on the analysis of the proportion of] areas that it established with the other stations in the set. It was taken into account that the stations chosen for the same set were in the same hydrographic basin. The impact of the size of the drainage areas of the stations involved in the transposition process was evaluated considering three sets of stations located in different basins.

From the analysis of the permanence curves, variation is seen not only in the shape of the curves, but also in the analyzed flow values. Such values have a direct impact on the energy and economic results of a hydroelectric plant since the energy produced is directly linked to the area below the permanence curve.

The data from the three sets of stations did not establish a reliable or repeatable relationship between the drainage areas that could influence energy and economic results. The errors found in the permanence curves were loaded into the calculation of the MNB and LCOE, and, in the three sets of stations studied, there were cases with high and low deviations both inside and outside the area relation from 0.25 to 4, in turn making it difficult to establish a pattern for understanding the behavior of the problem. This demonstrates that the area relation should not

be the only factor considered in order to transpose flow data, since no deviation pattern was observed. A joint analysis with additional variables, such as physical characteristics and climatic conditions of the hydrographic basin would be a more robust approach.

It was not possible to establish a relevant correlation for the power deviations and the area relation for the any of the studied sets. It can be concluded that the relation between the drainage area proportions of the reference station and the transposed station does not exert, for the cases studied here, a significant influence on the optimal power and LCOE results. Regarding the distance between the stations, a trend towards an increase in the relative deviations can be verified as a function of the distance between the stations, although it was not possible to obtain a direct correlation between the parameters. Such a result may indicate that thinking in terms of distance, rather than a relation of areas, may be more appropriate when defining limits for the application of the transposition methodology.

Through statistical methodologies applied to the available data set, it was possible to conclude from the calculation of the average deviations that, in general, these deviations from the process of transposing flow data through the area proportion method cause considerable errors, namely for power, which can cause serious problems, such as incorrect estimation of hydroelectric power, resulting in projects with operational complications and power generation below forecasted levels and erroneous estimates of economic feasibility.

It should be highlighted that there is a need for more studies in the area with a greater number of samples from fluvioimetric stations. Suggestions for future work include: i) a hypothesis test to verify the statistical differences between the criteria for the relationship of areas; b) a comparison of the transposition methodology by relation of areas with more advanced methodologies that use other climatic and physical factors of the basin; and c) differentiate between SHPs and LHPs in the analyses to verify if the type of hydro power plant impacts the results.

References

- Aggidis, G. A. et al. The costs of small-scale hydro power production: impact on the development of existing potential. *Renew Energy* 2010;35:2632–8.
- Almeida, J. L. S. S. Estimation of the implementation cost and feasibility analysis of renewable energy plants in Brazil. Final Graduation Work (Environmental Engineering). Federal University of Itajubá (MG). 74 p., 2020 (In portuguese).
- ANEEL National Electric Energy Agency. ANEEL's Board of Directors approves the notice for the 2022 A-4 Generation Auction, with 75 GW in registered projects. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/diretoria-da-aneel-aprova-o-edital-do-leilao-de-geracao-a-4-de-2022-with-75-gw-in-registered-projects#:~:text=J%C3%A1%20os%20pre%C3%A7os%20de%20refer%C3%Aancia,65%2FMWh%20para%20usinas%20e%C3%B3licas>>. Access: 06/17/2022 (In portuguese).
- Baena, L.G.N.; Silva, D.D.; Prushi, F.F.; Calijuri, M. L. Flow regionalization based on a digital elevation model for the Paraíba do Sul River basin. *Eng. Agr.*, 24 (3), Dec 2004 (In portuguese).
- BEN. NATIONAL ENERGY BALANCE 2021: Base year 2020 / Energy Research Company. – Rio de Janeiro: EPE, 2015. 292 p.: 182 (In portuguese).
- Branker, K.; Pathak, M.J.M.; Pearce, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, [S.L.], v. 15, n. 9, p. 4470- 4482, dez. 2011.
- Butchers, J. et al. Cost estimation of micro-hydropower equipment in Nepal. *Development Engineering*, V. 7, 100097, 2022.
- Cardoso, R. B. Almeida, R. P. Horta Nogueira, L. A. An evaluation of the Expedited Method to determine project flow in small hydroelectric plants. *PCH Noticias & SHP News*, v 33, p 10-14, 2007.
- Casadei, S. Liucci, L. Valigi, D. Hydrological Uncertainty and Hydropower: New Methods to Optimize the Performance of the Plant. *Energy Procedia*, V.59, 263 – 269, 2014.
- Cassalho, F.; Beskow, S.; Vargas, M. M.; Moura, M. M.; Ávila, L. F.; Mello, C. R. Hydrological regionalization of maximum stream flows using an approach based on L- moments. *Revista brasileira de Recursos Hídricos*, V. 22, 2017.

- Costa, T.F.; Santos, I. F. S. Analysis of the impact of the methodology of construction of the flow permanence curve on the optimal benefits of a hydroelectric plant. Conference on Small Hydroelectric Power Plants. Sao Paulo, Brazil, 2018 (In portuguese).
- Costa, T.F.; Santos, I.F.S.; Tiago Filho, G.L.; Barros, R.M.; Miranda, R.T. Optimum hydropower potential study on nine Brazilian drainage basins using a numerical algorithm. Environment, Development And Sustainability, [S.L.], v. 23, n. 2, p. 1729- 1758, 24 fev. 2021.
- De Lavenne, A. Boudhraâ, H. Cudennec, C. Streamflow prediction in ungauged basins through geomorphology-based hydrograph transposition. Hydrology Research, V.46, 2015
- ELETROBRAS. Guidelines for Studies and Projects of Small Hydroelectric Power Plants. 2000. Available at: <<http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm>>. Accessed on 02/2021 (In portuguese).
- Gaudard, L. Gabbi, J. Bauder, A. Romerio, F. Long-term Uncertainty of Hydropower Revenue Due to Climate Change and Electricity Prices. Water Resources Management volume 30, 1325–1343, 2016.
- IRENA. International Renewable Energy Agency. Hydropower. Renewable energy technologies: cost analysis series. Vol. 1, 2012.
- Junqueira, R. et al. Comparison Between Different Methodologies for Filling Gaps in Rainfall Data. Sustentare, [S.L.], v. 2, no. 1, p. 24-37, 24 Aug. 2018. Vale do Rio Verde University (UninCor). <http://dx.doi.org/10.5892/st.v2i1.4982> (In portuguese).
- Kaldellis, J. K. et al. Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: the complete sensitivity analysis. Energy Policy 2005; 33:1969–85.
- Kanzawa, H. Y. Sampaio, H. B. Santos, I. F. S.; Tiago Filho, G. L. Economic feasibility analysis and components sizing of a micro hydropower plant in Brazilian southeast region. American Journal of Hydropower, Water And Environment Systems, v. 7, p. 38- 47, 2021.
- Lopes, T. R.; Zolin, C. A.; Prado, G.; Paulino, J.; Almeida, F. T. Regionalization Of Maximum And Minimum Flow In The Teles Pires Basin, Brazil. Eng. Agríc., Jaboticabal, v.37, n.1, p.54-63, jan./fev. 2017.
- Mensah, J. H. R. Analysis of the spatial distribution of flows, energy potential and economic viability of hydroelectric projects in Rio Grande - MG. 2016. 64 f. (Final Graduate Work) - Water Engineering Course, Federal University of Itajubá, Itajubá, 2016 (In portuguese).

Meyer, G. Influence of the Flow Series Generation Process on the Physical Guarantee Value of Small Hydroelectric Power Plants. 2017. 94 f. Final graduation Work - Water Engineering Course, Federal University of Itajubá, Itajubá, 2017 (In portuguese).

Moreira, A.S.H.M.; Santos, I.F.S.; Tiago Filho, G. L. Barros, R M. Sensitivity and elasticity analysis of the economic benefits of a hydroelectric power plant project in the south of Minas Gerais. Brazilian Energy Journal, v. 24, p. 7-26, 2018 (In portuguese).

NORTH ENERGY. Run-of-river plant and smaller flooded area. Available at <<https://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/arranjo>>. Access: 09/2022 (In portuguese).

Saliba, A.P.M..A Feasibility Analysis of Small Hydroelectric Power Plants and the Concept of Flow Envelopes: A Stochastic Approach to Water Resources. 2000. 122 f. Dissertation (Master's) - Master's Course in Sanitation, Environment and Water Resources, Federal University of Minas Gerais, Belo Horizonte, 2000 (In portuguese).

Santos, I. R.B. Tiago Filho, G. L. Vasconcellos, B. T. C. Souza Júnior, O. H. Santos, I. F. S. Energy and economic study of the increased energy production of cascaded hydroelectric plants due to the heightening of the upstream reservoir: A case study in Cipó-Rio das Antas dam. Renewable Energy. V. 198, 228-245, 2022.

Silva, L. Hydrometeorological monitoring in Brazil: an analysis from the perspective of public policy coordination. Latin American Water Management Magazine, [S.L.], v. 18, no. 1, p. 3, 22 Mar. 2021. Brazilian Water Resources Association - ABRH. <http://dx.doi.org/10.21168/rega.v18e3> (In portuguese).

Singal, S.K. et al. Analysis for cost estimation of low head run-of-river small hydropower schemes. Energy Sustain Dev, 14:117–26, 2010.

SIGA - ANEEL Generation Information System, 2021. Available at: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MMNQ0LWVh> Accessed on: 09/14/2021 (In portuguese).

Souza, C. F. Environmental flows in hydroelectric plants: Belo Monte and Manso. Doctoral thesis. Institute of Hydraulic Research, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS, 2009 (In portuguese).

Souza, Z. A.; Santos, A. H. M.; Costa, E. B.; *Hydroelectric Power Plants: Implementation and Commissioning*, second ed., Interscience, Rio de Janeiro, 2009 (In portuguese).

Souza, Z., Tiago Filho, G. L., Barros, R. M., Santos, I. F. S., Silva, F. G. B., Leite, M. D. P., et al. (2017). The limit of sequential exploitation of a river's hydraulic potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 272–285.

Tiago Filho, G. L. Santos, I. F. S. Barros, R. M. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 229–238, 2017.

Vasconcellos, B. T. C. Analysis of the physical guarantee of small hydroelectric plants, dispatched not centrally, and the potential for Hybrid Complementation. Master's Thesis (Energy Engineering). Federal University of Itajubá (MG), 201 p., 2018 (In portuguese).

Vasconcellos, B. T. C. Tiago Filho, G. L. Bonatto, B. D. Souza Júnior, O. H. Applying an Exponentially Weighted Moving Average control chart using flow history and assured energy levels to small hydroelectric power plants. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 25, e36, 2020.

Vestena, L.R.; Oliveira, E.D.; Cunha, M.C.; Thomaz, E. L. Ecological flow and water availability in the Pedras basin, Guarapuava-PR. *Ambi-Água*, Taubaté, v. 7, no. 3, p. 212- 227, 2012 (In portuguese).

SUBMETIDO AGUARDANDO APROVAÇÃO

Declaration of interests

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.

The authors declare the following financial interests/personal relationships which may be considered as potential competing interests:

SUBMETIDO AGUARDANDO APROVAÇÃO

Figure 1

[Click here to access/download;Figure;Fig1.tif](#)

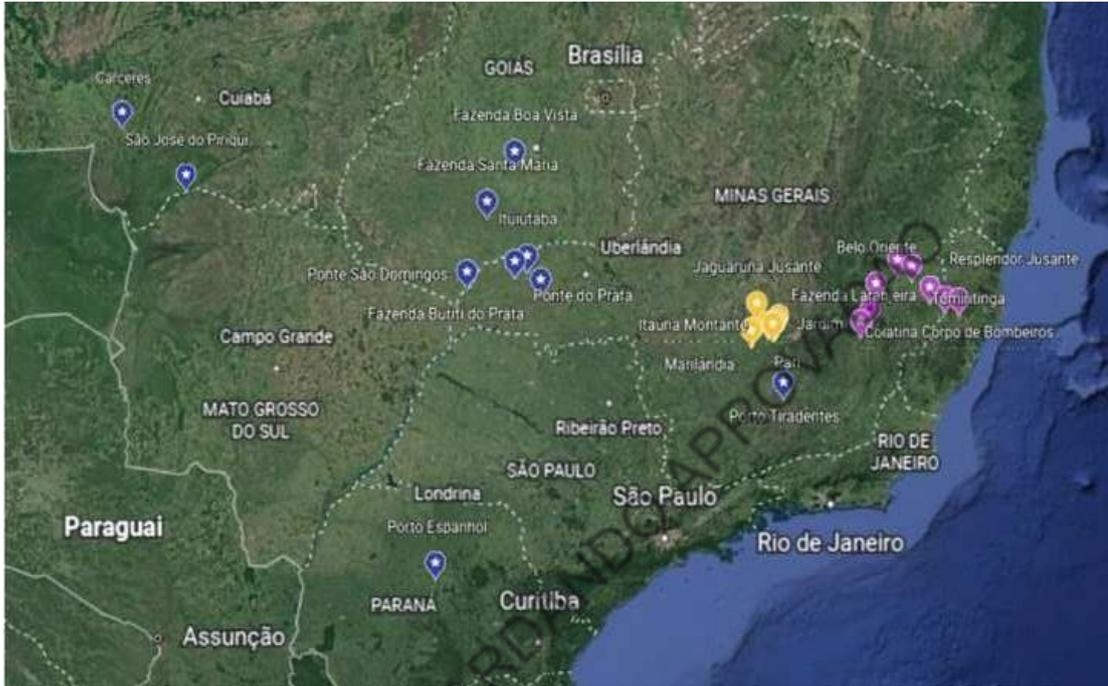


Figure 2

[Click here to access/download;Figure;Fig2.tif](#)

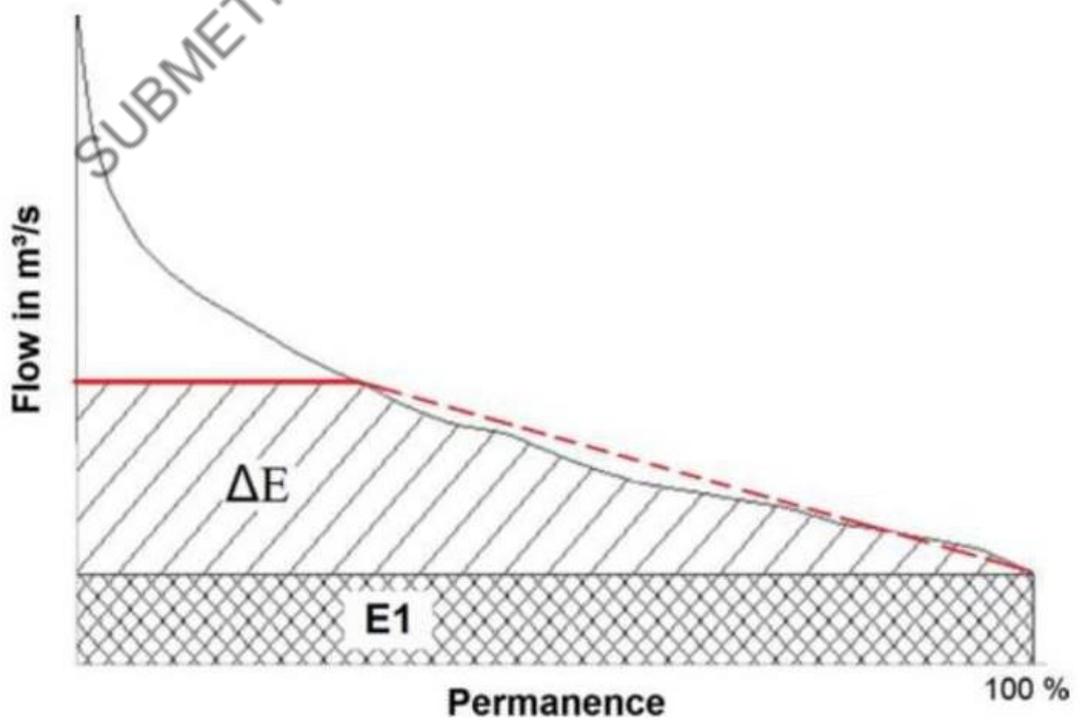


Figure 3A

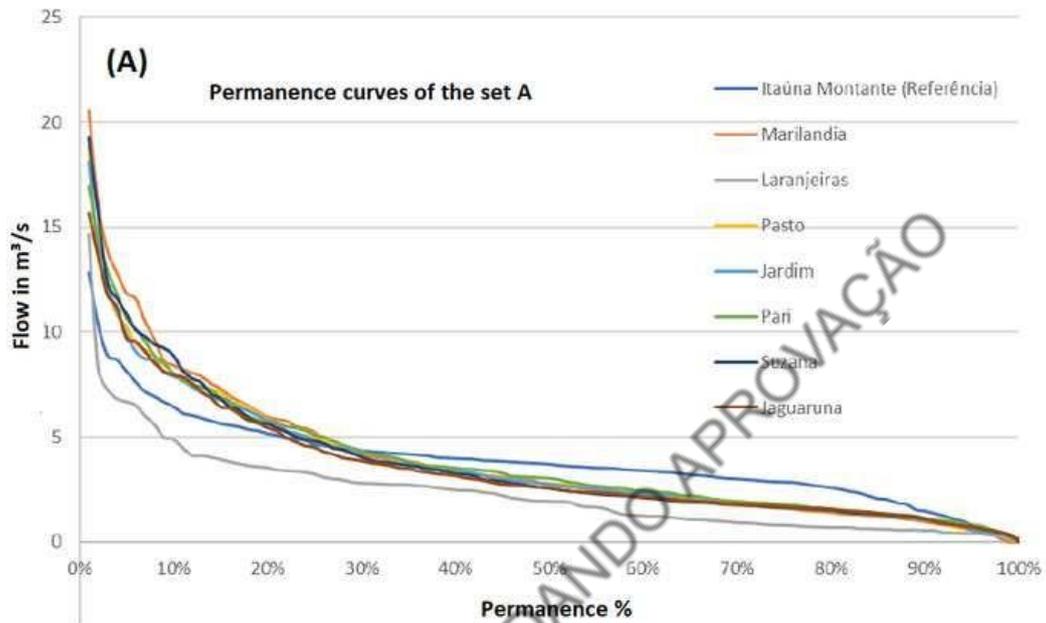
[Click here to access/download;Figure;Fig3A.tif](#)


Figure 3B

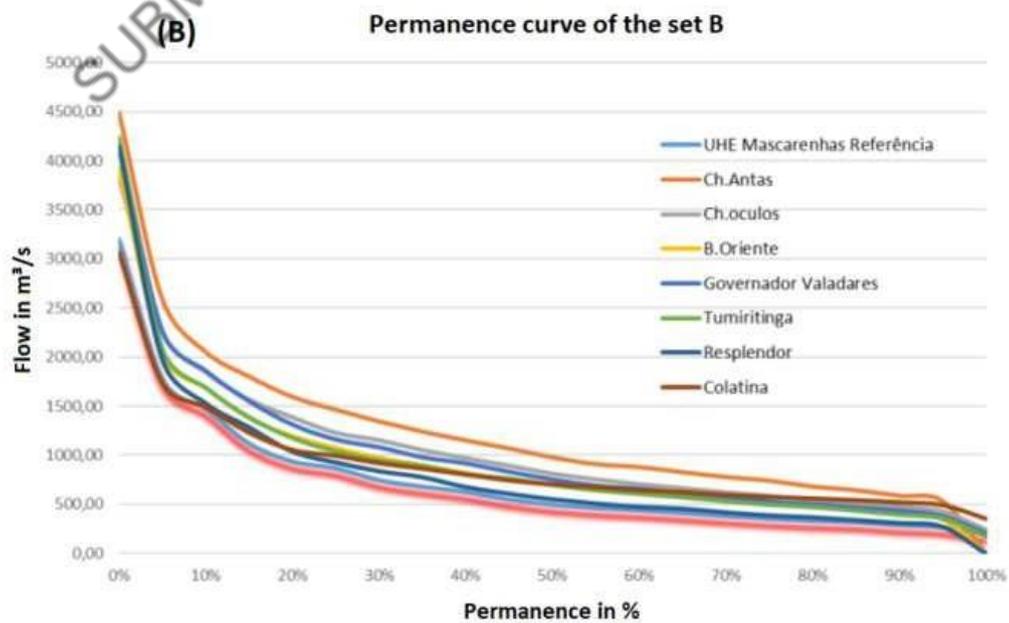
[Click here to access/download;Figure;fig3B.tif](#)


Figure 3C

[Click here to access/download;Figure;Fig3C.tif](#)

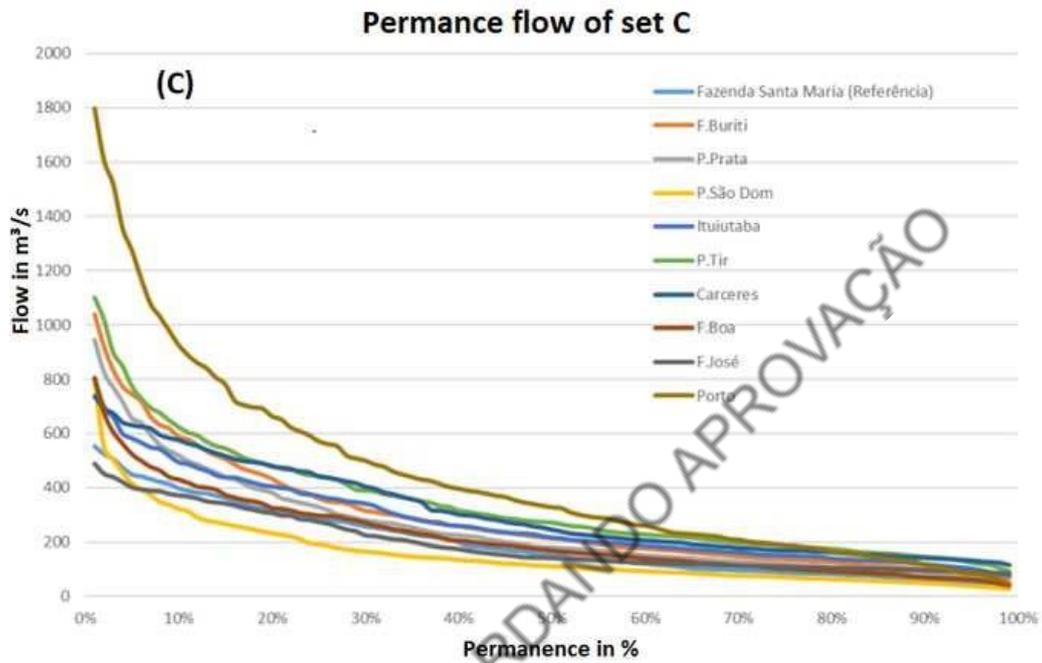


Figure 4

[Click here to access/download;Figure;Fig4.tif](#)

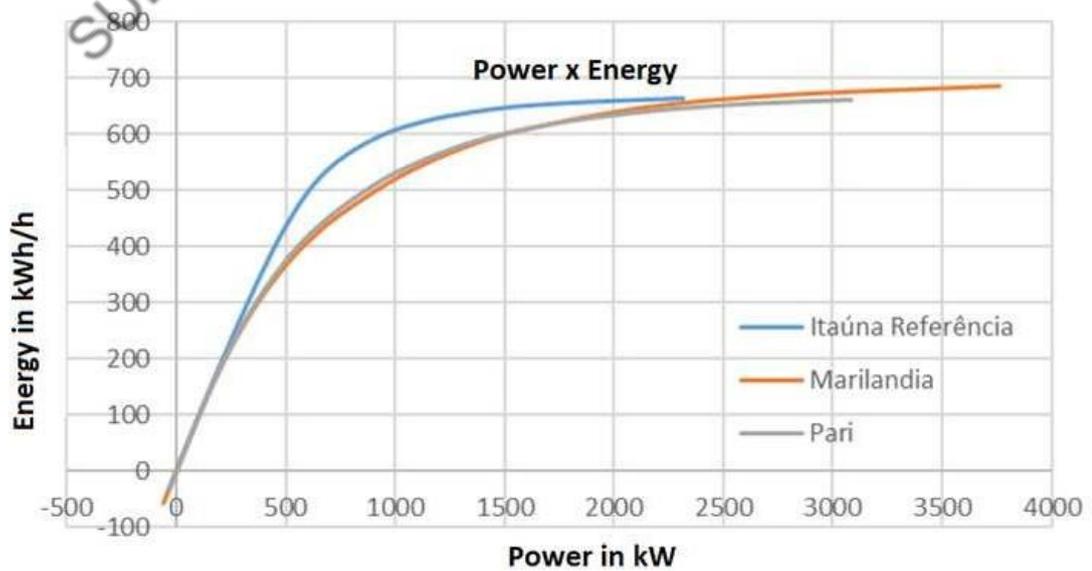


Figure 5

[Click here to access/download;Figure;Fig5.tif](#)

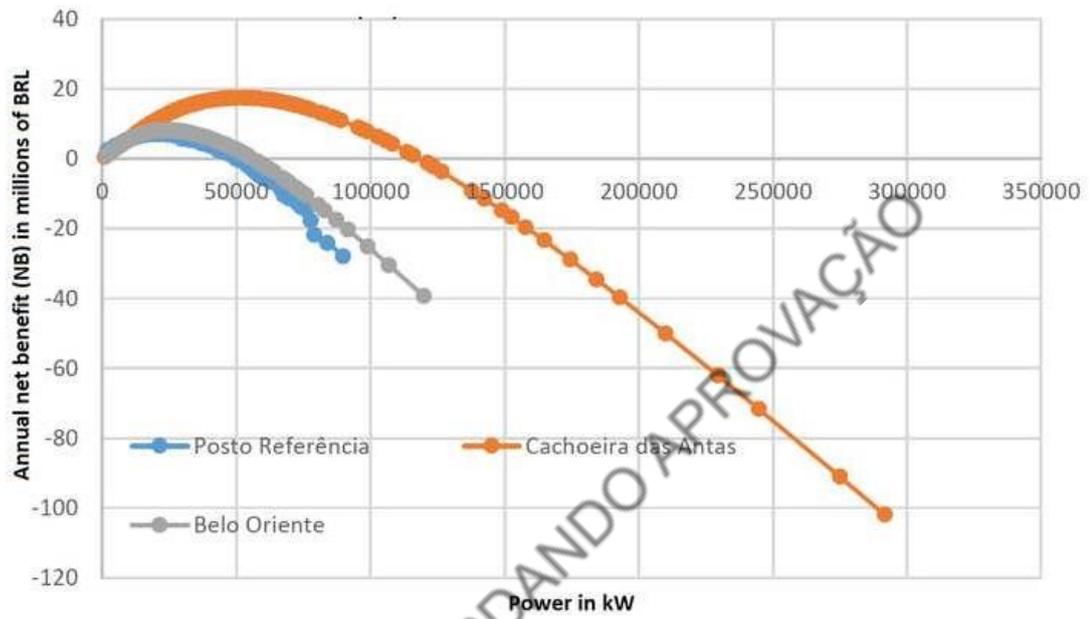


Figure 6

[Click here to access/download;Figure;Fig6.tif](#)

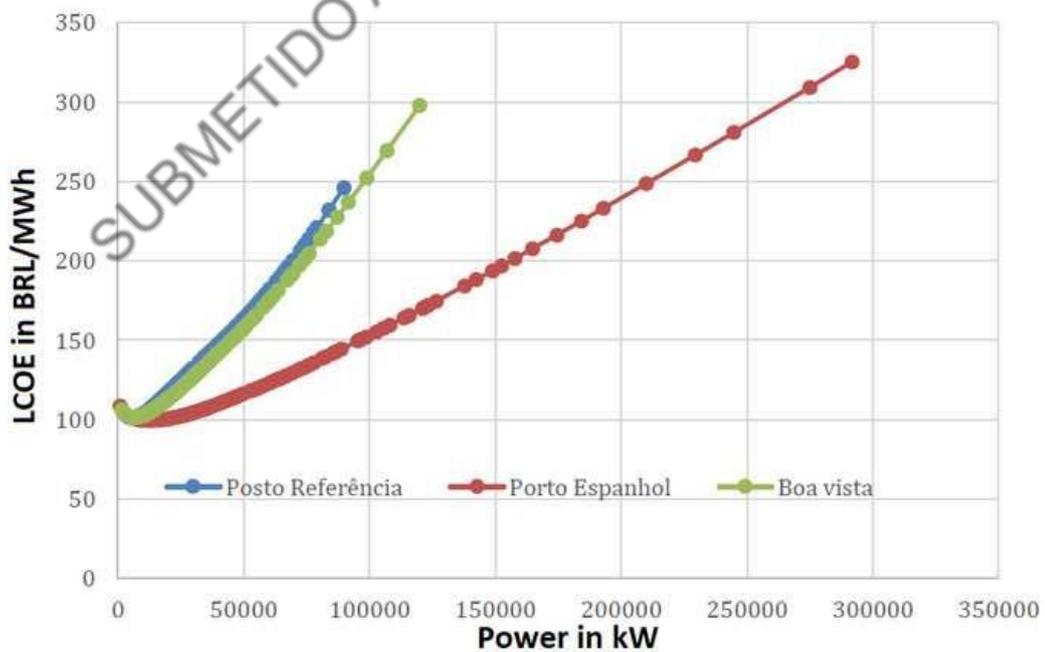


Figure 7

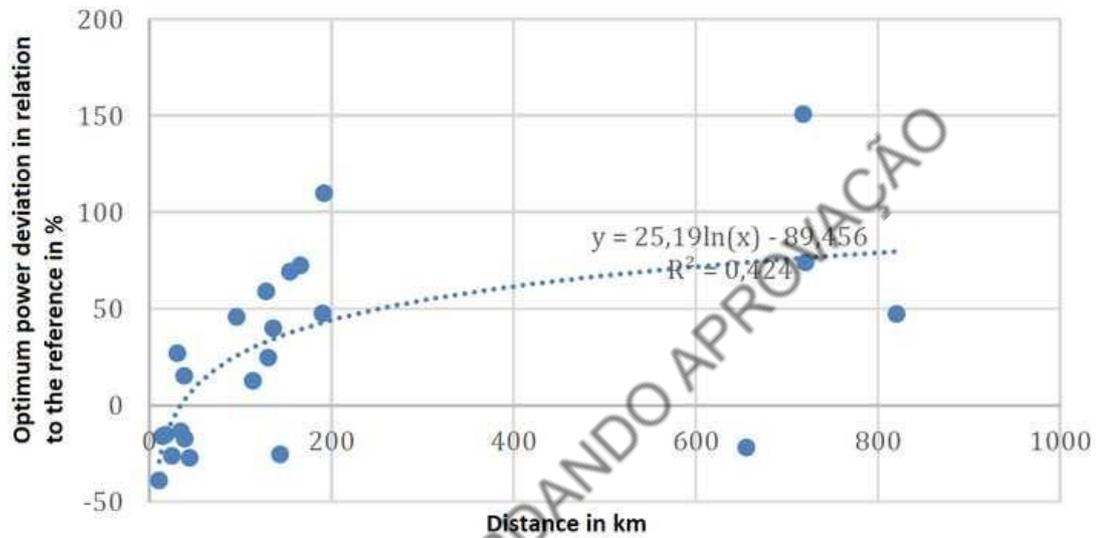
[Click here to access/download;Figure;Fig7.tif](#)


Figure 8

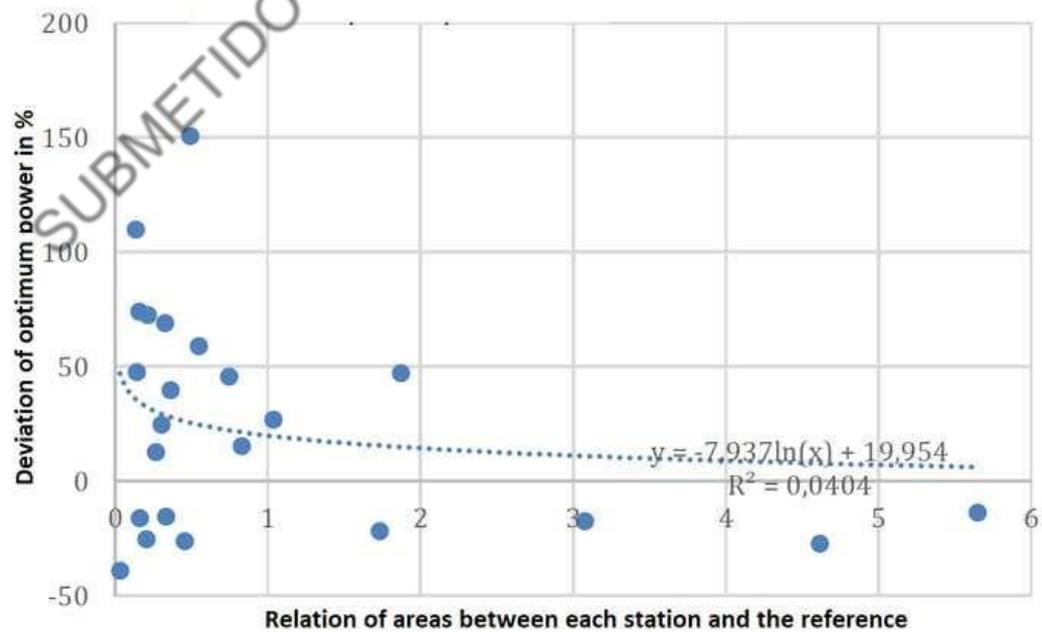
[Click here to access/download;Figure;Fig8.tif](#)


Figure 9C

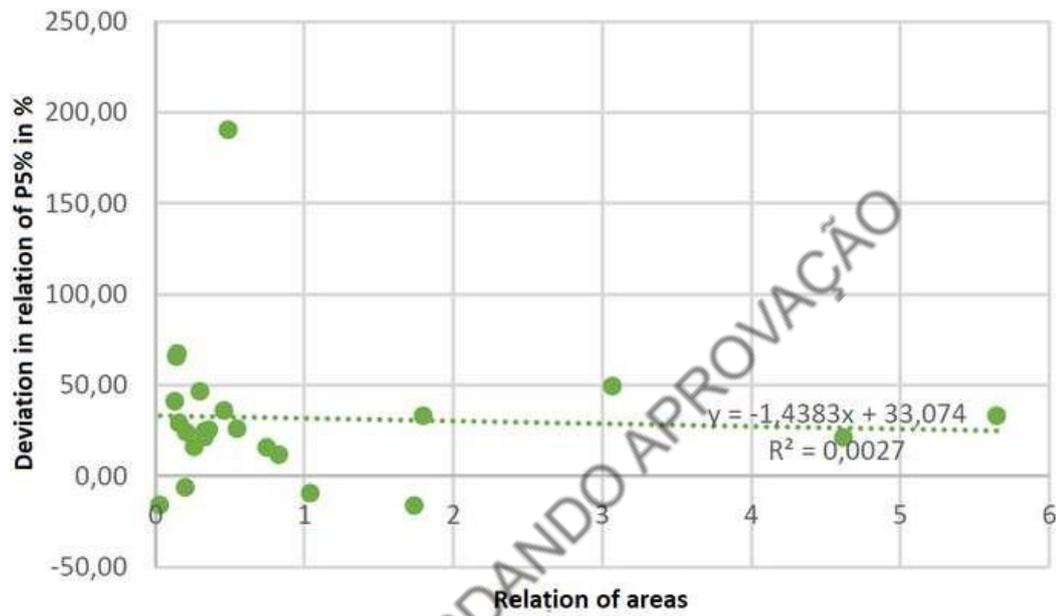
[Click here to access/download;Figure;Fig9c.tif](#)


Figure 10A

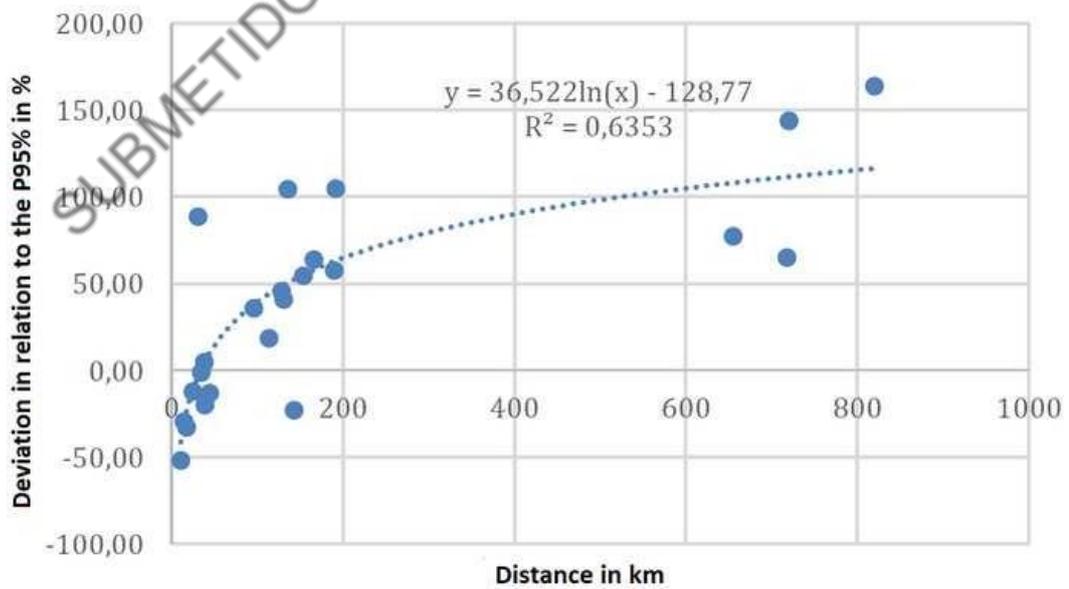
[Click here to access/download;Figure;Fig10a.tif](#)


Figure 10B

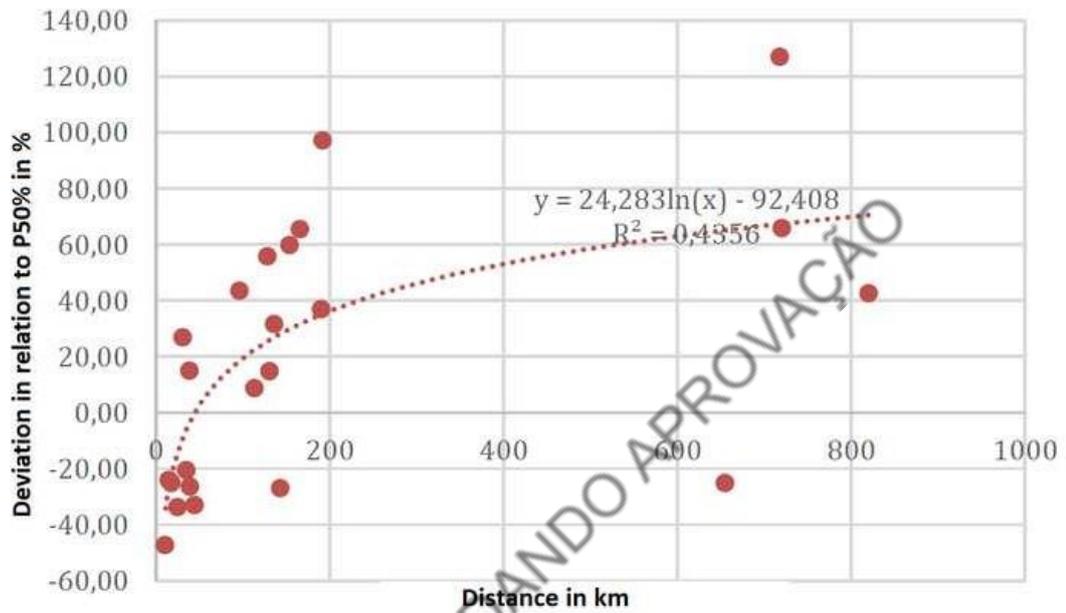
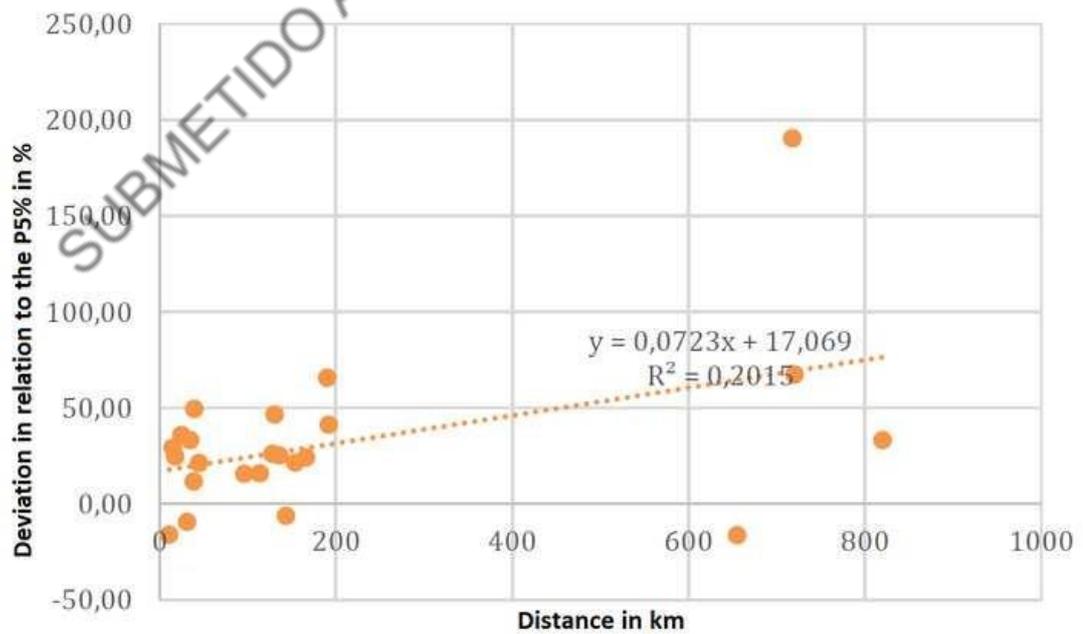
[Click here to access/download;Figure;Fig10b.tif](#)


Figure 10C

[Click here to access/download;Figure;Fig10c.tif](#)


REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGGDIS, G. A.; LUCHINSKAYA, E.; ROTHSCHILD, R.; HOWARD, D. C. **The costs of small-scale hydro power production: Impact on the development of existing potential.** *Renewable Energy*. Vol.35, p.2632---2638, 2010.

ALBUQUERQUE, Y. R.T. et al. **Definição de Regiões Hidrologicamente Homogêneas a Partir de Técnicas de Estatística Multivariada na Bacia Hidrográfica do Rio Itapicuru-BA com Base em Dados Físico-Climáticos e de Sensoriamento Remoto.** *Revista Caminhos de Geografia*, Uberlândia, v. 21, n. 78, p. 290-302, 11 ago. 2020. Anual. Disponível em: <https://doi.org/10.14393/RCG217853077>. Acesso em: 06 maio 2022.

ALMEIDA, J. L. S. S. **Estimativa do custo de implantação e análise de viabilidade de usinas de energias renováveis no Brasil.** Trabalho Final de Graduação (Engenharia Ambiental). Universidade Federal de Itajubá (MG). 74 p., 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Diretoria da ANEEL aprova o edital do Leilão de Geração A-4 de 2022, com 75 GW em projetos cadastrados. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/diretoria-da-aneel-aprova-o-edital-do-leilao-de-geracao-a-4-de-2022-com-75-gw-em-projetos-cadastrados#:~:text=J%C3%A1%20os%20pre%C3%A7os%20de%20refer%C3%Aancia,65%20FMWh%20para%20usinas%20e%C3%B3licas>>. Acesso: 17/06/2022.

BAENA, L. G. N.; SILVA, D. D.; PRUSHI, F. F.; CALIJURI, M. L. **Regionalização de vazões com base em modelo digital de elevação para a bacia do Rio Paraíba do Sul.** *Eng. Agríc.*, 24 (3), Dez 2004.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2021: Ano base 2020 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2015. 292 p.: 182 ill.

BÁRDOSSY, A.; PEGRAM, G. **Infilling missing precipitation records - A comparison of a new copula-based method with other techniques.** *J. Hidr.*, v. 519, Part. A, p. 1162-1170, 2014.

BARROS, R. M.; TIAGO FILHO, G.L.; LEITE, M. D. P.; SANTOS, I.F. S.; SILVA, F. G.B.; SANTOS, J. **Preliminary Assessment of uncertainties of methodologies for maximum flow rates determination for SHPS and MCHS projects in the Brazilian.** *Hidro & Hidro: PCH Noticias & SHP News*, Itajubá, v. 59, n. 4, p. 16-23, nov. 2013. Trimestral. Disponível em: https://cerpch.unifei.edu.br/painel/assets/images/revistas/revista_5dcbeb6a1a1ad.pdf. Acesso em: 06 jun. 2021.

BERTONI, J.C.; TUCCI, C.E.M. **Precipitação.** In.: TUCCI, C.E.M. (ed) *Hidrologia: Ciência e Aplicação*. Porto Alegre: UFRGS, p. 177-241, 2007.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (epe). Ministério de Minas e Energia. Anuário Estatístico de energia elétrica. Brasília, 2020. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 06/11/2020

BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso: 18/02/2018.

BITENCORTE, D. O. (2011). **Análise de viabilidade de um aproveitamento hidrelétrico a partir de estudos de concepção hidrológica.** Ijuí: UNIJUI.

BRANKER, K.; PATHAK, M.J.M.; PEARCE, J.M. **A review of solar photovoltaic leveled cost of electricity.** Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 15, n. 9, p. 4470-4482, dez. 2011.

BROOK FIELD RENEWABLE (BFR). Sobre Hidrelétricas e Energia Eólica. Disponível em: http://brookfieldrenewable.com/port_content/portf%C3%B3lio/sobre_hidreletrica_e_energia_e%C3%B3lica-30491.html> Acesso em: 09/11/2020

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas.** Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas - Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2015.

CAMPAGNOLI, F.; DINIZ, N.C. **Gestão de Reservatórios de Hidrelétricas.** São Paulo, Oficina dos textos, 2012.

CARDOSO, R. B. ALMEIDA, R. P. HORTA NOGUEIRA, L. A. **Uma avaliação do Método Expedito para determinação de vazão de projeto em Pequenas Centrais Hidrelétricas.** PCH Noticias & SHP News, v 33, p 10-14, 2007.

CARVALHO, A.R.L. **Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: Contribuição para uma matriz energética mais limpa.** 2015. 189 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

CASSALHO, F.; BESKOW, S.; VARGAS, M. M.; MOURA, M. M.; ÁVILA, L. F.; MELLO, C. R. **Hydrological regionalization of maximum stream flows using an approach based on L-moments.** Revista brasileira de Recursos Hídricos, V. 22, 2017.

CAVALIERE, V. C. N. P. **Contribuição aos estudos regulatórios para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por fontes hidráulicas reversíveis, solares e eólicas no Brasil.** 2016. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas.

CERPCH. Micro centrais Hidrelétricas. 1.ed. Itajubá, 2007. Disponível em: <https://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/cartilhas/cartilhas-energias-renovaveis-microcentrais.pdf>. Acesso: 10/11/2020.

CICOGNA, M.A. 2003. **Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.cose.fee.unicamp.br/cose/it511/teses%20unicamp/tese%20Doutorado%20marcelo.pdf>>. Acesso em: 23/02/2021.

CNRH. Resolução n. 32, de 15 de outubro de 2003. Conselho Nacional de Recursos Hídricos. Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente, 2003.

COLLISCHONN, W.; AGRA, S. G.; FREITAS, G. K.; PRIANTE, G. R.; TASSI, R.; SOUSA, C. F. **Em busca do Hidrograma Ecológico.** In: XVI SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 16, 20-24 Nov.2005, João Pessoa. Anais... João Pessoa: ABRH, 2005. 1 CD-ROM.

COSTA, T.F. **Estudo do Potencia Hidroenergético de Bacias Hidrograficas por Meio de Algoritmos no Software SCILAB®**. 2018. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Hidrica, Universidade Federal de Itajuba, Itajuba, 2018.

COSTA, T. F. SANTOS, I. F. S. **Análise do impacto da metodologia de construção da curva de permanência de vazões sobre os benefícios ótimos de uma central hidrelétrica. Conferência de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. São Paulo, Brasil, 2018.

COSTA, T.F.; SANTOS, I.F.S.; TIAGO FILHO, G.L.; BARROS, R.M.; MIRANDA, R.T. **Optimum hydropower potential study on nine Brazilian drainage basins using a numerical algorithm**. Environment, Development And Sustainability, [S.L.], v. 23, n. 2, p. 1729-1758, 24 fev. 2020. Springer Science and Business Media LLC.

CRUZ, J.; TUCCI, C. **Estimativa da Disponibilidade Hídrica Através da Curva de Permanência**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, [S.L.], v. 13, n. 1, p. 111-124, 2008. FapUNIFESP (SciELO).

DEPINÉ, H.; CASTRO, N.M.R.; PINHEIRO, A.; PEDROLLO, O. O. **Preenchimento de falhas de dados horários de precipitação utilizando redes neurais artificiais**. Rev. Bras. Rec. Hídr., v. 19, n. 1, p. 51-63, 2014.

ELETOBRÁS (2000), **“Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas”**. Disponível em: <http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm> Acesso em 21/02/2021

EPE. Empresa de Pesquisa Energética 2015. **Livro anual de estatística de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%20C3%A1rio%20Estat%20%20ADstico%20de%20Energia%20El%20C3%A9trica%202015.pdf>. Acesso: 06/11/2020

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Expansão de Energia 2019-2029**. Brasília: Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética, 2011. 344p.

ESHA - European Small Hydropower Association. **Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant**. European Renewable Energy Council, 2014

FERREIRA, J.H.I; CAMACHO, J.R.; MALAGOLI, J.A.; GUIMARÃES JÚNIOR, S. C. **Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil**. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 56, p. 380-387, abr. 2016. Elsevier BV.

FARIA, I.D. **O que são usinas hidrelétricas “a fio d’água” e quais os custos inerentes à sua construção**. 2012. Disponível em: <http://www.brasil-economia-governo.org.br/2012/03/05/o-que-sao-usinas-hidreletricas-a-fio-d%E2%80%99agua-e-quais-os-custos-inerentes-a-sua-construcao/>. Acesso em: 24/03/ 2021

IEA. **International Energy Agency, 2014**. Disponível em: <http://www.iea.org/topics/hydropower/>. Acesso em Janeiro de 2021.

JUNQUEIRA, R. et al. **Comparação Entre Diferentes Metodologias Para Preenchimento de Falhas em Dados Pluviométricos**. Sustentare, [S.L.], v. 2, n. 1, p. 24-37, 24 ago. 2018. Universidade Vale do Rio Verde (UninCor). <http://dx.doi.org/10.5892/st.v2i1.4982>. Disponível em: <http://periodicos.unincor.br/index.php/sustentare/article/view/4982>. Acesso em: 13 ago. 2021.

KANZAWA, H. Y. SAMPAIO, H. B. SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L. **Economic feasibility analysis and components sizing of a micro hydropower plant in Brazilian southeast region.** AMERICAN JOURNAL OF HYDROPOWER, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS, v. 7, p. 38-47, 2021.

KIM, J.; RYU, J. H. **Quantifying a threshold of missing values for gap filling processes in daily precipitation series.** Water resources management, v. 29, n. 11, p. 4173-4184, 2015.

LANNA, A.E. **A economia dos recursos hídricos: os desafios da alocação eficiente de um recurso (cada vez mais) escasso.** Estudos Avançados, [S.L.], v. 22, n. 63, p. 113-130, 2008. FapUNIFESP (SciELO).

LIMA, C.A.M. **Comitê de Máquinas: Uma abordagem Unificada Empregando Máquinas de Vetores de Suporte.** Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 378 p., 2004.

LOPES, T. R.; PRADO, G.; ZOLIN, C. A.; PAULINO, J.; ANTONIEL, L. S. **Regionalização de vazões máximas e mínimas para a Bacia do Rio Ivaí -PR.** Irriga, Botucatu, v. 21, n. 1, p. 188-201, janeiro-março, 2016.

LOPES, T. R.; ZOLIN, C. A.; PRADO, G.; PAULINO, J.; ALMEIDA, F. T. **Regionalization Of Maximum And Minimum Flow In The Teles Pires Basin, Brazil.** Eng. Agríc., Jaboticabal, v.37, n.1, p.54-63, jan./fev. 2017.

MENSAH, J.H.R. **Análise da distribuição espacial de vazões, potencial energético e viabilidade econômica de aproveitamentos hidrelétricos no Rio Grande - MG.** 2016. 64 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Hídrica, Universidade Federal de Itajuba, Itajubá, 2016.

MEYER, G. **Influência do Processo de Geração de Séries de Vazões no Valor da Garantia Física de Pequenas Centrais Hidrelétricas.** 2017. 94 f. Monografia - Curso de Engenharia Hídrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

MONTEIRO, M.M. **Concepção de modelo teórico sobre armazenamento hidráulico.** 2014. 101 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2014.

MOREIRA, A. S. H. M.; SANTOS, I.F.S.; TIAGO FILHO, G. L. BARROS, R M. **Análises de sensibilidade e elasticidade dos benefícios econômicos de um projeto de uma central hidrelétrica no sul de minas gerais.** Revista Brasileira de Energia, v. 24, p. 7-26, 2018.

NANDA, T.; SAHOO, B.; CHATTERJEE, C. **Enhancing the applicability of Kohonen Self-Organizing Map (KSOM) estimator for gap-filling in hydrometeorological timeseries data.** Journal of Hydrology, v. 549, p. 133- 147, 2017.

NATURAL ENVIRONMENT RESEARCH COUNCIL (NERC) (1975). **Flood Studies Report.** Vol. 1, London.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO -ONS (Brasil). **Energia Armazenada.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 06/01/2021

OSTOJIC, G.; STANKOVSKI, S.; RATKOVIC, Z.; MILADINOVIC, L.; MAKSIMOVIC, R.. **Development of hydro potential in Republic Srpska.** Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 28, p. 196-203, dez. 2013. Elsevier BV.

OZTURK, M.; BEZIR, N.C.; OZEK, N. **Hydropower–water and renewable energy in Turkey: sources and policy**. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 13, n. 3, p. 605-615, abr. 2009. Elsevier BV.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDEE) 2029. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019.

Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada – TEIF e Programada – IP de Usinas Hidrelétricas - Abril/2015 – Revisão 1 - Eletrobrás /Cepel , Aneel e O.N.S

SABINO, A.A.. **Verificação do impacto de reservatórios de usinas hidrelétricas no regime hidrológico de bacias hidrográficas utilizando o software IHA**. 2017. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

SALIBA, A.P.M.. **A Análise De Viabilidade Das Pequenas Centrais Hidrelétricas e o Conceito de Envoltórias de Vazão: Uma Abordagem Estocástica dos Recursos Hídricos**. 2000. 122 f. Tese (Mestrado) - Curso de Mestrado em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2000.

SAMPAIO, H.B.; KANZAWA, H.Y. **Projeto de Implantação da CGH Canaãem Carmo de Minas - MG**. 2016. 165 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

SEGUNDO, M.M.M. **Valoração da energia gerada por pequenas centrais hidrelétricas no setor elétrico brasileiro**. 2018. 112 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2018.

SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL, 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSI0ImMiOjR9>. Acesso em: 14/09/2021.

SILVA, B. C. **Notas de aula em hidrologia**. 2015. Universidade Federal de Itajubá (MG), 2015.

SILVA, E. P. **Fontes renováveis de energia: Produção de Energia para um Desenvolvimento sustentável**. 1ª ed. São Paulo: Livraria da Física, 2014.

SILVA, L. **Monitoramento hidrometeorológico no Brasil: uma análise sob a ótica da coordenação de políticas públicas**. Revista de Gestão de Água da América Latina, [S.L.], v. 18, n. 1, p. 3, 22 mar. 2021. Associação Brasileira de Recursos Hídricos - ABRH. <http://dx.doi.org/10.21168/rega.v18e3>.

SOUZA, C.F. **Vazões ambientais em hidrelétricas: Belo Monte e Manso**. Tese de Doutorado. Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS, 2009.

SOUZA, Z.; Santos, A. H. M.; Bortoni, E.C. **Centrais Hidrelétricas - Estudos para Implantação** - Eletrobrás/Procel - Rio de Janeiro - 1999.

TEIXEIRA, M.O.N. **Estudo de Viabilidade de um Pequeno Aproveitamento Hidráulico**. 2019. 61 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2019.

TIAGO FILHO, G.L.; SANTOS, I.F.S.; BARROS, R.M. **Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor.** Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 77, p. 229-238, set. 2017. Elsevier BV.

TUCCI, C. 2000. (org.) Hidrologia – ciência e aplicação. Editora da Universidade, ABRH, Porto Alegre.

VASCONCELLOS, B. T. C. **Análise da garantia física das Usinas Hidrelétricas de pequeno porte, despachadas não centralizadamente, e do potencial de Complementação Híbrido.** Dissertação de Mestrado (Engenharia de Energia). Universidade Federal de Itajubá (MG), 201 p., 2018.

VARUN, PRAKASH, R.; BHAT, I. K. **Life cycle greenhouse gas emissions estimation for small hydropower schemes in India.** Energy, [S.L.], v. 44, n. 1, p. 498-508, ago. 2012. Elsevier BV.

VESTENA, L. R.; OLIVEIRA, E. D.; CUNHA, M. C.; THOMAZ, E. L. **Vazão ecológica e disponibilidade hídrica na bacia das Pedras, Guarapuava-PR.** Ambi-Agua, Taubaté, v. 7, n. 3, p. 212-227, 2012.

VIDAL, E. R. O. HENRIQUES, I. M. S. **Comparação entre três métodos de preenchimentos de falhas para séries de dados de vazões.** Trabalho Final de Graduação (Engenharia Civil). Universidade Federal de São João Del Rei. Ouro Branco, Minas Gerais, 2017

VOITH. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis.** Alemanha, 2019.

VON SPERLING, E. **Hydropower in Brazil: overview of positive and negative environmental aspects.** Energy Procedia, [S.L.], v. 18, p. 110-118, 2012. Elsevier BV. ABNT NBR 7222:2011. Concreto e argamassa — Determinação da resistência à tração por compressão diametral de corpos de prova cilíndricos. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. [S.l.].