

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO NAS PERDAS ELÉTRICAS DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL DADA A PRESENÇA DE USINAS HIDRELÉTRICAS
DE PEQUENO PORTE NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Thaís Abraham Chaves

**Julho de 2019
Itajubá – MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Thaís Abraham Chaves

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO NAS PERDAS ELÉTRICAS DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL DADA A PRESENÇA DE USINAS HIDRELÉTRICAS
DE PEQUENO PORTE NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de Concentração: Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad.

Co-orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima.

Julho de 2019

Itajubá – MG

AGRADECIMENTOS

À Deus, por permitir que tudo isso acontecesse e por ter colocado pessoas na minha vida que foram essenciais ao longo dessa jornada.

À minha família, que mesmo de longe sempre me apoiou e motivou incansavelmente. Aos meus tios, Maria e Sálvio, que além de terem me dado todo suporte necessário em Itajubá e terem feito com que a saudade de casa fosse menor, me adotaram como filha e me incentivaram como tal.

Aos amigos que Itajubá me deu, por todo apoio e parceria que eles me deram nessa jornada nada fácil. Em especial à Fernanda Gomes, pela super parceria na vida pessoal, acadêmica e profissional, e que, além de me apresentar o setor elétrico, hoje uma paixão, continua a cada dia me ensinando pacientemente.

Aos professores Jamil Haddad, Wanderley Marangon Lima e Maurício Passaro, pelo suporte no desenvolvimento do presente trabalho, pela paciência e pelas incontáveis contribuições à dissertação. Em especial, agradeço ao professor Maurício Passaro, pela presteza e por incansavelmente me orientar na utilização do programa computacional fundamental para o desenvolvimento desse trabalho.

A colaboradores do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pelo fornecimento das bases de dados essenciais para o desenvolvimento do presente estudo e pela disponibilização e paciência nos inúmeros esclarecimentos solicitados.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

À todos, meu MUITO OBRIGADA!

RESUMO

No presente estudo é analisado o impacto nas perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional dada a geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas conectadas diretamente a sistemas de distribuição. Para a análise, foi considerada uma amostra de noventa e uma usinas hidrelétricas de pequeno porte, localizadas em áreas do SIN pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Utilizando como base a geração prevista do sistema interligado nacional para o ano de 2019, estabelecida no Plano de Ampliações e Reforços ciclo 2018-2020/21, foram estabelecidos dois cenários de geração para as centrais hidrelétricas de pequeno porte. Os cenários consistem em, basicamente: 1) o SIN não dispõe da geração de energia elétrica a partir dessas usinas e; 2) as centrais de geração estão operando a certo nível de suas respectivas potências instaladas, definido a partir da geração prevista no PAR. Os cenários foram estabelecidos para os patamares de carga leve e pesada dos períodos seco e úmido de 2019. As perdas foram mensuradas para ambos os cenários de geração, de cada condição de carga dos cenários de hidraulicidade do ano, a partir de simulações em estudo de fluxo de potência. Obtidas as perdas em cada cenário e, a partir da comparação dos resultados, foi encontrado o impacto nas perdas elétricas do sistema interligado nacional e das áreas onde estão localizados os empreendimentos de geração hidrelétrica. Para o SIN, a geração das PCHs e CGHs contribuiu para a redução das perdas, no entanto, para as áreas, a depender do cenário de hidraulicidade e do patamar de carga, houve contribuição para a redução e para o aumento.

Palavras-Chave – mensuração de perdas elétricas; sistema interligado nacional; pequenas centrais hidrelétricas; centrais geradoras hidrelétricas; sistema de distribuição; cenários de geração; fluxo de potência.

ABSTRACT

In the present study the impact on the electrical losses of the National Interconnected System is analyzed given the generation of Small Hydropower Plants and Hydroelectric Generating Plants connected directly to distribution systems. For the analysis, a sample of ninety-one small hydroelectric plants, located in SIN areas belonging to the Southeast / Center-West subsystem, was considered. Based on the expected generation of the national interconnected system for the year 2019, established in the Plan of Expansions and Reinforcements cycle 2018-2020 / 21, two generation scenarios were established for small hydroelectric power stations. The scenarios consist basically of: 1) the SIN does not have the generation of electric power from these plants and; 2) generation plants are operating at a certain level of their respective installed power, defined as from generation provided for in the RAP. The scenarios were established for the light and heavy load levels of the dry and wet periods of 2019. The losses were measured for both generation scenarios, of each load condition of the year's hydraulicity scenarios, based on simulations under study power flow. The losses were obtained in each scenario and, based on the comparison of the results, the impact was found on the electrical losses of the national interconnected system and the areas where the hydroelectric generation projects are located. For the SIN, the generation of SHPs and CGHs contributed to the reduction of losses, however, for the areas, depending on the hydraulicity scenario and the load level, there was a contribution to the reduction and to the increase.

Keywords - measurement of electrical losses; national interconnected system; small hydroelectric plants; hydroelectric generating plants; distribution system; generation scenarios; power flow.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS

RESUMO

ABSTRACT

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO	1
1.1. MOTIVAÇÃO.....	3
1.2. OBJETIVO	6
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	7
CAPÍTULO II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	8
2.1. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	8
2.1.1. Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão	8
2.1.2. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão - PAR	11
2.2. SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	17
2.3. MENSURAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS.....	18
2.3.1. Perdas na Rede Básica	18
2.3.2. Perdas no Sistema de Distribuição	24
2.4. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE CAPACIDADE REDUZIDA.....	26
2.4.1. Modalidade de Operação das Usinas	27
2.4.2. Panorama da Capacidade Instalada de PCHs e CGHs no Brasil	29
CAPÍTULO III. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
3.1. ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA	31
3.2. TRABALHOS SIMILARES	35
CAPÍTULO IV. METODOLOGIA	43
4.1. IDENTIFICAÇÃO DOS BARRAMENTOS DAS USINAS E OBTENÇÃO DOS DADOS	46
4.2. DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS ALTERNATIVOS DE DESPACHO	47
4.2.1. Despacho Nulo	47
4.2.2. Despacho com Fator de Capacidade	49
4.3. DEFINIÇÃO DOS MONTANTES DE POTÊNCIA ATIVA À COMPENSAR	51

4.4. DEFINIÇÃO DAS USINAS PARA COMPENSAR A VARIAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA.....	54
4.5. MONTAGEM DOS CASOS DE TRABALHO DE DESPACHO ALTERNATIVO	59
4.6. SIMULAÇÕES.....	62
4.6.1. Casos de Fluxo de Potência de Referência	62
4.6.2. Redespachos das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Reduzida	63
CAPÍTULO V. RESULTADOS	67
5.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS	67
5.1.1. Sistema Interligado Nacional	67
5.1.2. Áreas do SIN	70
CAPÍTULO VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS	76
6.1. CONCLUSÃO	76
6.2. SUGESTÃO PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	78
6.3. PUBLICAÇÕES NA ÁREA.....	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
ANEXO A – Quadro de Informações das Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Reduzida	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Rede compartilhada com característica consumidora.....	21
Figura 2.2 - Rede compartilhada com característica geradora.....	21
Figura 2.3 - Segmentação do sistema de distribuição para o cálculo de perdas	25
Figura 3.1 - Variáveis da formulação básica do problema	32
Figura 4.1 - Base de dados no formato arquivo texto do patamar de carga leve do período seco (junho) de 2019.....	47
Figura 4.2 - Cenários de redespacho definidos para simulação.....	50
Figura 4.3 - Fluxograma do processo para definição das usinas eleitas para compensar a variação do despacho de geração das PCHs e CGHs.	57
Figura 4.4 - Caso de trabalho do cenário para redespacho nulo da área 7 (São Paulo) do patamar de carga leve do período seco de 2019.	60
Figura 4.5 - Caso de trabalho (.dat) do cenário de redespacho com fator de capacidade relativo a área 7 no patamar de carga leve do período seco (junho) de 2019.	61
Figura 4.6 - Opções de controle de execução estabelecida no caso de referência do PAR na condição de carga leve do período seco de 2019.....	64
Figura 4.7 - Constantes estabelecidas no caso de referência do PAR no patamar de carga leve do período seco de 2019.	64
Figura 4.8 - Armazenamento dos casos simulados para o patamar de carga pesada do período seco de 2019 no arquivo histórico do ANAREDE (.sav).....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1- Estratificação das redes dos sistemas de distribuição	18
Tabela 3.1 - Tipos de barras	32
Tabela 4.1 - Estados, áreas e montante de usinas redespachadas no estudo	45
Tabela 4.2 - Montantes de geração ativa para as áreas consideradas no estudo no período seco de 2019.....	48
Tabela 4.3 - Montantes de geração ativa para as áreas consideradas no estudo no período úmido de 2019	48
Tabela 4.4 - Fatores de capacidade médios das PCHs e CGHs calculados.....	50
Tabela 4.5 - Montante de potência ativa a compensar no cenário de despacho nulo das usinas hidrelétricas de pequeno porte no patamar de carga leve do período seco	52
Tabela 4.6 - Despachos da área 7 no período seco de 2019.....	53
Tabela 4.7 - Despachos da área 2 no período seco (junho) de 2019.....	54
Tabela 4.8 - Usinas eleitas para compensar e sua respectiva barra e área do SIN..	58
Tabela 5.1 - Resultados totais no período seco para o SIN.	68
Tabela 5.2 - Resultados totais no período úmido ¹ para SIN.....	69
Tabela 5.3 - Total de PCHs e CGHs redespachadas e suas respectivas áreas.	70
Tabela 5.4 - Resultados de perdas elétrica, por área, na condição de carga leve do período seco de 2019.....	71
Tabela 5.5 - Resultado de perdas elétricas, por área, na condição de carga pesada do período seco de 2019.....	72
Tabela 5.6 - Resultados de perdas elétricas, por área, na condição de carga leve do período úmido de 2019	73
Tabela 5.7 - Resultados de perdas elétricas, por área, na condição de carga pesada do período úmido de 2019	74

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANAREDE	Programa de Análise de Redes em Regime Permanente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica de Capacidade Reduzida
CP	Consulta Pública
DBAR	Dados de Barra
DCTE	Dados de Constantes
DOPC	Opções de Controle de Execução
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EXLF	Execução de Fluxo de Potência
FC	Fator de Capacidade
FP	Fluxo de Potência
GD	Geração Distribuída
Hz	Hertz
IEEE	<i>Institute Of Electrical and Electronic Engineers</i>
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fonte Alternativa
Mvar	Mega volt-ampere reativo
MIR	Método Incremental Repetitivo
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PELT	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RB	Rede Básica
RTIE	Relatório de Intercâmbio
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Subestação de Distribuição
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistemas de Medição para Faturamento

TEPA	Tolerância de Erro de Potência Ativa
TERA	Tolerância de Erro de Potência Reativa
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UCM	Unidades de Coleta de Medição
UHE	Usina Hidrelétrica

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO

A crescente penetração de Geradores Distribuídos (GD) no sistema elétrico em vários países tem levado à incessante investigação quanto aos reais impactos técnico, econômico, regulatório e social provocados pela presença de geradores nos sistemas de distribuição, esses tradicionalmente tratados como sistemas passivos. A maior preocupação dar-se nos casos em que as adaptações no modelo regulatório, comercial e operacional do setor não acompanham a acelerada inserção de GD no sistema elétrico.

Em um primeiro momento, a proposta de geração de energia elétrica próxima aos centros de carga, principalmente a partir de fontes renováveis, torna-se atraente pelos benefícios sistêmicos proporcionados ao setor, esse consolidado em geração centralizada de grande porte situada a longa distância dos principais centros de consumo. Além disso, nos casos em que geração ocorre a partir de fontes renováveis é possível contar, ainda, com benefícios ambientais.

Essa narrativa apresenta efeitos diferentes quando se compara os sistemas elétricos de países europeus e norte-americanos, uma vez que apresentam características eminentemente térmica, com o brasileiro, majoritariamente renovável. A geração termelétrica era posta próxima aos centros de carga e o que se verifica é uma troca de fonte no sentido de “descarbonificar” a matriz energética.

No caso brasileiro, as fontes hídricas foram se afastando dos centros de carga devido à busca dos recursos e o que se observa é a troca de fontes renováveis distantes por mais próximas, ou no mesmo ponto de consumo, face aos avanços tecnológicos.

A mudança de um sistema elétrico centralizado para descentralizado altera a forma como as redes de distribuição devem ser vistas, tanto na perspectiva técnica, como comercial. Isso acontece dado que, de fato, os geradores distribuídos podem alterar a direção de fluxo de energia nas linhas de distribuição.

A alteração do fluxo de energia dos sistemas de distribuição, de unidirecional para bidirecional, no sentido dos níveis de tensão mais altos para mais baixos, impõe desafios nas tradicionais práticas de planejamento e operação. Um dos impactos

provocado pela alteração do fluxo dá-se no perfil de tensão e no carregamento da rede, influenciando nas perdas elétricas do sistema.

Destaca-se que a dissipação de energia nos sistemas de transporte causa perdas econômicas e reduzem a confiabilidade¹ do sistema elétrico. Com a redução das perdas da rede e melhoria do perfil de tensão, a confiabilidade do sistema pode ser melhorada. Entre as principais razões de perdas técnicas em sistemas de distribuição estão: longas linhas da rede, sobrecarga das linhas e ao menor fator de potência do sistema de distribuição primário e secundário [1].

A partir da injeção de potência diretamente no sistema de distribuição, a distância entre o gerador e o consumidor é reduzida, o que diminui a energia dissipada nos sistemas de transporte de eletricidade e contribui para maior eficiência entre o que é gerado e o que é consumido.

Além disso, a diminuição das perdas proporciona o melhor aproveitamento da capacidade da infraestrutura de rede, reduzindo ou postergando investimentos em expansão de rede. Ademais, com a menor demanda de energia elétrica, os custos relacionados ao atendimento às necessidades de energia dos consumidores do SIN são reduzidos.

No Brasil, os empreendimentos hidrelétricos são as principais fontes de geração de energia elétrica, sendo, ainda, o tipo de fonte com maior capacidade instalada². Do número de empreendimentos hidrelétricos em operação no país, aproximadamente 84% são Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas de Capacidade Reduzida (CGH).

As PCHs e CGHs, enquadradas como Geração Distribuída³ (GD) em função de sua capacidade instalada, igual ou inferior a 30MW, podem proporcionar benefícios sistêmicos ao setor elétrico em decorrência da geração próxima aos centros de consumo. Entre os benefícios possíveis, está a redução das perdas técnicas.

¹ É o fornecimento contínuo, sem interrupção quando necessário.

² Corresponde a 60% da potência instalada no país, em junho de 2019 [2].

³ Conforme Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004, GD consiste na geração de energia elétrica de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema de distribuição do comprador, exceto hidrelétricas com potência acima de 30MW e termelétricas cujos requisitos constam no mesmo.

Diante ao exposto, no presente estudo é analisado o impacto nas perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) dada a geração de usinas hidrelétricas de pequeno porte próxima à carga. Conectadas diretamente ao sistema de distribuição, uma amostra de noventa e uma PCHs e CGHs são consideradas no estudo. Os empreendimentos, em sua maioria, estão conectados aos níveis de tensão de 13.8 kV, 69 kV e 138kV.

As centrais geradoras estão localizadas em áreas do SIN pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, sendo esse o subsistema de maior demanda de potência do Sistema Elétrico Brasileiro e com o maior número de usinas hidrelétricas de pequeno porte.

A avaliação do impacto nas perdas do SIN é realizada a partir da comparação de dois cenários de despacho de geração definidos para essas usinas. É utilizado como base a geração prevista para o ano de 2019 estabelecida no Plano de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão do SIN, ciclo 2018-2020/21.

Para análise foram considerados os dois cenários de hidraulicidade, seco e úmido, do ano e os patamares de carga leve e pesada. A partir do programa de fluxo de potência, do ANAREDE, as perdas do SIN e das áreas consideradas no estudo são mensuradas em ambos os cenários de despacho.

1.1. MOTIVAÇÃO

No Brasil, desde 1998, como forma de incentivo à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, foi determinado percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) pela Lei nº 9.648, de 1998. No entanto, os descontos eram concedidos somente para empreendimentos cuja geração se dava a partir do aproveitamento de potencial hidráulico.

Com alteração nos anos de 2002⁴, 2003⁵, 2007⁶ e 2015⁷, com a inclusão de outras fontes e incidindo o desconto tanto na produção quanto no consumo, chegou a sua última alteração por meio de Lei nº 13.360, de 2016. Atualmente, tanto o gerador

⁴ Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

⁵ Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

⁶ Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007.

⁷ Leis nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015; e nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

quanto o consumidor de energia elétrica produzida a partir dessas fontes, gozam de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transporte (TUSDg).

As fontes incentivadas beneficiadas pelos descontos são aquelas cujo a geração ocorre a partir do aproveitamento hidráulico de potência superior a 5MW e igual ou inferior a 30MW, destinado a regimes de produção determinados na referida Lei, mantidas as características de Pequena Central Hidrelétrica. Além desses empreendimentos, usinas hidrelétricas com potência igual ou inferior a 5MW e usinas com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada⁸, cuja potência injetada ao sistema elétrico seja menor ou igual a 30MW, também gozam do subsídio [3].

No entanto, em 2016, na Consulta Pública nº 21, do Ministério de Minas e Energia (MME), foram colocadas para avaliação da sociedade questões consideradas pertinentes de serem avaliadas no processo de expansão do mercado livre, os benefícios e riscos envolvidos. Os questionamentos tinham como objetivo obter subsídios para que a ampliação do mercado ocorra de maneira sustentável e que os benefícios esperados para o setor elétrico brasileiro e para a sociedade sejam alcançados.

Entre as temáticas de tais questionamentos foi posto para análise a questão da expansão do mercado em relação ao custeio dos descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, concedidos a pequenos empreendimentos hidrelétricos e para aqueles com geração a partir de fontes alternativas. Além dos geradores, seus consumidores são também beneficiados pelo desconto.

A partir da CP ficou o questionamento quanto aos subsídios concedidos às fontes renováveis e as possíveis reformas à política pública de incentivo às fontes. Tal questionamento foi ao ponto de: se deveriam ser revistos e se deveria ser modificada a forma de financiamento do subsídio. Entretanto, os benefícios entregues pela geração a partir de fontes renováveis devem ser reconhecidos e valorados, de forma a retornar ao empreendedor os ganhos proporcionados ao sistema elétrico em função da fonte de geração.

⁸ Incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais.

Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em sua contribuição à CP, no cenário de expansão do mercado livre, a manutenção do subsídio via desconto na TUST e TUSD não inviabilizaria a ampliação do mercado. Na prática, o incentivo representaria a transferência de custos de uma minoria a ser assumidos por uma maioria. A CCEE defendeu que o subsídio em si não deveria ser extinto, mas sim reformulado.

Em função da complexidade envolvida no processo de ampliação do mercado livre, demonstrada pelas contribuições recebidas, além da pluralidade das propostas com elevado nível de convergência em relação a direções a serem perseguidas na estruturação do mercado, as discussões continuaram na Consulta Pública MME nº 33, de 2017. Nas contribuições foi defendido, ainda, a necessidade de medidas e instrumentos para um aprimoramento do modelo comercial do setor [4].

Em continuidade à CP nº 21/2016, essa baseada nos desafios para a expansão do mercado livre, a CP nº 33/2017 submeteu para contribuições da sociedade uma proposta de modernização e abertura do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Como fruto das consultas foi então consolidada a iniciativa de aprimoramento regulatório para o SEB [4][5].

Permanecendo a discussão na CP nº 33 quanto aos subsídios às fontes incentivadas, foi sinalizado pelo MME o esforço de valoração explícita de atributos, benefícios e externalidades das fontes, além da melhor representação do preço (espacial e temporal), como medidas de correção (reformulação) à algumas disfuncionalidades da atual⁹ forma de incentivo. Paralelamente, permitir que o empreendedor receba pelo seu valor aportado ao sistema. Foi proposto, ainda, tratamento semelhante para a revisão dos incentivos dados à geração distribuída.

Na proposta final, em uma compilação das consultas públicas, foram sinalizadas formas de racionalizar a remuneração de externalidades, viabilizando fontes pelo valor que agregam ao sistema. Entre as formas, foi proposto como diretriz para a definição das TUST e TUSD a valorização de eventuais benefícios da geração de energia elétrica próximo à carga.

⁹ Previsto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Vale mencionar que as diretrizes em vigência para a definição das tarifas de uso dos sistemas de transporte, estabelecidas na Lei nº 9.427, de 1996, são aplicáveis somente à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Na proposta compilada de aprimoramento legislativo do setor elétrico, além das diretrizes adicionais propostas para a definição da TUST, as mesmas passariam a valer também para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Dentre elas, a valoração dos méritos da localização e fonte de geração citada anteriormente.

Diante do contexto de valoração dos atributos da fonte de geração e da geração próxima à carga, no presente trabalho é realizada a investigação quanto ao impacto nas perdas elétricas no Sistema Interligado Nacional, dada a presença de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas em Sistemas de Distribuição.

1.2. OBJETIVO

O presente estudo tem como objetivo analisar o impacto nas perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional em função da geração realizada por Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas de Capacidade Reduzida, essas conectadas diretamente a sistemas de distribuição.

Para a análise, são comparados dois cenários de despacho de potência das usinas hidrelétricas de pequeno porte. Em um cenário, o despacho desses empreendimentos é anulado e, em outro, tais usinas geram a determinado nível de sua respectiva potência instalada. Em cada cenário, as perdas elétricas são mensuradas a partir do programa de fluxo de potência do ANAREDE.

Para o último cenário, a definição do nível de despacho teve como objetivo estabelecer um limite de geração das usinas em comparação ao cenário de despacho nulo. Ao definir geração máxima, busca-se levar as perdas ao limite.

Por fim, na perspectiva de valorização de eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima à carga, esse trabalho tem como finalidade apresentar a contribuição de usinas hidrelétricas de pequeno porte na redução ou no aumento das perdas elétricas do SIN e das áreas onde estão localizadas.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho, a fim de atingir o objetivo proposto, está dividido em seis capítulos. Abaixo tem-se uma breve descrição de cada um.

No Capítulo I contém a narrativa da dissertação, em que, é apresentada a motivação para a investigação sobre o tema, o contexto no qual o estudo está inserido e o objetivo a ser alcançado com a análise.

O Capítulo II apresenta os principais conceitos sobre o Setor Elétrico Brasileiro associados ao tema, tais como o planejamento da expansão do sistema de transmissão, a metodologia atual de mensuração das perdas elétricas, tanto da Rede Básica quanto do sistema de distribuição, e definições relativas às Pequenas Centrais Hidrelétricas e às Centrais Geradoras Hidrelétricas.

No Capítulo III contém a revisão bibliográfica sobre estudo de fluxo de potência, estando referenciada literatura relativa ao tema e publicações sobre o assunto.

O Capítulo IV apresenta a metodologia utilizada para mensuração das perdas elétricas, além de descrever o processo de identificação dos dados necessários para o desenvolvimento do estudo.

O Capítulo V reúne os resultados obtidos a partir das simulações e uma discussão no âmbito do SIN e de suas áreas consideradas no estudo.

Finalmente, o Capítulo VI apresenta as principais conclusões resultante da investigação realizada, bem como sugestão para desenvolvimentos trabalhos como contribuição ao processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro.

Ademais, o Apêndice A contém informações relativas às usinas hidrelétricas de pequeno porte consideradas no estudo.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O Sistema Interligado Nacional é composto por instalações responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica a todas as regiões do Brasil, essas interligadas eletricamente. Cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão no SIN. Ainda, compete ao ONS propor ampliações das instalações da Rede Básica¹⁰ e reforços do SIN ao Ministério de Minas e Energia. Tais proposições são consideradas no planejamento da expansão do sistema de transmissão brasileiro.

Haja vista o Plano de Ampliações e Reforços¹¹ ser o cenário base para o desenvolvimento do presente estudo, é apresentado nas seções seguintes um panorama do planejamento e do PAR.

2.1.1. Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão

A dimensão continental do Brasil, a dispersão espacial das fontes de geração de energia elétrica e as distâncias entre os grandes centros de carga, tornam o sistema elétrico de transmissão essencial na integração das diversas fontes de geração existentes no país ao consumo [6][7].

A integração dos recursos de geração e transmissão proporciona o fornecimento de energia ao mercado consumidor com segurança e economicidade, uma vez que possibilita explorar a diversidade dos regimes hidrológicos¹² nas diferentes regiões do país e transferir energia entre os subsistemas [6][7].

O planejamento adequado da expansão dos sistemas de geração e transmissão é fundamental para garantir a confiabilidade dos sistemas elétricos e a qualidade de atendimento ao mercado de energia, características essas intimamente relacionadas à eficiência da expansão de sistemas elétricos [8].

¹⁰ São as instalações de transmissão integrantes do SIN.

¹¹ Subsídia o planejamento da expansão do sistema de transmissão.

¹² Dadas as diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos úmidos e secos não coincidentes, há uma transferência permanente de energia elétrica entre essas regiões. Uma região em período seco armazena água, produzindo, desta forma, energia em níveis abaixo da média. Já uma região em período de chuva gera acima da média [10].

O planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão é pautado no atendimento da demanda e seu crescimento ao longo do tempo, na integração de novas usinas e em expansão de interligações regionais e internacionais. Para isso, visam definir o conjunto de obras necessárias para garantir a segurança e a qualidade do sistema ao menor custo global, considerando, inclusive, as perdas elétricas do sistema [8][9].

O planejamento de expansão da capacidade de transmissão tem justamente como desafio garantir a existência de recursos suficientes no sistema para atender à demanda total¹³ e ao menor custo possível. Ainda, devem ser atendidos os critérios de confiabilidade e consideradas as incertezas¹⁴ associadas.

A necessidade de conciliar requisitos conflitantes de economicidade e confiabilidade do sistema, em particular das interligações regionais, é onde torna o planejamento mais complexo. Outras dificuldades são as crescentes restrições socioambientais, em particular na região Amazônica e nos grandes centros de carga, com limitações na disponibilidade de faixas de passagem e de oferta de locais para subestação [7].

O planejamento da expansão dos sistemas de transmissão é conduzido pelo Ministério de Minas e Energia subsidiado por estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹⁵ e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. As entidades, a partir de estudos elaborados, cumprindo com suas respectivas atribuições, emitem documentos contemplando as obras relacionadas ao sistema de transmissão e consideradas fundamentais segundo suas visões, de planejamento e operação, e suas prerrogativas [8][11][12].

¹³ Projetada ao longo do horizonte de planejamento.

¹⁴ Produção e localização da oferta de geração, perfis de consumo e crescimento da demanda, falhas nos equipamentos, entre outras incertezas.

¹⁵ Empresa pública federal, criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, dentre outras [14].

A EPE¹⁶, através de seus estudos de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, elabora em conjunto o Programa de Expansão da Transmissão - PET e o Plano de Expansão de Longo Prazo - PELP. Publicados semestralmente e unificados em um documento, são relatórios gerenciais que englobam todas as obras de expansão do SIN que ainda não tenham sido outorgadas [7][13].

No PET, documento esse de caráter determinativo, constam as instalações de transmissão ainda não licitadas, ou autorizadas, recomendadas para entrar em operação nos próximos 6 anos. O programa tem como principal finalidade subsidiar o Ministério de Minas e Energia na priorização das instalações que integrarão os lotes a serem oferecidos em leilões de transmissão futuros. Já o PELP, as obras são de caráter indicativo, compreendendo o período a partir do sétimo ano [7][13].

Completando o ciclo de planejamento da transmissão, é de responsabilidade do ONS elaborar e encaminhar ao MME o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão (PAR). O plano contém, segundo sua visão de operador do sistema, as indicações de obras necessárias para que a operação futura do SIN ocorra com qualidade e com segurança elétrica adequada, conforme os critérios técnicos definidos nos Procedimentos de Rede¹⁷.

As propostas de ampliações e reforços do sistema contida no plano viabiliza o atendimento adequado da demanda, a integração de novas usinas geradoras e o pleno funcionamento do setor elétrico no horizonte de 5 anos [8][11].

A partir das recomendações e indicações de expansão, reforços, melhorias e adequações nas instalações de transmissão contidas nos documentos, o MME promove a compatibilização do PAR (elaborado pelo ONS) e do PET (elaborado pela EPE) com o objetivo de promover ações estruturantes e garantir a integração setorial. A partir da compatibilização obtém a Consolidação de Obras de Transmissão [11][12][15].

¹⁶ Dentre as competências da EPE, cabe à entidade a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica nos horizontes de curto, médio e longo prazo [14].

¹⁷ São regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica. Com caráter normativo, é um documento elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, com participação dos agentes, e aprovado pela agência reguladora do setor elétrico [16].

Consolidadas agregando tanto a visão da operação, quanto a do planejamento, o Setor Elétrico Brasileiro tem uma referência comum, em caráter determinativo, do conjunto das obras que integram o Plano de Outorga de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE. O Plano indica os empreendimentos a serem licitados na modalidade de leilão e do conjunto das obras que serão objeto de Resoluções Autorizativas - REAs¹⁸ emitidas pela ANEEL [12].

2.1.2. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão - PAR

Anualmente o Operador Nacional do Sistema Elétrico¹⁹ propõe ao Ministério de Minas e Energia ampliações da RB, reforços em instalações de transmissão existentes e em instalações sob responsabilidade de distribuidoras que possam causar impacto sistêmico na RB, assim como melhorias referentes à substituição de equipamentos de grande porte. A serem consideradas no planejamento da expansão, essas proposições são elaboradas e realizadas através do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) [11][17][18].

O Plano apresentando indicações de obras fundamentais, no horizonte de 5 anos, para que a operação futura do SIN tenha segurança elétrica adequada. Busca também: garantir condições operacionais futuras ao menor custo mitigando os riscos de corte de carga; preservar ou atingir o adequado desempenho da rede; promover a otimização da operação do sistema eletroenergético; e possibilitar o acesso a todos os interessados na integração ao sistema interligado [11][19].

As ampliações e reforços são definidas a partir de estudos de avaliação do desempenho elétrico da rede de simulação em regime permanente e em frequência industrial, do desempenho das interligações inter-regionais e internacionais, de estudos de dimensionamento da compensação de energia reativa e da análise de superação de equipamentos. Dentre as redes do SIN, a rede de simulação é a que garante que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS apresentem resultados que reproduzam, com grau de precisão adequado, os fenômenos que ocorrem no sistema interligado [19][20][21].

¹⁸ Viabilizadas mediante autorização, o processo de instalação é analisado pela ANEEL que emite as REAs necessárias, sinalizando para que as empresas de transmissão procedam com a implantação das respectivas instalações.

¹⁹ Constituído através da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

Na realização dos estudos de ampliações e reforços, além de entidades setoriais como MME e EPE, possuem responsabilidades ainda os: agentes de transmissão, agentes de geração²⁰, agentes de distribuição conectados em instalações sob responsabilidade de transmissora, consumidores livres e potencialmente livres conectados à Rede Básica ou em instalações sob responsabilidade transmissora [17].

A referência para a definição das obras a serem propostas pelo PAR é o planejamento da expansão da transmissão, esse consolidado pelo MME com base em estudos elaborados pela empresa de planejamento setorial – EPE. Além dessa referência, é considerado, ainda, as novas propostas de ampliações, reforços e melhorias dos agentes do setor [11][19][20].

Na elaboração das propostas o ONS leva em consideração: os contextos de oferta de energia (geração e importação) e de carga (demanda interna e exportação) indicados pelos agentes; novas solicitações de acesso; instrumentos contratuais referentes à compra e venda de energia, ao uso e conexão ao sistema de transmissão e à autorização para importação e exportação de energia; restrições operativas identificadas no planejamento e programação da operação elétrica e energética, bem como na operação em tempo real; e resultados dos leilões de energia [11][20].

Voltadas para a rede básica, as ampliações propostas são novas instalações de transmissão provenientes de novas concessões de transmissão. Já os reforços são voltados às instalações de transmissão existentes e às instalações de responsabilidade de distribuidoras que possam causar impacto sistêmico [17][22].

Os reforços compreendem a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adaptação dessas instalações para fins de acréscimo da capacidade de transmissão, aumento da confiabilidade do SIN e da vida útil ou para conexão de usuários [17][22].

²⁰ Detentores de usinas classificadas quanto a modalidade de operação como Tipo I, Tipo II A, Tipo II B e Tipo II C.

As melhorias estão relacionadas especificamente à substituição de equipamentos de grande porte²¹ ou à equipamentos relacionados²² que possam impor restrições ao uso absoluto do equipamento de grande porte. Tais melhorias visam manter ou atingir o nível adequado de prestação de serviço de transmissão de energia elétrica. São determinadas a partir de informações enviadas pelos agentes de transmissão ao MME, à ANEEL, ao ONS e à EPE [17][20].

No caso das substituições de equipamentos, essas são motivadas pela obsolescência do equipamento, esgotamento da vida útil, falta de peças de reposição, restrições operativas intrínsecas ou desgastes prematuros e riscos de danos a instalações, além de reforços relacionados ao aumento da vida útil de equipamentos existentes [11][17][22].

2.1.2.1. Elaboração das Propostas de Ampliações e Reforços

O conjunto de obras²³ é definido tendo como referência o plano de expansão da transmissão elaborado pela EPE. A partir do plano, obtêm-se os dados a serem utilizados nos estudos de ampliações e reforços. Tais dados são base da compatibilização entre o conjunto de obras constantes no PAR e o planejamento de expansão do sistema de transmissão no horizonte de longo prazo [19][23].

As proposições de ampliações e reforços se inicia com o ajuste da configuração inicial por meio de estudos de avaliação do desempenho elétrico. Envolve ainda os estudos de interligações inter-regionais e internacionais, de dimensionamento da compensação de potência reativa e a análise de superação de equipamentos [20].

O ajuste é realizado para acerto dos casos de referência, constituindo a base comum dos estudos de fluxo de potência regionais e dos estudos de definição dos limites das interligações entre as regiões. As configurações iniciais são ajustas para cada ano do horizonte dos estudos de ampliações e reforços em conformidade com

²¹ Transformadores, linhas de transmissão ou equipamentos de compensação reativa e equipamentos relacionados.

²² Podem ser partes integrantes dos equipamentos de grande porte ou, ainda, equipamentos de conexão que necessitem ser substituídos juntamente com seu respectivo equipamento de grande porte [20].

²³ Necessário para que o sistema atenda às previsões de carga e oferta.

os condicionantes e os padrões de desempenho estabelecidos para a rede elétrica pelo ONS [20].

As obras indicadas pela EPE e pelos agentes são a base para os ajustes realizados nas configurações iniciais. Definidas a partir de estudos técnicos-econômicos, devem atender os critérios para estudos elétricos estabelecidos nos Procedimentos de Rede²⁴ [20].

Em seguida são então realizadas simulações para avaliação da conformidade do desempenho do sistema com o requerido pelo ONS, onde as condições operativas do sistema são simuladas em estudos de fluxo de potência. Essas condições de operação são: o atendimento à carga em condição normal de operação, em contingência simples, em contingências duplas selecionadas, considerando o despacho de usina térmica nulo internamente à área em análise e considerando valores elevados de intercâmbio nas interligações [20][24].

Realizados com a finalidade de verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente, tanto em condição normal quanto em emergências, os estudos de fluxo de potência avaliam se os níveis de tensão nos barramentos e o carregamento nas linhas de transmissão, nos transformadores e demais componentes da rede de transmissão, atendem aos padrões de desempenho definidos pelo operador do sistema. Essas avaliações são executadas para determinada configuração da rede elétrica, condição de carga e de geração [20][24][25].

As simulações para avaliações de desempenho são realizadas com base em dois casos de fluxo de potência, o de trabalho²⁵ e o de referência. No primeiro os casos são ajustados no início das atividades, servindo de base para todas as simulações e análises necessárias para a definição das ampliações e reforços e dos limites dos intercâmbios entre as regiões. Já os casos de fluxo de potência de referência são os casos de trabalho atualizados no final das atividades do ciclo do PAR, contemplando as novas ampliações e reforços propostos no estudo [24].

²⁴ Submódulo 23.3.

²⁵ Nos casos de fluxo de potência de trabalho são considerados os valores de carga ativa e reativa, por barramento informados pelos agentes e consolidados pelo ONS, conforme estabelecido Procedimentos de Rede, submódulo 5.2 (Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços).

Os estudos são realizados de forma regionalizada²⁶, onde as simulações e as análises das condições de atendimento permitem avaliar as situações específicas de cada região e os cenários alternativos de despacho e intercâmbio, tanto para condição normal como em contingência. Nessas avaliações são identificados pontos críticos de desempenho, problemas de tensão, superação de linhas e transformadores por carregamento, entre outros, resultando em diagnósticos [20].

Baseado nos diagnósticos obtidos, são incorporadas à configuração inicial as novas obras indicadas pelos estudos de planejamento da expansão e testadas as condições de atendimento para cada caso. Os testes são realizados até que seja determinado uma configuração para cada ano contemplado no estudo. Essa configuração deve atender aos critérios de desempenho elétrico estabelecidos nos procedimentos de rede. Assim sendo, passam, a integrar a proposta de ampliações e reforços as obras que se mostraram eficazes [20].

2.1.2.2. Conjunto Gerador e Programa de Geração

O conjunto de geradores, conforme mencionado na seção 2.4.1, é composto por agentes detentores de usinas que operam na modalidade Tipo I²⁷, Tipo II A²⁸ e Tipo II B²⁹. Usinas que constituem um Conjunto de Usinas³⁰, classificadas como Tipo II C, também participam dos processos voltados a ampliações e reforços [17][25].

²⁶ Estudos das interligações entre regiões são exceção, nos quais não são realizados de forma descentralizada.

²⁷ Usinas conectadas na rede básica, independentemente da potência líquida injetada no SIN e da fonte primária, mas que afetam a operação eletroenergética; usinas não conectadas à rede básica, no entanto, a potência líquida máxima injetada no sistema interligado contribui para a redução dos problemas operativos e confere maior segurança para a rede de operação; e UHEs com potência instalada acima de 30MW [26].

²⁸ Usinas termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) declarado e que são despachadas por ordem de mérito [26].

²⁹ São usinas cujo reservatório impacta na operação de empreendimentos classificados como Tipo I; usinas nas quais o ONS identifica a necessidade de obter informações para possibilitar a representação individualizada, do empreendimento, nos processos de planejamento e programação da operação; e usinas que, dada as características das fontes primárias de geração, apresentam limitações que impossibilitam o atendimento ao despacho centralizado de forma sistêmica (PCH, eólica, fotovoltaica, biomassa e cogeração) [26].

³⁰ Um conjunto de usinas é formado quando um grupo de usinas totaliza uma injeção de potência significativa em determinada subestação do SIN, ou em ponto de conexão compartilhado, com impacto na fronteira da rede básica. Tais usinas que constituem o conjunto não estão conectadas à rede básica. Somente usinas tipo II B e Tipo III podem integrar um conjunto de usinas [26].

O programa de geração considerado nos estudos para a elaboração do PAR é constituído por: usinas existentes; usinas novas com contratos de concessão ou com solicitações formalizadas de novos acessos junto ao ONS ou aos agentes de transmissão; usinas que contrataram em Leilões de Energia Nova (LEN) ou de Fontes Alternativas (LFA) a venda de energia relativa a seus empreendimentos; as usinas eólicas provenientes de Leilões de Energia de Reserva (LER); e os intercâmbios contratos em interligações internacionais [20][24].

Para as usinas existentes, os dados relativos às unidades de geração são informados pelos agentes geradores. Para as unidades geradoras futuras, os dados são fornecidos pelos agentes acessantes que já tenham apresentado solicitação de acesso ou obtido autorização, ou concessão, para operar [20].

Os agentes detentores de usinas Tipo I tem como responsabilidade o encaminhamento direto ao operador do sistema os dados³¹ necessários para a elaboração do PAR, ou atualizá-los caso tenham sido fornecidos em ciclo anterior do plano. São encaminhadas, também, as propostas de ampliações e reforços desses agentes, seguidos de estudos técnicos e econômicos que o justifiquem [19].

As usinas classificadas como Tipo II A e Tipo II B, tanto os dados e informações necessários para a realização dos estudos elétrico, quanto a forma de encaminhamento dos mesmos ao operador, difere em função de qual sistema de transporte de energia a usina está conectada, se conectadas à Rede Básica ou à Rede de Distribuição [19].

Para usinas conectadas à Rede Básica, são informados diretamente ao ONS pelo agente gerador os limites de geração ativa (MW), reativa (Mvar) e de absorção individualizados por usina. Ainda, as limitações operativas existentes³² e informações adicionais relativas as características da usina e seu regime de operação são encaminhados [19].

³¹ Relativos às características técnicas das unidades geradoras que o constituem e as características de seus sistemas de controle, parâmetros elétricos dos equipamentos de conexão, restrições operativas existentes, informações adicionais sobre as características das usinas e seu regime de operação, entre outros.

³² As causas das restrições devem também ser indicadas.

Para os empreendimentos conectados à Rede de Distribuição ou DIT os dados e informações são encaminhados ao ONS através da distribuidora responsável pela área de concessão em que as usinas se encontram conectadas. São informados dados relativos à previsão individualizada, por usina, de despacho de geração, limites de geração de potência ativa (MW) e limites de geração e absorção de potência reativa (Mvar). São encaminhadas também informações sobre o regime de operação, restrições operativas e características adicionais da unidade [19].

2.2. SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição é basicamente caracterizada como o segmento do setor elétrico voltado para o rebaixamento da tensão, essa oriunda do sistema de transmissão, à conexão de centrais de geração e ao suprimento de energia elétrica ao consumidor final [27].

Os Sistemas Elétricos de Distribuição são compostos pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, esses existentes na área de atuação de uma distribuidora³³, que operam em tensão inferior a 230 kV. Ainda, para efeitos dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST³⁴, apenas as instalações de propriedade de distribuidora, não incluindo as Demais Instalações de Transmissão³⁵, compreendem o sistema de distribuição [28][29].

As redes dos sistemas de distribuição são estratificadas por nível de tensão, segregadas em Sistemas de Distribuição de Alta Tensão (SDAT), Sistemas de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT) [27][29]. Geralmente, na distribuição, as linhas são circuitos radiais e as redes são circuitos malhados ou interligados [28]. Na Tabela 2.1 podem ser observadas as classes de tensão.

³³ Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, atuando sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica [28][30].

³⁴ Procedimentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. São documentos elaborados pela ANEEL contando ainda com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico brasileiro [28].

³⁵ Exceto quando expressamente citado.

Tabela 2.1- Estratificação das redes dos sistemas de distribuição

Nível	Tensão
	230 kV
Alta Tensão	88 a 138 kV
	69 kV
Média Tensão	> 1 a < 44
Baixa Tensão	≤ 1

Fonte: Adaptado de [29]

Os sistemas de distribuição de alta tensão são formados pelo conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica, ou de centrais geradoras às subestações de distribuição, em tensões iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV. Instalações com tensão igual ou acima de 230 kV somente são caracterizadas como SDAT quando definidas pela ANEEL [28].

Os sistemas de média tensão são constituídos pelo conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões maiores que 1 kV e inferiores a 69 kV. Nesse sistema, cuja função primordial na maioria das vezes é o atendimento a unidades consumidoras, pode conter geração distribuída. Já o sistema de baixa tensão, é o conjunto de linhas de distribuição e equipamentos associados que operam em tensões nominais iguais ou inferiores a 1 kV [28].

2.3. MENSURAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS

2.3.1. Perdas na Rede Básica

O cálculo e a consideração das perdas de energia da Rede Básica do sistema elétrico brasileiro, e as respectivas alocações aos pontos de medição, são tratados no Processo de Medição realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Para isso são utilizados os dados de energia elétrica coletados nos pontos de medição, pela própria Câmara, através do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE³⁶) [31].

³⁶ Sistema utilizado pela CCEE para coleta diária e tratamento dos dados de medição.

O processo de medição consiste em duas etapas, sendo a medição física e medição contábil. A primeira é relativa ao tratamento dos dados medidos e coletados a partir do SCDE, sendo considerado os valores brutos obtidos e a localização física dos pontos de medição, essa na qual impacta na alocação das perdas. Já a contábil, subsequente à medição física, compreende os processos de ajuste e de agrupamento por ativo, tipo carga ou geração e por agente da CCEE [31][32].

Sendo atribuição da CCEE a mensuração das perdas na RB, a seção 2.3.1 e as seguintes, serão baseados nas Regras de Comercialização da Câmara que descrevem o processo de cálculo [31][32].

2.3.1.1. Medição Física

A medição física é definida como a preparação dos dados coletados por canal, geração e consumo, a partir dos Sistemas de Medição para Faturamento (SMF) dos agentes. Em tal processo os dados tornam-se informações válidas para o processamento da contabilização [31].

A obtenção dos dados pelo sistema de coleta (SCDE) é feita automaticamente, direto das Unidades de Coleta de Medição (UCM) do agente ou de pontos de medição (tais pontos são aqueles que atendem as especificações técnicas do SMF estabelecidas nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Transferidos ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, os dados são tratados por canal de consumo e de geração, conforme coletados pelo SCDE dos respectivos canais. Os dados com períodos de coleta em intervalos de cinco minutos são integralizados por hora para fins de contabilização.

Considerando que as perdas contabilizadas se referem à Rede Básica, pontos de medição não conectados diretamente a rede devem ser referenciados a ela para que a avaliação do seu impacto (consumo/geração) seja possível. Identificada como rede secundária (compartilhada), a mesma possui pontos de geração, consumo e perdas associadas.

Para que a apuração das perdas da RB seja então realizada, o tratamento das redes secundárias deve refletir as medidas de geração/consumo referenciados à Rede, associando aos valores medidos as parcelas referentes às perdas internas da

rede. Tais redes são de uso exclusivo dos agentes conectados a elas, devendo ser assumido por eles as perdas internas.

As perdas internas em uma rede compartilhada³⁷ são aquelas decorrentes do transporte e de transformações elétricas dentro dessa rede. São determinadas pela diferença entre os valores líquidos de geração e consumo associados a dois níveis hierárquicos consecutivos.

Para que o rateio seja feito de forma equilibrada, as perdas em uma rede secundária são alocadas por canal (de geração e de consumo) proporcionalmente aos valores medidos em cada ponto de medição, em cada nível hierárquico. Assim, a perda associada ao ponto de medição final corresponderá ao somatório da parcela de perda apurada, em cada nível percorrido pela energia, na rede compartilhada até o ponto final.

Além do tratamento das perdas internas em uma rede compartilhada, no qual reflete as medidas de consumo/geração para a RB, ao avaliar o caminho de conexão de cada ponto de medição à Rede Básica é realizado, ainda, a determinação dos volumes que participam do rateio de perdas da RB.

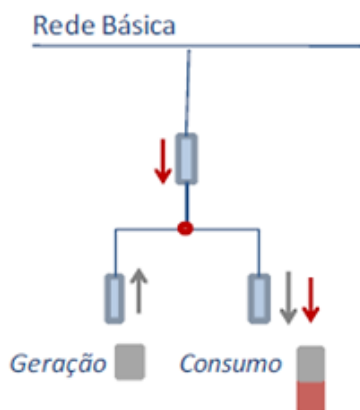
A atuação de uma informação da característica da rede, sendo de consumo ou de geração, no rateio das perdas da RB refere-se apenas ao montante intercambiado entre a rede compartilhada em que estão localizados os pontos de medição e a Rede Básica. Pontos não integrantes de uma rede compartilhada participam do processo de rateio de perdas no volume intercambiado com a RB.

Para redes compartilhadas com característica consumidora³⁸, apenas o quantitativo consumido da Rede Básica é considerado para efeito do rateio das perdas da RB, como ilustrado na Figura 2.1. Já para as redes compartilhadas com característica geradora³⁹, somente o montante entregue à RB é levado em consideração para o rateio (Figura 2.2).

³⁷ Dentro do conceito de topologia em árvore para representar o sistema elétrico, como uma série de barramentos e pontos de medição interconectados, uma rede compartilhada possui raiz ou raízes (pontos de conexão de uma instalação à RB) conectadas a outros pontos de medição denominados “descendentes”, que podem, ainda, possuir outros descendentes.

³⁸ Nesse tipo de rede compartilhada (principal ou dependente) o fluxo líquido de energia tem sentido da Rede Básica para a instalação (o consumo da rede é total ou parcialmente suprido pela RB).

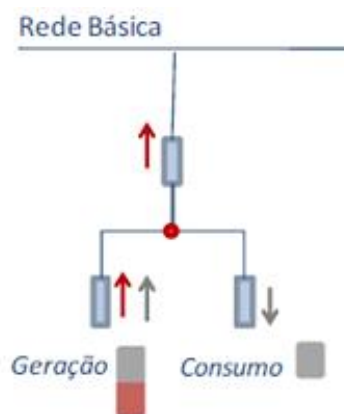
³⁹ Rede compartilhada no qual o fluxo líquido de energia vai da instalação para a Rede Básica (a geração da rede secundária é injetada na RB total ou parcialmente).



Legenda:

- energia suprida pela Rede Básica
- energia gerada na rede compartilhada (isenta do rateio de perda da Rede Básica)

Figura 2.1 - Rede compartilhada com característica consumidora
Fonte: Adaptado de [31]



Legenda:

- energia fornecida à Rede Básica
- energia consumida na rede compartilhada (isenta do rateio de perda da Rede Básica)

Figura 2.2 - Rede compartilhada com característica geradora
Fonte: Adaptado de [31]

2.3.1.2. Medição Contábil

Na medição contábil é realizado o tratamento das informações de geração e de consumo. Nesta etapa é efetuado o agrupamento dos dados de medição e atribuída a propriedade às informações coletadas dos pontos de medição ao agregar tais informações em ativos de geração ou consumo de energia [32]. O cálculo das perdas é realizado nessa fase.

O processo de medição contábil é dividido, ainda, em quatro etapas, sendo:

- a) agregação de dados de pontos de medição;
- b) cálculo dos fatores de perdas da rede básica de consumo e de geração;
- c) determinação das perdas da rede básica de consumo e geração;
- d) consolidação das informações ajustadas de consumo e geração.

a) Agregação de Dados de Pontos de Medição

Essa etapa corresponde a consolidação dos valores fornecidos pelos canais de consumo e geração dos pontos de medição referenciados à Rede Básica em informações por ativo, contabilizados como cargas e usinas. A consolidação depende da configuração elétrica e da localização dos pontos de medição instalados, sendo necessário um tratamento caso a caso.

Os casos são refletidos no sistema de contabilização e liquidação da CCEE por meio de um conjunto de expressões exclusivo por ativo. As respectivas expressões são cadastradas pela Câmara de acordo com a análise do diagrama unifilar dos ativos do SIN, bem como com a análise de sua influência em relação aos demais ativos modelados.

O resultado do processamento entrega informações de medição não ajustadas, por ativo ou parcelas de ativos modelados no sistema, como uma representação contábil no universo físico dos agentes. A falta de ajuste justifica-se por ainda carecerem da aplicação dos fatores de perdas de geração e consumo da RB.

b) Ativos e Parcelas de Ativos

Em função dos possíveis destinos dado à energia comercializada por geradores, de modo que uma usina pode contemplar várias parcelas em função de seus tratamentos, esse destino deve ser identificado dada as diferentes regras de negócios específicas ou da legislação vigente.

O gerador pode comercializar a produção de uma usina segundo diversas modalidades, destinando, por exemplo, ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio da venda em leilões, ou ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) através de negociações bilaterais.

Dessa forma, cada parcela da geração da usina, com suas respectivas medições associadas, é tratada conforme legislação ou regra de negócios específicas. De modo semelhante, as cargas modeladas também podem conter parcelas de carga para representar determinada configuração.

c) Cálculo dos Fatores de Rateio de Perdas da RB de Consumo e Geração do SIN

As perdas são calculadas pela diferença entre a geração e o consumo total do Sistema Interligado Nacional. Sem o rateio das perdas entre os consumidores e geradores, o volume de energia contabilizado para os geradores seria maior que o volume associado ao consumo dos pontos de carga. Associadas ao transporte de energia elétrica no SIN, por meio da rede básica, as perdas elétricas acarretam um desequilíbrio entre os dados de medição de produção e de consumo total de energia coletados pelo Sistema de Coleta da CCEE.

Dado que o Setor Elétrico Brasileiro é um mercado contabilizado pelas diferenças, em que não existe produção sem o seu respectivo consumo, a não coincidência entre os valores de geração e os de consumo provocaria um déficit contábil. Ao incorporar as perdas da rede básica a não coincidência é eliminada.

As perdas apuradas decorrentes do transporte são então absorvidas pelos consumidores e geradores participantes do rateio de perdas da RB, na proporção de 50% para cada.

d) Geração e Consumo Participantes do Rateio de Perdas

A energia resultante da geração comercial de uma usina, assim o consumo associado aos seus ativos de carga, devem ser ajustados em função do rateio de perdas da RB. Esses ajustes, no geral, são obtidos pela aplicação das perdas calculadas ao consumo ou à geração que de fato participam do rateio.

Para os ativos de geração, nem todas as usinas⁴⁰ participam da divisão de perdas da RB. Diferentemente da geração, no consumo todas as parcelas de carga participam desse rateio. Para as cargas, a participação é proporcional ao consumo suprido pela energia proveniente dessa rede.

⁴⁰ De acordo com a resolução ANEEL nº 395, de 24 de julho de 2002.

e) Consolidação das Informações Ajustadas

Com os montantes participantes e isentos do rateio de perdas da Rede Básica identificados, os dados de medição dos ativos cadastrados são ajustados em: geração final por usina, geração final teste por usina; consumo por carga; e consumo de geração final por usina.

Finalizado o processo de ajuste dos dados de medição contábil, é realizada a consolidação das informações de consumo e geração de propriedade de cada agente, por condição carga, semana e submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro – Oeste/Sul).

2.3.2. Perdas no Sistema de Distribuição

As perdas no sistema de distribuição consistem na diferença entre a energia injetada no sistema e a energia fornecida pela distribuidora. Tais perdas são segregadas em função de sua origem, sendo a técnica e a não-técnica. A técnica é o montante de energia dissipada no sistema de distribuição em função das Leis Físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição. A não-técnica⁴¹ são todas as demais perdas associadas à distribuição, sendo furtos de energia, erros de medição, entre outras [33].

O cálculo de perdas no sistema de distribuição é realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, embasado por dados e informações fornecidas pelas distribuidoras, assim como demais informações disponíveis na própria ANEEL. Segmentadas em perdas técnicas e não técnicas, a metodologia utilizada na mensuração das perdas, aqui apresentada, restringe-se às técnicas [34].

A mensuração das perdas é realizada de modo a considerar os segmentos e os equipamentos dos sistemas de distribuição⁴² e os respectivos subgrupos de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4 e B) aos quais pertencem [34]. Para o método de cálculo utilizado, o sistema de distribuição é segmentado conforme disposto na Figura 2.3.

⁴¹ É a diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

⁴² Segmentos de redes, ramais, transformadores, reguladores e medidores.

Figura 2.3. Segmentação do sistema de distribuição para o cálculo de perdas

- i) Redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)
- ii) Transformadores de potência
- iii) Reguladores e redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT)
- iv) Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT)
- v) Transformadores de distribuição
- vi) Ramais de Ligação
- vii) Medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT

Fonte: [34]

No Sistema de Distribuição de Alta Tensão⁴³, as perdas nas redes e nos equipamentos associados ao SDAT são contabilizadas pelos dados obtidos a partir do sistema de medição das distribuidoras⁴⁴. Para o Sistema de Distribuição de Média Tensão⁴⁵ e Baixa Tensão⁴⁶, as perdas são obtidas por meio da aplicação do método de Fluxo de Potência [34].

Para a apuração das perdas na alta tensão, o sistema de medição totaliza as perdas elétricas pela diferença entre a energia injetada e a fornecida. Tal diferença é medida na fronteira do SDAT com agentes de transmissão, geração, consumidores, outras distribuidoras e Subestações de Distribuição (SED) [34].

As perdas apuradas para o SDAT devem ser discriminadas para os níveis de tensão dos respectivos subgrupos pertencentes à alta tensão de distribuição (A1, A2 e A3) e para cada relação de transformação desse sistema. Para o SDMT e SDBT, o cálculo é realizado para cada alimentador de média tensão, considerando os transformadores de distribuição para os segmentos de média e baixa tensão, ramais de ligação e para os medidores de energia relativos ao alimentador [34].

⁴³ Redes com níveis de tensão entre 69 kV e 230kV [35].

⁴⁴ Desde 2012 as distribuidoras são obrigadas a possuir medição nas Subestações de Distribuição (SED) para fins de apuração das perdas técnicas em alta tensão [35].

⁴⁵ Redes acima de 1 kV a 44 kV [35].

⁴⁶ Redes com nível de tensão inferior ou igual a 1 kV [35].

Na metodologia utilizada para o cálculo das perdas na distribuição são utilizados dois procedimentos distintos para a apuração, o *top-down* e o *bottom-up*. No SDAT as perdas⁴⁷ de energia medidas nas SED são obtidas utilizando o *top-down*. Nesse procedimento de cálculo a apuração é realizada a partir de níveis de tensão mais elevados até a fronteira com o SDMT [34].

No sistema de distribuição de média e baixa tensão o procedimento adotado é o *bottom-up*. Nesse método as perdas são mensuradas a partir da energia medida nos pontos de consumo somadas das perdas nos medidores. Para isso é empregado o método de fluxo de potência [34].

2.4. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE CAPACIDADE REDUZIDA

As Pequenas Centrais Hidrelétricas são empreendimentos de aproveitamento hidráulico com potência instalada superior a 5 MW (cinco megawatts) e igual ou inferior a 30 MW (trinta megawatts), destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica. Para a operação desses empreendimentos de geração, cabe ao Poder Concedente diretamente, ou mediante delegação à Agência Nacional de Energia Elétrica, autorizar o aproveitamento hidráulico [36].

Para ser enquadrada como PCH, a área do reservatório da usina deve ter até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio. Caso a área seja superior, também excluindo a calha, o empreendimento deve ser considerado como pequena central hidrelétrica se o reservatório for de regularização, no mínimo, semanal ou, seja comprovado que o mesmo tenha sido dimensionado baseado em outras finalidades e não a de produção de energia elétrica [37].

Operando tipicamente com reservatórios à fio d'água, as PCHs contam ainda com mais dois tipos de aproveitamento quanto a capacidade de regularização de seus reservatórios. Tais regularizações são diária e mensal para os reservatórios de acumulação. Aquelas que operam a fio d'água apesar de possuírem reservatório, o mesmo não permite a regularização do fluxo d'água, sendo a geração de energia elétrica realizada a partir do fluxo do rio [38].

⁴⁷ Resultantes da diferença da energia injetada medida na fronteira do sistema de alta tensão com o de média tensão.

Ainda mais reduzidos em potência e tamanho comparados às PCHs, as Centrais Geradoras Hidrelétricas de Capacidade Reduzida são usinas de aproveitamentos de potenciais hidráulicos com potência instalada igual ou inferior a 5 MW. Para a implantação deste tipo de empreendimento, os mesmos estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo somente ser comunicado ao Poder Concedente após sua implantação para fins de registro [36][37][39].

2.4.1. Modalidade de Operação das Usinas

Os empreendimentos de geração de energia elétrica no Setor Elétrico Brasileiro são classificados segundo sua modalidade de operação. A partir da avaliação dos impactos verificados na operação hidráulica e energética do SIN e na segurança da rede de operação, a modalidade da usina é definida. Essa classificação estabelece também a relação operacional com o Operador Nacional do Sistema Elétrico [40][41].

Os impactos da operação da usina provocados na operação hidráulica e energética do sistema interligado dependem do seu porte, não havendo qualquer influência se conectada ou não à Rede Básica. Em contrapartida, tanto a localização elétrica das usinas – conectadas às redes de transmissão ou de distribuição -, quanto o porte, impactam na segurança da rede de operação [41].

Para o enquadramento dos empreendimentos nas modalidades de operação, são realizadas análises e estudos de natureza hidráulica, energética e elétrica, em sintonia com os processos executados pelo ONS. Tais processos são relativos ao planejamento e programação da operação eletroenergética, à pré-operação, à coordenação e controle em tempo real, e à pós-operação [40][41].

No caso das usinas consideradas no presente estudo, as Pequenas Centrais Hidrelétricas são classificadas como Tipo II-B. Empreendimentos classificados na modalidade Tipo II⁴⁸ não causam impactos na segurança elétrica da rede de operação, porém afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, sendo, portanto, necessário representa-los nesses processos.

⁴⁸ Nessa modalidade as usinas são ainda classificadas em três subgrupos, sendo Tipo II-A, Tipo II-B e Tipo II-C.

Consequentemente, possuem responsabilidades relativas à realização dos estudos de ampliações e reforços [26].

Em função de suas características de geração, as PCHs⁴⁹ apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática. Assim como o despacho de geração coordenado dessas usinas não é estabelecido ou controlado pelo ONS em tempo real, esses empreendimentos são caracterizados também por não ter com frequência seu programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo operador [26][40].

Para as usinas classificadas nessa modalidade de operação, o agente gerador deve apenas informar ao ONS⁵⁰ seu despacho programado a fim de constar, e ser considerado, na programação de operação centralizada e estabelecida pelo operador. Tal programação é discretizada em base mensal, semanal e diária. Devem ser comunicadas também ao ONS as reprogramações em tempo real [26].

Cabe ressaltar que, para os estudos de ampliações e reforços, o agente responsável pelo encaminhamento dos dados relativos a geração de potência ativa de usinas classificadas como Tipo II B difere para empreendimentos conectados à rede básica e aqueles não conectados. Para as conectadas, o próprio detentor da usina encaminha ao ONS. Já para os empreendimentos não conectados, cabe à distribuidora responsável pela área de concessão em que a usina está localizada o repasse ao operador [42].

No caso das Centrais Geradoras Hidrelétricas, individualmente, não impactam a operação eletroenergética do SIN, porém seus dados são contabilizados no processo de consolidação da carga e programação diária. Classificadas como Tipo III, essas usinas não possuem relacionamento operacional com o ONS, sendo responsabilidade da distribuidora detentora da concessão da área em que a usina está conectada o encaminhamento das informações [26][42].

⁴⁹ No Brasil uma típica PCH opera, normalmente, à fio d'água e, dado ao seu pequeno reservatório, a regularização do fluxo d'água torna-se inviável, ficando a operação da usina, dessa forma, sujeita a sazonalidade hídrica [38].

⁵⁰ Para o atendimento a condições operativas específicas, o operador poderá realizar a programação da operação centralizada dessas usinas, bem como coordenar, estabelecer e controlar em tempo real o despacho de geração de usinas Tipo II-B.

As usinas classificadas como Tipo II B e Tipo III podem também integrar um Conjunto de Usinas, sendo reclassificadas para esse caso como Tipo II-C. O conjunto é constituído dado que, individualmente, esses empreendimentos de geração, conectados ou não à Rede Básica, não impactam na operação do sistema interligado. No entanto, quando analisadas em conjunto com outros que compartilham o mesmo ponto de conexão, injetam um quantitativo significativo de potência em determinada subestação do SIN [26].

Em função do impacto observado na rede de operação, é identificada a necessidade de relacionamento com o ONS visando atender, principalmente, processos relativos a estudos elétricos nas fases de planejamento e programação da operação. Ainda, nas fases de pré-operação e operação em tempo real. Dessa forma, é possibilitada a operação dos empreendimentos de forma conjunta [26].

Para que seja possível essa operação, deve ser informado ao operador através de um representante⁵¹ a geração programada do conjunto de usinas, bem como as reprogramações em tempo real [26].

Os empreendimentos classificados com Tipo II C devem também participar dos processos voltados à ampliações e reforços nas instalações de transmissão do SIN. Através deste requisito e da reclassificação de CGHs para esta modalidade de operação, é possível identificar na base de dados de fluxo de potência⁵², do Plano de Ampliações e Reforço, o barramento por meio do qual essas usinas acessam o sistema elétrico. Cabe ressaltar que tais usinas estão conectadas ao sistema fora da Rede Básica [26].

2.4.2. Panorama da Capacidade Instalada de PCHs e CGHs no Brasil

As Pequenas Centrais Hidrelétricas e as Centrais Geradoras Hidrelétricas em operação no país, em junho de 2019, de acordo com o Banco de Informações Gerenciais (BIG) da ANEEL, compõem 5,6% da capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir do aproveitamento hidráulico [2].

⁵¹ Eleito pelos responsáveis das usinas que compõem o conjunto para fins de relacionamento com o ONS.

⁵² Formato do programa ANAREDE.

De 1.345 empreendimentos hidrelétricos em operação no Brasil, independente da potência instalada, as usinas hidrelétricas de pequeno porte representam 84% da quantidade de empreendimentos, sendo 702 CGHs e 426 PCHs. Juntas correspondem, aproximadamente, a 3,6% da capacidade de geração do país, o equivalente a 5.936,04 MW [2].

O potencial de geração existente dessas usinas, somados, fica acima de Usinas Hidrelétricas centralizadas importantes para o Sistema Interligado Nacional, como Jirau (3.750 MW instalados), Santo Antônio (3.568 MW), Ilha Solteira (3.440 MW), Itumbiara (2.082 MW), entre outras [2].

Em termos de capacidade instalada no país, as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as Centrais Geradoras Hidrelétricas equivalem a grandes usinas hidrelétricas centralizadas, entretanto, distribuídas no sistema elétrico brasileiro e mais próximas aos centros de consumo.

As CGHs, em função do limite máximo de potência instalada, são enquadradas também como minigeração distribuída. Segundo a ANEEL, em junho de 2019, a potência instalada em unidades consumidoras no país, com geração do tipo CGH, era de 85,3 MW, colocando a fonte hídrica como a segunda mais utilizada para micro e mini geração distribuída no Brasil [43][44]. No mesmo mês, a micro e mini GD ultrapassou a marca de 1 GW de potência instalada [44].

CAPÍTULO III. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo de Fluxo de Potência, ou Fluxo de Carga, é uma ferramenta essencial para o sistema de potência, na qual, envolve simulações numéricas em operação normal de estado permanente. Por meio de estudos de fluxo de potência em operação são fornecidas as perdas de linha, os perfis de tensão do sistema, a estabilidade e informações de fluxo de potência ativa e reativa. A partir do estudo é possível realizar, ainda, análises para planejamento da operação para novas instalações e expansão do sistema [1].

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, o estudo de fluxo de potência é o estudo do sistema elétrico, em que, tem como base parâmetros de rede, de centrais geradoras, cargas e tensões. O objetivo consiste em avaliar o fluxo de potência nas redes, as perdas e o carregamento do sistema elétrico [33].

O cálculo de fluxo de potência versa, basicamente, em determinar o estado da rede, da distribuição dos fluxos e de outras grandezas de interesse. Nesse tipo de problema a modelagem do sistema é estática, o que significa que a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Essa forma de representação é empregada em situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas para que se possa ignorar os efeitos transitórios [45].

Os componentes do sistema elétrico podem ser classificados em dois grupos, sendo os que estão ligados [45]:

- i) Entre um nó qualquer e o nó-terra – como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores;
- ii) Entre dois nós quaisquer da rede – caso de linhas de transmissão, transformadores e defasadores.

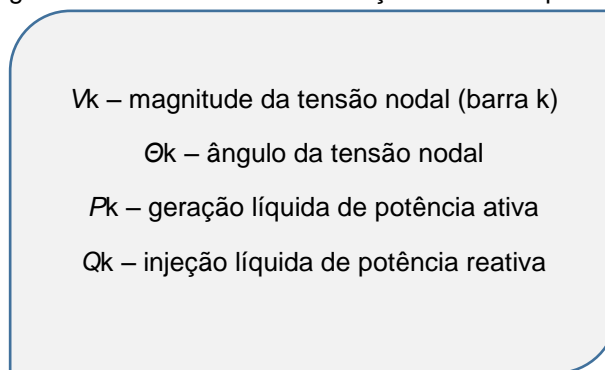
Classificados ainda em parte externa e interna do sistema elétrico, os geradores e as cargas são considerados como a parte externa e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. Os demais componentes da rede como, linhas de transmissão, transformadores, reatores, entre outros, constituem a parte interna do sistema [45].

As equações básicas do FP são obtidas impondo a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede. Dessa forma, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos, dado que esse nó é um de seus terminais. Isso corresponde a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A Segunda Lei de Kirchhoff é empregada para expressar os FP nos componentes da parte interna como funções das tensões de seus nós terminais [45].

Assim, o problema de fluxo de carga pode ser formulado por equações e inequações algébricas não-lineares, correspondendo respectivamente às Leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes. O sistema de equações algébricas não-lineares pode ser resolvido por vários métodos, sendo os métodos de Newton e o Desacoplado Rápido os mais eficientes [45].

Na formulação básica do problema, para cada barramento da rede são associadas quatro variáveis (Figura 3.1), nas quais duas entram no problema como dados e as outras duas como incógnitas. Dependendo de quais entram como dados e quais são consideradas como incógnitas, define-se o tipo da barra (Tabela 3.1).

Figura 3.1 - Variáveis da formulação básica do problema



Fonte: Adaptado [45]

Tabela 3.1 - Tipos de barras

Tipo de Barra	Dados Fornecidos	Calculados pelo Programa
PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k
$V\theta$ (referência)	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Fonte: Adaptado [45]

As barras dos tipos PQ e PV representam, respectivamente, as barras de carga e de geração. A barra $V\theta$, denominada também de barra de referência, possui duas funções: fornecer a referência angular do sistema⁵³ e fechar o balanço de potência do sistema (levando em consideração que as perdas de transmissão são desconhecidas antes de se obter a solução final do problema). Esses tipos de barramento são os mais importantes e mais frequentes [45].

No problema de fluxo de potência tem-se para cada barra duas equações. Cada equação representa o fato de que as potências ativa e reativa injetadas em uma barra são iguais à soma dos fluxos correspondentes que saem de tal barra (através de linhas de transmissão, transformadores, entre outros componentes) [45].

As equações básicas do fluxo de potência, oriundas das Leis de Kirchhoff, são apresentadas em (1) (2) [45].

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2)$$

em que:

$k = 1, \dots, \text{NB}$, sendo NB o número de barras da rede

K – é o conjunto das barras vizinhas da barra k , incluindo-se a própria barra

k .

V_k, V_m – magnitude das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$

G_{km}, B_{km} – matriz de admitância nodal.

Os estudos elétricos de Fluxo de Potência realizados no âmbito do Operador Nacional do Sistema Elétrico são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De maneira geral, considerando uma determinada configuração da rede elétrica e dada condição de carga e de geração, são avaliados se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos das linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão atendem aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [25].

⁵³ A referência de magnitude de tensão é o próprio nó terra.

Para a verificação do comportamento da rede, o Operador utiliza o programa computacional ANAREDE⁵⁴ (Programa de Análise de Redes Elétricas), esse um sistema integrado para a análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. O ANAREDE é constituído por dez programas computacionais desenvolvidos para a realização de estudos em regime permanente. Dentre tais, pode-se destacar o programa de fluxo de potência [46].

O programa de FP tem como objetivo calcular o estado operativo da rede elétrica para determinada condição de carga, geração, topologia do sistema e restrições operacionais [47]. O programa realiza, ainda, a representação completa de dispositivos de controle e limites [46]. O carregamento do sistema e a topologia da rede são os dados de entrada básicos para o programa de FP.

O cálculo do estado operativo da rede elétrica, dadas as condições impostas, consiste em um processo iterativo, onde são obtidas de forma alternada soluções para o sistema de Corrente Alternada e para o sistema de Corrente Contínua. Essas soluções são obtidas entre iterações consecutivas até que as variações das potências injetadas na rede CA pela rede CC sejam menores que a tolerância determinada [47].

Para a solução das equações da rede elétrica CA, na versão V. 10.01.03 do programa, dois métodos são disponíveis, sendo o Método Desacoplado Rápido e o Método de Newton-Raphson. Para o primeiro método, as matrizes do sistema de equações do problema de fluxo de potência são esparsas e simétricas. No caso do método de Netwon, as matrizes do sistema de equações são assimétricas [47].

Para que a solução das equações da rede elétricas seja considerada convergida é necessário que as soluções das equações dos sistemas CA e CC, assim como da interface entre esses sistemas, estejam convergidas. No caso da interface, é considerada convergida quando o desvio máximo de potências ativas e reativas, injetadas nas barras CA de interface pelos elos CC, for igual ou menor aos valores das constantes de Tolerâncias de Erro de Potência Ativa (TEPA) e de Potência Reativa (TERA), respectivamente [47].

⁵⁴ Desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

3.2. TRABALHOS SIMILARES

A análise do impacto nas perdas elétricas totais em sistema real de distribuição de alta tensão, em função da presença de geradores distribuídos, foi realizada também por [48]. A avaliação foi efetuada comparando as perdas em cenários em que o gerador está presente no sistema elétrico com as perdas na situação em que o mesmo inexistente.

No estudo foi calculado, ainda, o ponto de operação ótimo dos geradores distribuídos na ótica das perdas elétricas, nível esse de geração em que o empreendimento de geração minimiza as perdas totais.

Os impactos foram analisados considerando duas metodologias de alocação de perdas, sendo: Método da Substituição⁵⁵ (SM); e Método do Coeficiente Marginal de Perdas⁵⁶ (MLC).

Segundo [48], o método da substituição é relativamente simples, aconselhado para alocação de perdas em sistemas de distribuição com GD. Nesse método, a análise do impacto de um gerador distribuído nas perdas elétricas é dada pela comparação das perdas na situação em que o gerador está presente no sistema elétrico com aquela em que o mesmo é retirado. Repetindo o processo para todos os geradores, em que resulta na proposição de índices de alocação de perdas, é possível determinar a contribuição de cada um nas perdas elétricas.

Já o método do coeficiente marginal de perdas, avalia o nível total de perdas dada uma alteração marginal de potência (ativa e reativa) em cada barra do sistema. Conforme mencionado por [48], o método pode ser utilizado para verificar os impactos nas perdas em sistemas de distribuição dada a presença de geradores distribuídos. Passível de se identificar quais barras e o quanto cada uma contribui para a variação das perdas totais do sistema, o método é apropriado em situações que se deseja penalizar ou recompensar um GD pelos impactos nas perdas.

⁵⁵ *Substitution Method (SM).*

⁵⁶ *Marginal Loss Coeficiente (MLC).*

O sistema elétrico analisado foi um sistema de distribuição de alta tensão, de 138 kV, de uma distribuidora de energia elétrica do Brasil. O sistema possuía 36 unidades geradoras distribuídas, sendo Pequenas Centrais Hidrelétricas e, principalmente, usinas térmicas à biomassa. Do quantitativo de GDs presentes na rede da distribuidora, foram escolhidos para o estudo somente 21, sendo os de maior capacidade. Entre as usinas, a de menor potência consistia em 14,2 MW e a maior, 84,1 MW.

A modelagem do sistema elétrico da concessionária foi disponibilizada pelo ONS. Para a aplicação das metodologias foram considerados os patamares de carga leve, média e pesada contemplados no caso base. O programa utilizado para as simulações foi o ANAREDE.

A aplicação do método da substituição consistiu em variar a potência apenas do gerador em estudo a fim de se observar a variação nas perdas totais. Todos os demais foram mantidos em plena carga. O método foi aplicado a cada um dos geradores, de forma individual, sendo analisada a variação das perdas totais dado o aumento progressivo da potência injetada pelo gerador em questão. A elevação gradual da potência deu-se até valor nominal do gerador.

Para que se pudesse representar a contribuição dos geradores no aumento ou redução das perdas, foi proposto pelos autores um índice, esse denominado de índice k ⁵⁷. O mesmo foi calculado para um gerador sempre considerando os demais operando com potência máxima. Assim, o índice⁵⁸ determinava o potencial de redução ($K>0$) ou aumento ($K<0$) das perdas totais do sistema em comparação às perdas na ausência do gerador.

O segundo método, o MLC, foi aplicado baseado em um terceiro, o Método Incremental Repetitivo (MIR), devido as semelhanças na aplicação. Segundo [49], foram necessárias algumas modificações. O MIR, uma metodologia de alocação de perdas ativas, é baseado no cálculo de sensibilidade de perdas totais do sistema a

⁵⁷ É a relação entre a variação das perdas (diferença entre as perdas totais na presença e na ausência de um gerador para uma dada injeção de potência ativa) pelas perdas totais na ausência do gerador em estudo.

⁵⁸ Em módulo, quanto maior o índice, maior a variação que o gerador provoca nas perdas, seja reduzindo-as ($K>0$) ou aumentando-as ($K<0$).

partir do fluxo de carga CA em relação a variação incremental de potência ativa em cada barra. É realizado a partir de um algoritmo⁵⁹ computacional.

O cálculo do Método do Coeficiente de Perdas deu-se pela variação das perdas totais pela variação de potência ativa injetada ao sistema pelo gerador em estudo. A aplicação desse método foi realizada da mesma forma que o Método da Substituição, aplicado individualmente a cada um dos geradores e mantendo todos os outros em plena carga. Para cada GD o cálculo foi efetuado para diferentes níveis de geração de potência ativa até sua potência máxima e considerando uma variação de 1 MW em todos os casos.

A fim de avaliar a influência do nível de geração de cada gerador, os autores consideraram para todos os geradores pontos de operação iguais a 20, 40, 60, 80 e 100% de suas respectivas potências nominais. Quanto ao sistema, nenhuma alteração estrutural e/ou operacional foi realizada, sendo as modificações restritas ao nível de geração das unidades geradoras consideradas no estudo.

Na aplicação do Método da Substituição no patamar de carga pesada, apenas 4, dos 21 geradores considerados no estudo, contribuiriam para a redução das perdas elétricas do sistema. A partir do cálculo do índice K, obteve-se que para esses geradores, independentemente da potência gerada de cada um, as perdas do sistema seriam reduzidas.

Com a aplicação do MLC⁶⁰ na condição de carga pesada, foi indicado que os mesmos 4 geradores, sinalizados pelo método SM, contribuem para a redução das perdas. Além disso foi indicado um quinto gerador que contribui de forma parcial para a amenização das perdas. Para aqueles 4 GD iniciais, foi indicado que para 3 seria interessante que operassem de acordo com suas respectivas potências nominais. Já para o gerador restante, e o gerador que parcialmente favorece à redução das perdas, a operação ótima estaria entre 45 e 90% de suas capacidades.

⁵⁹ Calcula, basicamente, o fator de perda para cada gerador em cada nível de geração. O cálculo é realizado para um gerador por vez. O fator é “dado pela diferença entre as perdas totais do sistema com o GD operando e as perdas na situação se o mesmo desse um incremento em 1MW na sua geração”.

⁶⁰ Método em que pode ser utilizado para indicar o ponto de operação ótimo do GD de modo a minimizar as perdas totais.

No patamar de carga média foi observado, ao aplicar o SM, em comparação ao resultado obtido para condição pesada, que somente 1 gerador foi favorável à diminuição das perdas. Já os 3 geradores que obtiveram resultado positivo na condição de carga anterior, para essa apresentaram pequena contribuição para redução quando operam abaixo de suas capacidades máximas. Em plena carga, praticamente não influenciam. Para esses geradores, o método MLC indicou seus respectivos níveis de operação ótimo no que diz respeito à redução de perdas.

Para a condição de carga leve os resultados foram os piores ao comparar com os demais patamares, com apenas 2 geradores contribuindo para a amenização das perdas do sistema. Dos geradores que na condição de carga pesada se apresentaram favoráveis à redução, para a carga leve, 3 passaram a contribuir para o aumento das perdas. Esse comportamento mostra que os benefícios entregues pela GD podem variar em função do carregamento do sistema.

Na aplicação do MLC a influência do patamar de carga nos benefícios ficou evidente. A magnitude do coeficiente dos geradores obtida pelo método indica que no caso da condição de carga leve a capacidade de alguns geradores em elevar as perdas passou a ser bem maior que nos demais casos, o que era esperado, haja vista, o carregamento das linhas de transmissão nessa condição de carga ser o mais reduzido. Dessa forma, qualquer exportação de potência por parte dos geradores eleva consideravelmente o carregamento das linhas e, conseqüentemente, as perdas.

Assim, a partir da análise do impacto dos geradores nas perdas elétricas do sistema, utilizando as metodologias de alocação de perdas, foi observado que, para o sistema de distribuição de alta tensão, a maioria dos geradores contribuíram para o aumento das perdas nas três condições de carga. Além disso, aqueles que se mostraram favoráveis à redução das perdas, suas contribuições foram pequenas, atingindo 1% de redução no máximo.

O método de substituição para alocação de perdas também foi utilizado, por [49], para identificar a contribuição de geradores distribuídos na variação de perdas em um sistema de distribuição teste de pequeno porte. Na modelagem do sistema foi utilizado o programa *DIGSILENT PowerFactory*⁶¹. Tal ferramenta matemática conta

⁶¹ A ferramenta conta com interface gráfica que possibilita a modelagem de sistemas de potência e esquemas de controle utilizando diagramas unifilares dos sistemas elétricos.

com o método de Newton-Raphson para o cálculo de fluxo de potência, mesmo método contido no programa de FP do ANAREDE.

O sistema elétrico empregado na análise é baseado em um dos sistemas-teste proposto pelo *Institute Of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), o IEEE 34 barras. O modelo não possuía geradores distribuídos conectados ao sistema, sendo admitidos, por [49], três GDs de mesma potência nominal. Os geradores foram conectados em pontos diferentes da rede para que pudesse ser analisado o impacto dos empreendimentos nas perdas elétricas. O nível de tensão do sistema era de 24,9 kV e frequência de 60 Hz.

A potência definida para cada gerador foi de 400 kVA, em que, juntos atendiam a 70% da carga total do sistema de distribuição. A localização dos mesmos no sistema foi: 1) posicionado em barra próximo a subestação, nó esse que dividia em praticamente duas partes toda a carga do sistema; 2) em barra com longa distância em relação à subestação; e 3) barra com uma grande carga nela localizada.

A aplicação do método consistiu da mesma forma como realizado em [48], onde todos os geradores foram mantidos em plena carga variando somente a potência do gerador em análise. A finalidade para tal foi observar as mudanças provocadas nas perdas totais do sistema pelo empreendimento em questão. Assim, a metodologia foi empregada individualmente à cada gerador alterando gradativamente sua potência.

Além da metodologia de aplicação, foi utilizado o mesmo índice K para representar a contribuição dos GDs na elevação ou redução de perdas do sistema. Cabe ressaltar que o índice é a relação entre a variação das perdas pelas perdas totais na ausência do referido gerador. Tal variação é a diferença entre as perdas totais na presença e na ausência do gerador dada injeção de potência ativa.

O índice foi calculado de forma individual para cada gerador levando em consideração que os demais estavam operando com potência máxima. Em caso de índice com valor positivo, indicava o potencial de redução das perdas totais do sistema do GD e, em caso negativo, o aumento.

O método foi aplicado para o nível de carregamento mínimo, médio e máximo do sistema IEEE 34 barras. Para a condição de carga média e baixa, o carregamento representava, respectivamente, 50% e 30% da carga total. Além disso, a metodologia foi aplicada em dois modos de operação dos geradores, sendo: *i*) com controle de potência ativa e reativa (PQ); e *ii*) com controle de potência ativa e tensão (PV). Os modos utilizados, segundo [49], foram para retratar a contribuição de cada gerador nas perdas ôhmicas totais.

No modo de operação *i*) no cenário de carga máxima, para que todos os barramentos atendessem aos limites de tensão, estabelecidos pela ANEEL, a tensão na subestação foi regulada para 1,02 p.u. Para a condição de carga média e mínima, a tensão na SE foi considerada igual a 1 p.u. Para ambos os patamares que a tensão na SE foi reduzida, os bancos de capacitores foram desconectados. Tal desconexão foi realizada uma vez que, devido ao alívio do carregamento do sistema, os bancos provocavam a elevação significativa do nível de tensão.

Os resultados obtidos na aplicação do método de substituição com os geradores operando no modo PQ, mostraram que para o caso de carga máxima os três geradores contribuem para a redução das perdas elétricas do sistema. Para esse caso, o gerador 3 possuía o maior potencial para amenização das perdas totais considerando diferentes níveis de injeção de potência ativa. Para tal condição de carga, todos os GDs poderiam receber compensação pelo benefício de redução das perdas do sistema.

No patamar de carga média, apenas os geradores 2 e 3 contribuíram para a redução das perdas, sendo que, a maior contribuição deu-se enquanto operavam com potência de 200 kW. Após esse nível de operação, até a potência nominal, o alívio nas perdas foi menor. Já o gerador 1 contribuiu minimamente para a redução das perdas até o nível de operação próximo a 150 kW. Em operação máxima, o gerador aumentou as perdas do sistema em 30%.

Para a condição de carga mínima nenhum dos GDs contribuíram para a redução das perdas totais do sistema. A partir dos resultados obtidos, observou-se então que os geradores distribuídos provocaram aumento considerável das perdas.

No modo de operação *ii*) os ajustes nos geradores foram realizados em função dos limites considerados de potência reativa, sendo o limite superior de +0,6 p.u. e o inferior de -0,6 p.u. Assim, os geradores passaram a trabalhar com tensão de 1 p.u. e potência máxima de 320 kW. Cabe ressaltar que, para o modo PV a potência nominal dos geradores foi o valor anteriormente estabelecido.

No patamar de carga máxima, no modo PV, a geração dos três empreendimentos distribuídos favoreceu a redução das perdas do sistema. Para o gerador 3, em que no caso PQ apresentou maior capacidade para redução das perdas, para o caso PV seu potencial foi ainda maior.

Ainda em comparação aos modos de operação utilizados, para o PV, os autores observaram que a influência dos geradores na diminuição das perdas é um pouco maior para potências reduzidas, até mais ou menos 200 kW. Para níveis superiores a isso, o índice K é praticamente inalterado. Dessa forma, o modo em que a potência ativa e a tensão são controladas, nessa condição de carga, se mostrou mais vantajoso para redução das perdas quanto em baixa geração.

No patamar de carga média, os 3 empreendimentos de geração contribuíram para a redução de perdas, diferentemente do resultado obtido para o modo PQ. Para esse modo o benefício foi resultante somente dos geradores 2 e 3. Além disso, para o modo PV, a capacidade desses dois GDs em reduzir as perdas totais do sistema foi bem maior que no modo anterior.

Na condição de carga mínima, os resultados obtidos foram semelhantes aos do modo PQ, no qual, em operação com potência máxima todos os GDs contribuíram para a elevação das perdas. Entretanto, para o caso em questão, o gerador 2 contribuiu para reduzir as perdas até aproximadamente 100 kW. Ademais, para o modo PV, a elevação das perdas totais do sistema provocada pelos geradores distribuídos foi consideravelmente maior em comparação ao modo PQ.

Assim, no sistema analisado por [49], foi observado que para o patamar de carga máxima os modos de operação PQ e PV apresentaram resultados semelhantes. A exceção foi o nível de operação baixo dos GDs, sendo o modo PV o mais benéfico para redução das perdas elétricas.

Na carga média, o modo PV foi o que apresentou os melhores resultados em relação as perdas totais. Já na condição de carga mínima, notou-se que, independentemente do modo de operação dos geradores distribuídos, os mesmos impactaram significativamente na elevação das perdas.

Dessa forma, a partir do estudo realizado por [49], observou-se que, em se tratando de perdas, os benefícios entregues ao sistema dependem do nível de carregamento da rede, da potência injetada pelo gerador e, como observado nesse caso, também do modo de controle do gerador distribuído.

CAPÍTULO IV. METODOLOGIA

A avaliação do impacto nas perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional, em função da presença de Pequenas Centrais Hidrelétricas e de Centrais Geradoras Hidrelétricas no sistema de distribuição, foi realizada a partir da comparação de dois cenários de despacho de geração definidos para essas usinas. Como base foi utilizada a geração prevista para o ano de 2019 estabelecida no Plano de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão do SIN, ciclo 2018-2020/21.

Os cenários consistem basicamente em: 1) a geração das PCHs e CGHs é nula, alocando o montante não gerado às principais usinas do SIN; e 2) as usinas hidrelétricas de pequeno porte estão em plena operação, com despacho de potência ativa redefinido para certo nível de suas respectivas potências instaladas. A partir dos casos de referência do PAR 2018-2020/21, esses utilizados também como caso base nas simulações, os redespachos⁶² de geração das centrais hidrelétricas foram definidos.

Vale mencionar que a definição de nível de despacho no cenário 2 teve como finalidade estabelecer um limite superior de geração das usinas para fins de comparação com o cenário de geração nula (cenário 1). Ao determinar o limite, buscou-se, com isso, levar ao extremo as perdas elétricas do sistema. O nível de despacho foi definido com base na geração dos empreendimentos estabelecida no PAR 2019. Tais dados de geração foram aqueles atribuídos ao barramento em que as PCHs e CGHs estão conectadas ao sistema⁶³.

As perdas elétricas do SIN, para cada cenário, foram calculadas utilizando o programa de Fluxo de Potência do ANAREDE (Programa de Análise de Redes em Regime Permanente), mesma ferramenta computacional utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico na realização de estudos elétricos.

A análise foi realizada para os dois cenários hidrológicos (seco e úmido) de 2019, considerando os patamares de carga leve e pesada de ambos os períodos. As centrais hidrelétricas de pequeno porte consideradas no estudo consistem em uma

⁶² É a alteração deliberada do valor gerado por uma ou mais usinas do sistema [33].

⁶³ A obtenção dos dados de geração a partir da base de dados de fluxo de potência do PAR é detalhada na seção 4.1.

amostra de noventa e uma usinas, divididas entre PCHs e CGHs, localizadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Haja vista o montante de PCH e CGH em operação no Brasil, totalizando 1.128 empreendimentos⁶⁴, para a seleção das usinas foi considerado: *i)* a representatividade da região onde estão localizadas, sendo o subsistema de maior carga verificada do Sistema Elétrico Brasileiro e com o maior número de usinas desse porte; e *ii)* representação das usinas na base de dados do Plano de Ampliações e Reforços.

Em *ii)*, como mencionado nas seções 2.1 e 2.4, foi possível identificar PCHs e CGHs na base de dados do PAR por ser utilizada a Rede de Simulação do SIN para a realização dos estudos de ampliação e reforços. No entanto, na base de dados não estão contempladas todas as usinas hidrelétricas de pequeno porte. Dessa forma, buscou-se considerar no presente estudo o maior número de PCHs e CGHs representadas nas bases do PAR 2019 localizadas na região de interesse.

Na Tabela 4.1 estão indicadas as áreas do SIN⁶⁵ em que as usinas estão localizadas, assim como seu respectivo Estado. Outras informações relativas às centrais hidrelétricas de pequeno porte como, o nome da usina, a potência instalada, número da barra à qual conecta-se ao sistema elétrico e sua respectiva tensão de conexão podem ser obtidas no Anexo A.

As usinas hidrelétricas de pequeno porte que compõem a amostra estão conectadas às redes de média⁶⁶ e alta⁶⁷ tensão do sistema elétrico de distribuição das áreas indicadas na Tabela 4.1. Em sua maioria estão conectadas nos níveis de 13.8 kV, 69 kV e 138kV.

⁶⁴ Em junho de 2019 [2]

⁶⁵ As áreas consistem no conjunto de subáreas que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão [50].

⁶⁶ Tensões superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV.

⁶⁷ Tensões iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV.

Tabela 4.1 - Estados, áreas e montante de usinas redespachadas no estudo

Estado	Áreas	Quantidade de Usinas
	2	3
Minas Gerais	3	15
	18	15
Rio de Janeiro	10	5
	41	6
	7	9
São Paulo	42	1
	71	2
Mato Grosso	49	25
Mato Grosso do Sul	126	10

Os casos de referência de fluxo de potência do PAR 2018-2020/21, como mencionado anteriormente, foram utilizados para: obtenção dos dados necessários para o estudo; definição dos redespachos de geração das PCHs e CGHs; e como base para as simulações de fluxo de potência. Foram utilizadas as bases de dados dos casos de referência do PAR⁶⁸ no padrão do programa ANAREDE, nos formatos arquivo texto (.PWF/DAT) e arquivo binário⁶⁹ (.SAV/HIS).

No cenário em que as usinas hidrelétricas estão em plena operação, com despacho de geração redefinido para certo nível de suas respectivas potências instaladas, os redespachos foram estabelecidos a partir do Fator de Capacidade⁷⁰ médio calculado para o período.

As simulações de fluxo de potência foram então realizadas para os dois cenários de despacho de geração de PCHs e CGHs, para com isso, obter as perdas elétricas do SIN das condições de carga leve e pesada de ambos os cenários hidrológicos. Com um cenário em que o sistema elétrico não conta com a geração desses empreendimentos e, em outro, a geração é contabilizada, obteve-se o impacto

⁶⁸ O ONS disponibiliza em seu site os casos de referência utilizados para estudos elétricos de fluxo de potência dentro dos horizontes dos ciclos dos Planos de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão – PAR.

⁶⁹ Ou arquivo histórico.

⁷⁰ É a relação entre a potência média fornecida e a capacidade máxima de suprimento de energia [51].

nas perdas totais do SIN dada a geração de centrais hidrelétrica de pequeno porte próxima aos centros de carga.

Nas próximas seções estão descritos os procedimentos envolvidos nas simulações de fluxo de potência, desde a identificação das barras em que as PCHs e CGHs estão conectadas ao SIN, a definição dos redespachos de geração das usinas, montagem dos casos de trabalho até às simulações realizadas.

4.1. IDENTIFICAÇÃO DOS BARRAMENTOS DAS USINAS E OBTENÇÃO DOS DADOS

As simulações de fluxo de potência para mensuração das perdas elétricas foram realizadas utilizando a base de dados completa do sistema, composto por 6516 barras, sendo 5644 barras de carga (Tipo PQ), 867 barras de geração (Tipo PV) e 5 barras de referência (Tipo V θ), e 6018 linhas. Cabe ressaltar que dada a utilização dos casos de referência do PAR, a configuração de referência do sistema inclui desde instalações existentes até obras para o horizonte de 2021 previstas pelos agentes.

A identificação da localização das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas, na base de dados de referência do Plano de Ampliações e Reforços, foi possível pelo fato de ser utilizada a rede de simulação do SIN no estudo realizado pelo ONS.

A identificação das barras em que as centrais hidrelétricas de pequeno porte acessam o sistema elétrico foi solicitado ao Operador Nacional do Sistema Elétrico. Tal solicitação foi necessária uma vez que as barras na base de dados são identificadas por sequência alfanumérica, o que dificulta a identificação das usinas.

Na Figura 4.1 é apresentado o caso de referência de fluxo de potência relativo ao patamar de carga leve do período seco de 2019 (formato arquivo texto *.dat*). Na figura, em que consiste na tela do programa *EditCEPEL*⁷¹, estão indicados como o número (1) e nome da barra (2) são representados na base de dados.

⁷¹ É o programa de edição de dados destinado ao formato dos programas do CEPEL.

(Num)	OETGb	(nome)	G1	(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	Are	(Vf)	M(1)
00333	342	L	GMCLAR2-MG138	51003	16.4						34.	12.				31000
00334	343	L1	VIGARAPAV-2GR	5 959	39.7	67.	-24.3	-28.	28.							31000
00335	344	L	CMESQUI-MG500	31082	8.48											21000
00336	345	L	FMESQUI-MG230	51023	7.23											21000
00337	346	L1	TMESQUITA-1CS	5 956	7.12	0.	-48.7	-60.	100.							21000
00338	347	L	UVALAD1-MG000	61062	7.77											31000
00339																
00340	1	348	L 2	UVALADAPCH138	M1009	7.71	21.5	3	0.		18.9	-3.4				21000
00341	349	L	CNEVES--MG500	31079	12.4											21000
00342	350	L	ENEVES--MG345	51000	11.4											21000

Figura 4.1 - Base de dados no formato arquivo texto do patamar de carga leve do período seco (junho) de 2019.

A partir dos casos de referência do PAR 2019, e identificados os números das barras em que as PCHs e CGHs estão conectadas, são obtidos os valores do despacho de potência ativa dos barramentos das usinas hidrelétricas de pequeno. Tais dados são necessários para o cálculo dos fatores de capacidade de cada usina e o fator de capacidade médio do período.

Os valores de despacho de potência ativa das barras, onde se encontram as centrais hidrelétricas de pequeno porte, foram retirados também da base de dados no formato arquivo texto, conforme indicado em 3 na Figura 4.1. Os arquivos texto (.dat) fornecem as informações necessárias para o estabelecimento dos redespachos, essas contidas nos dados de barra (código de execução DBAR).

4.2. DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS ALTERNATIVOS DE DESPACHO

4.2.1. Despacho Nulo

A avaliação do impacto nas perdas elétricas totais do SIN foi realizada, como mencionado, a partir de dois cenários alternativos de despacho de geração das PCHs e CGHs. O primeiro cenário consistiu no despacho nulo das 91 centrais hidrelétricas de pequeno porte, de forma que, seus respectivos despachos de potência ativa estabelecidos nos casos de referência do PAR 2019 foram zerados. Tal procedimento foi realizado no patamar de carga leve e pesada dos períodos seco e úmido de 2019.

De forma a manter a previsão de geração para o SIN estabelecida nos casos de referência, esses utilizados para a elaboração das propostas de ampliações, reforços e melhorias das instalações de transmissão do sistema interligado para 2019,

o montante de potência ativa não injetado ao sistema⁷² foi realocado a grandes usinas do subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

A geração ativa total de cada área estabelecida no caso de referência do PAR, para o patamar de carga leve e pesada, do período seco e úmido, são apresentados nas Tabelas 4.2 e 4.3. Nessas mesmas tabelas são apresentados também os montantes de geração ativa relativo somente a amostra de PCHs e CGHs de cada área. Tais montantes representam a potência ativa injetada ao sistema através de suas respectivas barras, definida nos casos de referência. Para o cenário de despacho nulo esse foi o montante realocado às outras usinas do sistema.

Tabela 4.2 - Montantes de geração ativa para as áreas consideradas no estudo no período seco de 2019.

	Período Seco (junho)	Total Área		Montante	
		Caso de Referência		PCHs e CGHs	
		Leve	Pesada	Leve	Pesada
Áreas	2	1761,6	3979,2	21,5	27,4
	3	1522,4	2436,8	96,5	130,0
	7	1397,1	1392,1	102,5	97,5
	10	185,3	191,8	91,8	96,2
	18	23,6	38,3	9,3	22,2
	41	1441,3	5267,9	133,0	134,6
	42	14,0	14,0	0	0
	49	833,6	1065,3	339,5	292,7
	71	362,2	417,5	42,8	42,8
	126	1784,5	1784,5	118,4	118,4

Tabela 4.3 - Montantes de geração ativa para as áreas consideradas no estudo no período úmido de 2019

	Período Úmido (dezembro)	Total Área		Montante	
		Caso de Referência		PCHs e CGHs	
		Leve	Pesada	Leve	Pesada
Áreas	2	1386,3	4212,5	54,4	55,8
	3	1219,1	2499,1	145	149,9
	7	129,5	129,5	105	105
	10	135,5	157,4	84,4	92,9
	18	100,5	36,1	59,5	21,9
	41	1604,7	1812,3	126,4	133
	42	14	14	0	0
	49	893,3	1068,1	372,5	308,6
	71	305,2	221,8	42,8	42,8
	126	259,3	259,3	168,4	168,4

⁷² Devido ao despacho nulo das PCHs e CGHs.

4.2.2. Despacho com Fator de Capacidade

No segundo cenário, os despachos das usinas foram redefinidos levando em consideração a geração ativa (MW) da barra em que cada PCH e CGH está conectada e a respectiva potência instalada de cada empreendimento. A partir desses dados foi calculado o Fator de Capacidade (FC) de cada usina para cada patamar de carga de ambos os cenários de hidraulicidade.

O fator de capacidade indica basicamente o nível de utilização da potência instalada da usina em determinado despacho. O mesmo é determinado a partir da relação entre a potência ativa injetada ao sistema pela usina por sua potência instalada, como apresentado no Equação 1.

O fator foi então calculado para cada usina hidrelétrica de pequeno porte considerada no estudo na condição de carga leve e pesada dos períodos seco e úmido. Como isso obteve-se o nível despachado da potência instalada de cada usina considerado no PAR 2019.

Equação 1 - Fator de capacidade individual das usinas

$$FC \text{ ind. (\%)} = \frac{\text{Potência ativa (MW) prevista}^{73}}{\text{Potência instalada (MW)}}$$

A partir do fator de capacidade de cada usina, foi calculada a média aritmética dos fatores individuais (Equação 2). Dessa forma, se obteve o Fator de Capacidade Médio dos empreendimentos de geração para as condições de carga leve e pesada de cada período de 2019. No Tabela 4.4 os fatores de capacidade médio obtidos a partir dos cálculos realizados são apresentados.

Equação 2 - Fator de capacidade médio

$$FC \text{ médio (\%)} = \frac{\sum FC \text{ ind. (\%)}}{\text{Número de usinas}}$$

⁷³ Potência ativa prevista considerada pelo ONS nos estudos de ampliações e reforços, em cada patamar de carga de cada período do ano (seco e úmido).

Tabela 4.4 - Fatores de capacidade médios das PCHs e CGHs calculados

Patamar de Carga	Período Seco (junho)		Período Úmido (dezembro)	
	Leve	Pesada	Leve	Pesada
Fator de Capacidade	70%	65%	75%	70%

Definido o critério utilizado para o redespacho das PCHs e CGHs no segundo cenário, os fatores de capacidade médios (Tabela 4.4) foram aplicados à potência instalada de cada usina (conforme o respectivo período e condição de carga). Dessa maneira, foram estabelecidos os novos valores de despacho de potência de cada central hidrelétrica de pequeno do cenário de despacho alternativo.

Assim como para o primeiro cenário de redespacho, foi necessário realizar a compensação da potência ativa injetada ao sistema para que a previsão de geração ativa do SIN fosse mantida. A definição dos montantes compensados e os procedimentos utilizados, para ambos os cenários de despacho alternativo, são detalhados na seção a seguir (4.3).

Na Figura 4.2 podem ser observados os cenários de simulação do presente estudo.

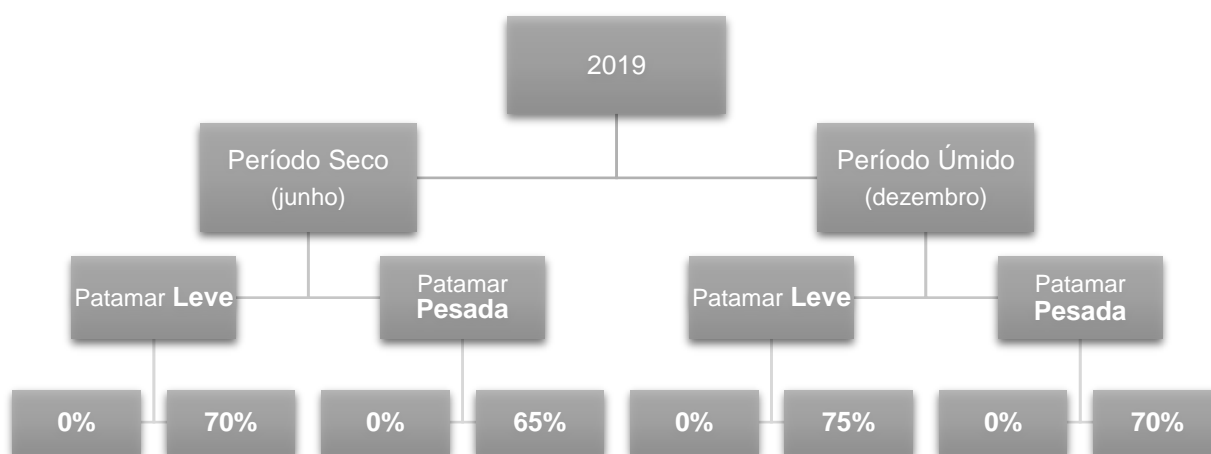


Figura 4.2 - Cenários de redespacho definidos para simulação.

Desta forma, a avaliação do impacto nas perdas totais do SIN, dada a geração de centrais hidrelétricas de pequeno porte conectadas aos sistemas elétricos de distribuição, foi realizada comparando cenários em que o sistema conta com a geração das PCHs e CGHs com cenários em que o montante gerado por tais usinas não foi contabilizado na geração total do SIN.

4.3. DEFINIÇÃO DOS MONTANTES DE POTÊNCIA ATIVA À COMPENSAR

Levando em consideração que o presente estudo utiliza como base de dados os casos de referência de fluxo de potência do Plano de Ampliações e Reforços, esses com previsão de geração consolidada por barramento da Rede de Simulação, a mesma foi preservada.

Dada a necessidade de se manter o montante de geração de potência ativa das barras onde as PCHs e CGHs estão conectadas, as diferenças entre os despachos de potência definidos para os cenários alternativos daqueles estabelecidos nos respectivos casos de referência do PAR, foram eliminadas através da alocação às principais usinas do mesmo subsistema (Sudeste / Centro-Oeste).

No cenário em que a geração das pequenas centrais hidrelétricas e das centrais geradoras hidrelétrica foi zerada, as usinas eleitas para compensar o déficit de geração das PCHs e CGHs tiveram seu valor de geração de potência ativa (MW) aumentado. Dessa forma, assumiram um despacho de geração superior ao definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico no PAR.

O montante de potência ativa adicionado às usinas selecionadas para compensar em cada área, dado o despacho nulo das PCHs e CGHs, foi determinado pelo somatório de geração de potência ativa dos barramentos onde estão conectadas as usinas hidrelétricas de pequeno porte. A potência ativa relativa às usinas hidrelétricas de pequeno porte foi então contabilizada por área (Tabela 7.5), sendo portanto, esse o montante alocados às usinas eleitas (respeitando suas margens de geração de potência ativa disponível).

De forma a demonstrar a obtenção do montante alocado às usinas eleitas para compensar a geração nula das centrais hidrelétricas de pequeno porte, o caso da área 7 é apresentado na Tabela 4.5. Na primeira coluna dos despachos estão contidos os despachos estabelecidos para as usinas no respectivo caso de referência.

Na coluna à direita, estão os despachos das PCHs e CGHs para o cenário em questão. O somatório dos despachos estabelecidos nos casos de referência (coluna “Montante a Compensar”) foi então o montante a ser alocado ao empreendimento de geração eleito para essa finalidade.

Tabela 4.5 - Montante de potência ativa a compensar no cenário de despacho nulo das usinas hidrelétricas de pequeno porte no patamar de carga leve do período seco

Área	Usina	Despacho (MW)		Montante a Compensar (MW)
		Caso de Referência	Caso Alternativo Nulo	
7	PCH Anhanguera	10	0	102,5
	PCH Dourados	8,1	0	
	PCH Gavião Peixoto	4,4	0	
	PCH São Joaquim	5,6	0	
	PCH Americana	30,1	0	
	PCH Eloy Chaves	13,8	0	
	PCH Pinhal	4,5	0	
	PCH Retiro	16	0	
	PCH Palmeiras	10	0	

Nos cenários onde as PCHs e CGHs foram redespachadas a partir do Fator de Capacidade, para que o montante de potência ativa definido para cada área no PAR fosse atendido, foi necessário alocar às usinas eleitas. Em alguns casos, foram necessários acréscimos de potência ativa e, em outros, reduções. Dada as condições de carga e períodos do ano analisado, as formas de compensação (se acréscimo ou redução) variaram entre as áreas.

Basicamente, os acréscimos de potência ativa às usinas eleitas foram necessários nos casos em que o redespacho das PCHs e CGHs, com o Fator de Capacidade, esteve abaixo daquele definido pelo Operador. Dessa forma, os empreendimentos eleitos para compensação precisaram anular a diferença de geração ativa existente entre o caso de referência e o cenário alternativo de despacho. Tal diferença foi anulada com o aumento do seu montante de potência ativa injetado ao SIN. Na Tabela 4.6 é apresentado um caso em que foi necessário o aumento do despacho de potência da usina eleita para neutralizar a diferença da área.

Observa-se, na referida Tabela, que as centrais hidrelétricas de pequeno porte da área 7 totalizam uma injeção de 102,5 MW no sistema elétrico (no caso de referência do patamar leve do período seco). Ao redespachá-las a partir do fator de

capacidade, obtido para a respectiva condição de carga e período do ano, o total injetado ao SIN por esses empreendimentos foi reduzido para 94,5 MW. A diferença de 8 MW, entre o despacho do caso de referência e o aplicado nesse estudo, foi compensada com o aumento do despacho de potência da usina selecionada para esse caso em 8 MW.

Tabela 4.6 - Despachos da área 7 no período seco de 2019.

Área	Nome da Usina	Pot. Instalada (MW)	Barra	Despacho Total Caso de Referência (ONS)		Despacho Total com Fator de Capacidade	
				Patamar Leve	Patamar Pesada	Patamar Leve	Patamar Pesada
7 (SP)	PCH Anhanguera	22,68	6597				
	PCH Dourados	10,80	2105				
	PCH Gavião Peixoto	4,80	2101				
	PCH São Joaquim	8,05	2275				
	PCH Americana	30,00	2102	102,5	97,5	94,50	87,50
	PCH Eloy Chaves	19,00	2276				
	PCH Pinhal	6,80	2103				
	PCH Retiro	16,00	6598				
	PCH Palmeiras	16,50	6599				

Os casos em que foi necessária redução da potência ativa das usinas eleitas para compensar ocorreram quando os novos valores de geração de potência ativa das PCHs e CGHs, definidos no redespacho a partir dos percentuais médios, foram maiores do que aqueles considerados nos casos de referência do PAR.

Dado que o novo montante a ser injetado estava acima do estabelecido pelo ONS, as usinas eleitas tiveram sua geração de potência ativa reduzida com a diferença entre o valor do novo despacho estabelecido para as usinas da área e o respectivo valor do despacho de referência. Dessa forma, foi alcançado o montante de potência ativa definido para o SIN. Na Tabela 4.7 é apresentado um caso em que tal redução foi necessária.

Como pode ser observado na Tabela 4.7, no caso de referência do PAR as pequenas centrais hidrelétricas da área 2 totalizam uma injeção de 21,5MW ao SIN. Ao aplicar o respectivo fator de capacidade à potência instalada de cada usina, o total injetado ao sistema passou a ser de 41,7 MW, um aumento de 20,2 MW comparado ao respectivo caso de referência. Esse aumento na área foi compensado com a redução de 20,2 MW da potência ativa injetada ao sistema pela usina eleita para compensação.

Tabela 4.7 - Despachos da área 2 no período seco (junho) de 2019.

Área	Nome da Usina	Pot. Instalada (MW)	Barra	Despacho Total Caso de Referência (ONS)		Despacho Total com Fator de Capacidade	
				Patamar Leve	Patamar Pesada	Patamar Leve	Patamar Pesada
2 (MG)	PCH Barra da Paciência	23					
	PCH Corrente Grande	14	348	21,5	27,4	41,70	38,70
	PCH Funil	22,5					

4.4. DEFINIÇÃO DAS USINAS PARA COMPENSAR A VARIAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA

A seleção das usinas para a eliminação das diferenças, entre os novos valores de geração ativa das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas e os estabelecidos nos respectivos casos de referência, foi realizada adotando as seguintes premissas:

- 1) Usinas localizadas na mesma área do SIN em que as PCHs e CGHs estão situadas.
- 2) Usinas localizadas em áreas com relação intercambial estabelecidas nos casos de fluxo de potência de referência do PAR.
- 3) Principais unidades geradoras que operam no Sistema Elétrico Brasileiro.
- 4) Margem disponível para aumento e redução do despacho de potência (de acordo com os limites máximo e mínimo de geração de potência das usinas).

Os limites (máximo e mínimo) de geração de potência ativa e reativa de cada unidade geradora foram obtidos através do arquivo *BNT1.DAT* disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. O arquivo contém os dados dos principais empreendimentos de geração que operam no SIN.

A identificação dos limites foi fundamental para encontrar a capacidade remanescente de potência ativa das usinas nas condições de carga leve e pesada dos períodos seco e úmido. Essa margem foi utilizada para compensar as variações dos despachos de geração ativa das centrais hidrelétricas de pequeno porte em cada área.

Partindo da premissa que as usinas para compensação deveriam estar localizadas na mesma área das PCHs e CGHs redespachadas, inicialmente foi realizado o levantamento das barras de geração (tipo PV) existentes em cada área considerada no estudo. Para isso, foi utilizado o Relatório de Geração (opção RGER⁷⁴) do ANAREDE. De posse do número dessas barras, foram verificadas quais possuem seus limites de geração contidos no *BNT1*.

As usinas passíveis de elegibilidade foram aquelas em que os dados de suas unidades geradoras constavam no *BNT1*. Porém, para que de fato o empreendimento de geração fosse eleito, foi necessário verificar a margem de potência ativa disponível da usina em cada patamar de carga de cada período do ano. Tal verificação se deu em função da necessidade de alocar a elas o montante não injetado ao SIN pelas centrais hidrelétricas de pequeno porte.

A potência ativa remanescente em cada empreendimento de geração, nos patamares de carga leve e pesada do período seco e úmido de 2019, foi obtida a partir da diferença da potência instalada⁷⁵ da usina e o despacho de potência definido para seu barramento nos casos de referência do PAR. Dessa forma, foi verificada a margem de potência ativa disponível de cada usina em todos os patamares de carga e períodos do ano considerados no estudo.

Encontrados os valores e de posse dos montantes de geração de potência ativa necessários para alcançar a geração total consolidada para cada área estabelecida no PAR, pôde-se definir se as usinas da área são suficientes para realizar a compensação. Com margem para absorver a variação, tanto com aumento quanto com redução do despacho de potência⁷⁶, as usinas foram selecionadas.

No entanto, ainda no levantamento da margem de geração ativa dos geradores, foi observado em algumas áreas que em determinados períodos do ano e/ou patamar de carga as usinas passíveis para compensação apresentavam despachos próximos à capacidade máxima ou mínima de geração de potência ativa.

⁷⁴ Imprime o relatório de barras de geração por área do SIN indicando o número, nome e tipo da barra, magnitude e ângulo de fase de tensão, dados de geração de potência ativa (máxima, mínima e atual) e a respectiva indicação de violação de limite, assim como dados de potência reativa e a indicação de violação de limite, entre outras informações.

⁷⁵ Os valores de potência instalada das usinas foram verificados no arquivo *BNT1*.

⁷⁶ Algumas usinas possuem valores mínimos de geração de potência ativa.

Dessa maneira, não foi possível eleger usinas da mesma área para compensar a parcela não injetada ao sistema pelas centrais hidrelétricas de pequeno porte.

Dada a indisponibilidade da capacidade dos geradores locais foi então considerada a premissa de número 2. Tal premissa determinava que as usinas localizadas em áreas com relação intercambial estabelecidas nos casos de fluxo de potência de referência do PAR poderiam ser eleitas. Através do Relatório de Intercâmbio (opção RTIE) do ANAREDE essas áreas foram identificadas.

O procedimento utilizado na seleção de usinas em cada área com relação intercambial foi o mesmo empregado na eleição dos empreendimentos de geração localizados na mesma área das PCHs e CGHs (premissa 1). Tal procedimento consistiu em verificar a margem de potência ativa disponível de cada usina. Apesar das inúmeras áreas e usinas, a verificação foi realizada até que uma usina com margem suficiente fosse encontrada ou a combinação de duas ou três usinas, em que o somatório de suas respectivas margens fosse suficiente para compensar.

Assim, as usinas que foram eleitas para absorver as variações dos despachos das PCHs e CGHs estão localizadas na mesma área ou em áreas com relação de intercâmbio já estabelecida nos casos de referência. Na Tabela 4.8 são apresentadas as usinas eleitas para compensar e seus respectivos dados de localização.

Cabe destacar que se optou por selecionar usinas para compensar em vez de ajustar as diferenças por meio da barra de referência do sistema, após o fluxo de potência, pelo fato de a barra $V\theta$ ser empregada para fechar o balanço de potência do sistema. Como as perdas elétricas são inerentes às redes, essas desconhecidas antes da solução de FP, a barra de referência tem como função compensar tal diferença, de forma que a demanda de potência do sistema seja atendida.

Na Figura 4.3 é apresentado o fluxograma do processo empregado para a seleção das usinas utilizadas para compensação.

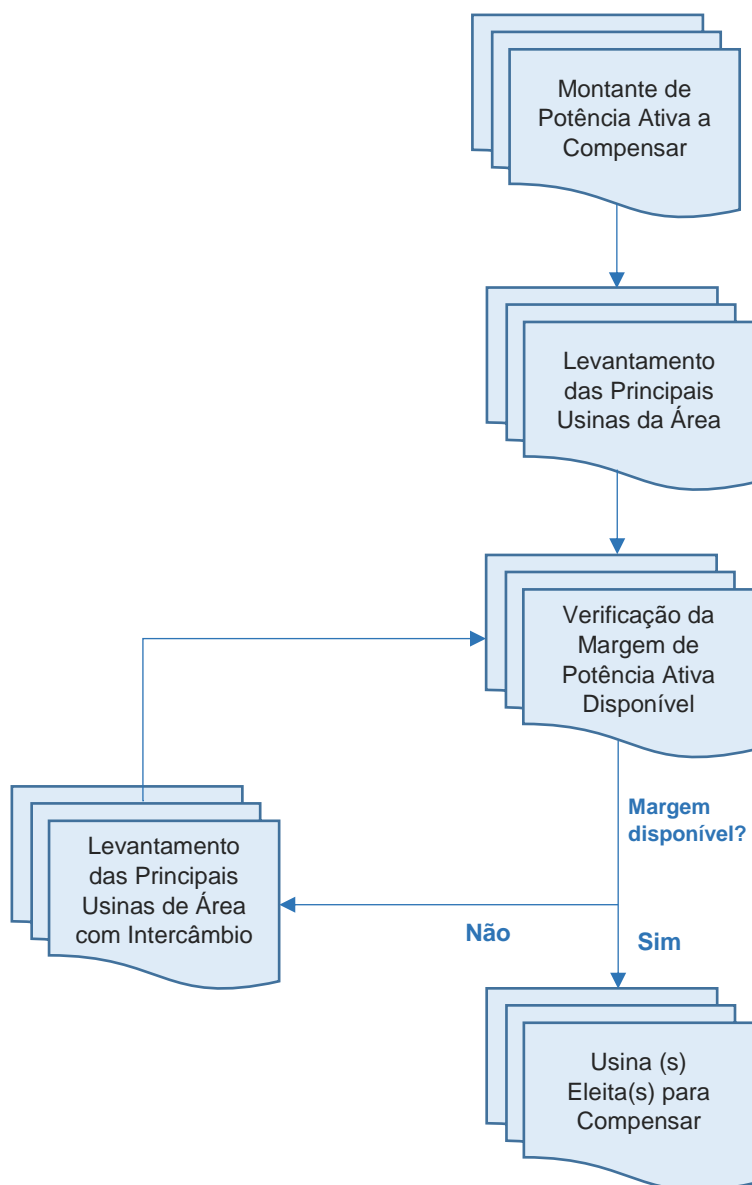


Figura 4.3 - Fluxograma do processo para definição das usinas eleitas para compensar a variação do despacho de geração das PCHs e CGHs.

Na Tabela 4.8, na primeira e última coluna estão indicadas as áreas do SIN nas quais as usinas estão localizadas. Na primeira tem-se a área das PCHs e CGHs e na última a área em que estão localizadas as usinas eleitas para compensar. As demais colunas, “barra” e “usina”, são os dados referentes as usinas selecionadas para compensar.

Tabela 4.8 - Usinas eleitas para compensar e sua respectiva barra e área do SIN.

Área PCH e CGH	Dados da usina eleita para compensar		
	Barra	Usina	Área
2	300	UHE Emborcação	2
3	312	UHE Miranda	3
	4052	UHE Amador Aguiar I	
	4054	UHE Amador Aguiar II	
7	20	UHE Marimbondo	1
10	250	UHE Nilo Peçanha	40
18	22	UHE Marechal Mascarenhas de Moraes	1
41	8906	UTE Sol.	41
	9603	CSA-V	
42	28	UHE Porto Colômbia	1
49	4520	UHE Ponte de Pedra	49
	4596	CBA Gás	
	4597	CBA VAP	
	4804	UHE Guaporé	
71	9100	UTE Euzébio Rocha	71
126	35	UHE Corumbá I	126
	1888	UTE LDC Bioenergia Rio Brilhante	
	9561	UTE Eldorado	

Vale mencionar que na Tabela 4.8 estão apresentadas todas as usinas eleitas para compensação de cada área, o que não indica que em apenas um caso simulado (ex. despacho nulo no patamar de carga leve do período seco) todas as usinas foram utilizadas para a compensação.

Nas áreas em que possuem mais de um empreendimento de geração passível para a compensação (áreas 3, 41, 49 e 126), a quantidade de usinas utilizadas para compensar em cada caso foi definida conforme o montante de potência ativa a ser compensado e a margem disponível de potência ativa da usina no período.

De todos os casos simulados, a quantidade máxima de usinas utilizadas para eliminar a diferença, entre o despacho dos casos alternativos e o definido para o respectivo caso de referência, foram 3 usinas⁷⁷.

⁷⁷ Caso da área 3 no cenário de despacho nulo. No patamar de carga pesado no período úmido, além de ser a condição de maior demanda de carga do SIN, o período apresenta condição hidrológica favorável à geração hidrelétrica. Desta forma, as usinas hidrelétricas estão gerando próximo a sua capacidade máxima.

Dessa forma, a avaliação realizada no presente estudo compreendeu um total de 94 barras do sistema, essas referentes tanto às Pequenas Centrais Hidrelétricas e às Centrais Geradoras Hidrelétricas, quanto às principais usinas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste eleitas para compensação.

4.5. MONTAGEM DOS CASOS DE TRABALHO DE DESPACHO ALTERNATIVO

Os casos de trabalho dos cenários de redespacho das centrais hidrelétricas de pequeno porte e das respectivas usinas eleitas para compensação foram montados em arquivos texto (.dat). Para isso foi utilizado o próprio programa auxiliar de edição de dados dedicado ao formato dos programas do CEPEL, o *EditCEPEL*. A versão do editor utilizada foi a 1.4.18.

Os arquivos de dados (extensão .dat) elaborados para o redespacho de potência das usinas continham apenas o Código de Execução DBAR⁷⁸, haja vista as alterações somente nas barras de geração (barra Tipo PV). Esses arquivos foram criados para cada área, agrupando as respectivas barras das PCHs e CGHs nela localizada e a(s) respectiva(s) barra(s) da(s) usina(s) eleita(s) para compensação.

Os dados de entrada relativos às usinas preenchidos no código DBAR foram somente nos campos: *número (Num)*, *operação (O)*, *geração ativa (Pg)*, *geração reativa mínima (Qn)* e *geração reativa máxima (Qm)*. Todos os campos relativos à geração, citados anteriormente, foram preenchidos somente nos casos em que o despacho de potência ativa das usinas foi zerado. Nos demais casos somente o campo de geração ativa (*Pg*) foi preenchido. Na Figura 4.4 tem-se um exemplo dos arquivos montados para simulação no cenário de despacho nulo.

⁷⁸ Código de execução com função de leitura dos dados de barra CA.

No caso em questão (Figura 4.4), como mencionado anteriormente, a modificação foi realizada somente dos dados de barra de geração. O código de execução que permite a leitura dos dados de barra pode ser visto na linha 1 (*DBAR*).

```

01 DBAR
02 (Num)OETGb( nome )G1( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( P1) ( Q1) ( Sh)Are(Vf)M(1) (2) (3) (4)
03 6597 M 0. 0. 0.
04 2105 M 0. 0. 0.
05 2101 M 0. 0. 0.
06 2275 M 0. 0. 0.
07 2102 M 0. 0. 0.
08 2276 M 0. 0. 0.
09 2103 M 0. 0. 0.
10 6598 M 0. 0. 0.
11 6599 M 0. 0. 0.
12 ( Redespacho
13 20 M 578.5
14 (
15 99999
16 EXLF
17 FIM
  
```

Figura 4.4 - Caso de trabalho do cenário para redespacho nulo da área 7 (São Paulo) do patamar de carga leve do período seco de 2019.

Nas linhas de 3 a 11 foram inseridos os dados das barras Tipo PV que tiveram seu despacho de geração alterados. Em tais barra estão localizadas as PCHs e CGHs. Os dados da usina eleita para compensar o despacho das usinas hidrelétricas de pequeno porte foram inseridos no mesmo arquivo texto. Para o caso apresentado na Figura 4.4, os dados dessa usina encontram-se na linha 13.

Para que de fato os dados das barras fossem alterados nas simulações, o preenchimento do campo *operação* (O) nos arquivos do caso de trabalho com a descrição *M* é obrigatório, uma vez que sinaliza a modificação dos dados de barra. Na Figura 4.4 pode ser observada a coluna de letra *M* após o número das barras.

Na linha 15 o comando 99999 indica a finalização do código de execução. Na linha 16, o código *EXLF* é o comando de execução do fluxo de potência. Em 17, o código de execução *Fim* indica o término de execução. Todos os arquivos texto com os casos de trabalho foram criados nesse formato, sendo incluído, ainda, o comando de execução do fluxo de potência (*EXLF*) para que o fluxo fosse imediatamente

executado após a alteração dos despachos de geração das barras contidas no arquivo.

Para o segundo cenário de redespacho das centrais hidrelétricas de pequeno porte, definido a partir de um fator de capacidade calculado, um exemplo dos arquivos texto (.dat) elaborados para simulação pode ser visto na Figura 4.5. De modo a apresentar os dois cenários de redespacho simulados para cada condição de carga, de cada período do ano, o exemplo em questão permaneceu referente à área 7.

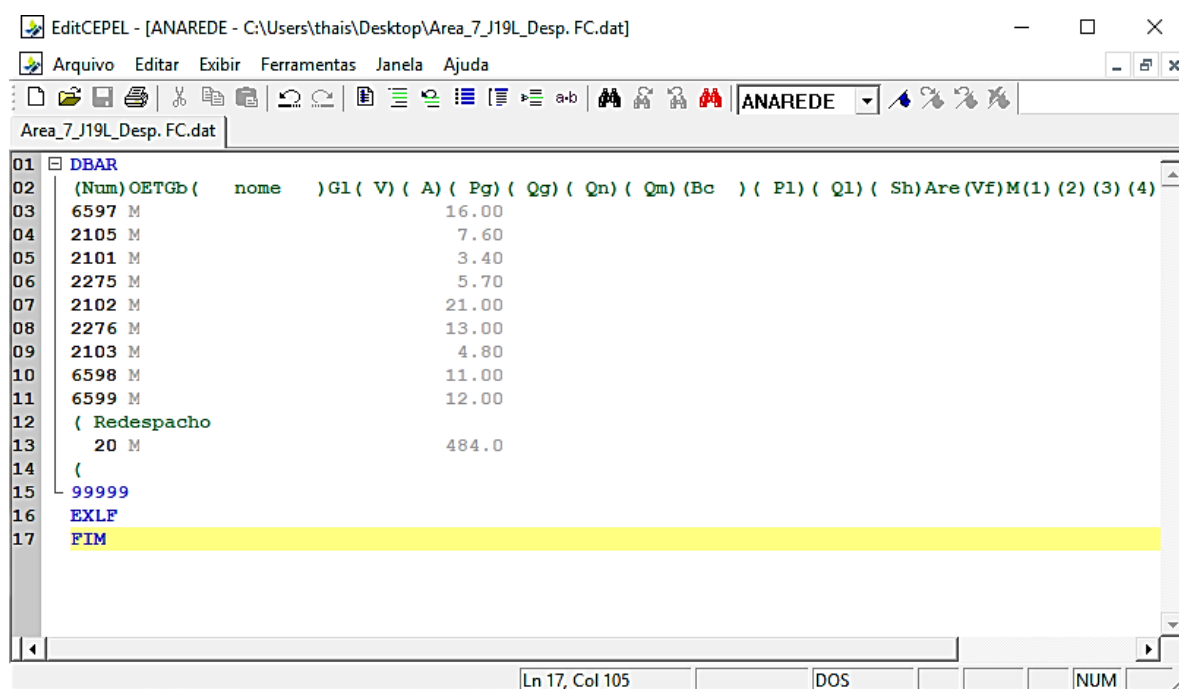


Figura 4.5 - Caso de trabalho (.dat) do cenário de redespacho com fator de capacidade relativo a área 7 no patamar de carga leve do período seco (junho) de 2019.

Nos arquivos formato texto elaborados para o segundo cenário de redespacho das usinas (Figura 4.5), o preenchimento no código de execução DBAR dos dados referentes a geração de potência restringiu-se apenas ao campo de parcela ativa (Pg). Os demais⁷⁹ dados de barra foram preenchidos da mesma forma dos arquivos para o cenário de despacho nulo (Figura 4.4).

Conforme mencionado nessa seção, os casos de trabalho (.dat) foram montados por área, agrupando as barras das usinas nelas localizadas a serem redespachadas. Dado que no estudo estão sendo consideradas dez áreas do SIN e avaliados dois cenários de despacho de potência ativa das PCHs e CGHs, nas condições de carga leve e pesada do período seco e úmido de 2019, para o presente

⁷⁹ Número da barra e descrição da operação para modificação (descrição M) de dados da barra.

estudo foram, então, elaborados vinte arquivos no formato texto para cada patamar de carga, de cada período do ano.

Portanto, para as simulações realizadas, foram elaborados oitenta casos de trabalho (*.dat*) contendo os redespachos de potência de um total de cento e nove empreendimentos de geração. Do total de usinas estão as Pequenas Centrais Hidrelétricas, as Centrais Geradoras Hidrelétricas e as usinas eleitas para compensar a variação do despacho de potência das centrais hidrelétricas de pequeno porte.

4.6. SIMULAÇÕES

4.6.1. Casos de Fluxo de Potência de Referência

Os casos de referência referentes aos patamares de carga leve e pesada, dos períodos seco e úmido do PAR 2019 utilizados como caso base para avaliar o impacto nas perdas elétricas do SIN, foram obtidos tanto no formato arquivo texto (*.dat*) como no formato ANAREDE (*.sav*).

Para a utilização como caso base, o formato *.sav* é mais recomendado, uma vez que, nele os casos são salvos com precisão numérica. No referido formato tem-se, então, o ponto de operação da rede elétrica para ser utilizado em estudos elétricos de fluxo de potência posteriores.

No entanto, apesar de estarem salvos os pontos de operação utilizados pelo operador em seus estudos de ampliações e reforços, a utilização do arquivo histórico (*.sav*) não foi possível em função de sua versão ser superior à versão do programa utilizado no presente estudo.

No caso da base de dados de fluxo de potência de referência do Plano de Ampliações e Reforços, o ponto de operação representa o sistema elétrico ajustado conforme condição de operação estabelecida pelo ONS. Em tal ponto todas as restrições operacionais representadas no problema foram satisfeitas.

Em função da superioridade da versão dos casos de referência no formato ANAREDE (*.sav*) em relação a versão do programa utilizada, os arquivos no formato *.sav* não puderam ser utilizados. Com os casos de referência no formato arquivo texto também disponíveis, foram então utilizados os pontos de operação do sistema na

condição de carga leve e pesada, do período seco e úmido de 2019, obtidos a partir da simulação dos casos no formato *.dat* realizadas no presente estudo.

Dessa forma, foi executado o fluxo de potência para cada caso de referência no formato texto. Obtido o ponto de operação de cada caso, o mesmo foi salvo no arquivo histórico (*.sav*) do programa para posterior utilização como caso base para os redespachos. Ressalta-se que todos os casos de fluxo de potência de referência do PAR simulados convergiram sem erros.

4.6.2. Redespachos das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Reduzida

Nas simulações realizadas para alteração dos despachos de potência das PCHs e CGHs, em todos os casos, foram preservados: o nível de carregamento das áreas, a topologia da rede, as opções de controle de execução, as constantes e seus limites, o método de solução do fluxo de potência e os demais parâmetros de rede estabelecidos nos casos de referência⁸⁰ dos estudos de ampliações e reforços. Vale ressaltar que o controle de execução do ANAREDE é realizado através dos Códigos de Execução e das Opções de Controle de Execução⁸¹ estabelecidas [49].

Para as simulações realizadas no presente estudo foram alterados somente o despacho de geração das usinas incluídas na análise. Essas alterações foram efetuadas através do código de execução DBAR, restringindo as modificações somente aos dados de barra.

As opções de controle estabelecidas nos casos de referência do PAR, e preservadas nas simulações realizadas nesse trabalho, são apresentadas na Figura 4.6. Na figura podem ser observados os controles ativos, o método de solução e as grandezas monitoradas definidos para o estudo de fluxo de potência realizado pelo ONS. Através do código de execução *DOPC* as opções de controle podem ser ativadas e desativadas.

⁸⁰ No formato arquivo texto (*.dat*).

⁸¹ Definem para um dado código de execução as opções solicitadas pelo usuário a serem executadas no dado código.

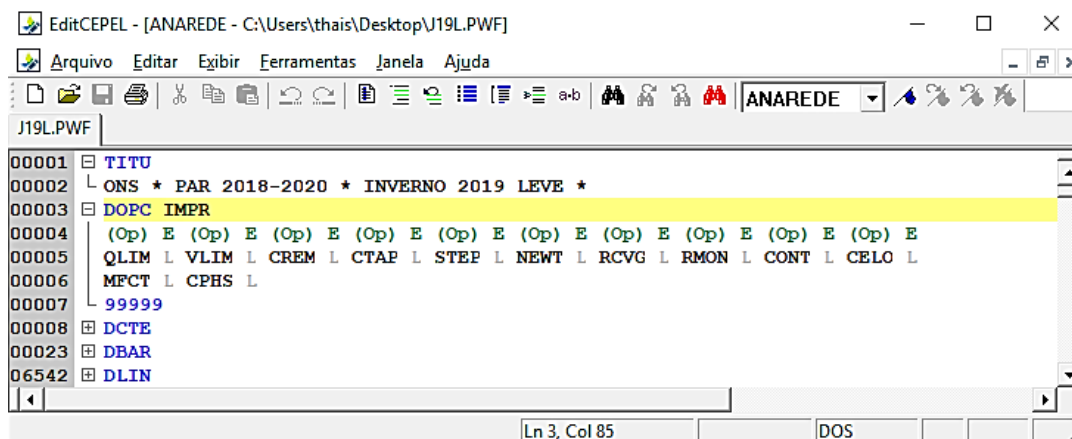


Figura 4.6 - Opções de controle de execução estabelecida no caso de referência do PAR na condição de carga leve do período seco de 2019.

As constantes e seus respectivos limites estabelecidos nos casos de referência do PAR, e inalterados nos casos aqui simulados, podem ser vistos na Figura 4.7. Através do Código de Execução *DCTE* os mesmos são imputados e lidos pelo programa.

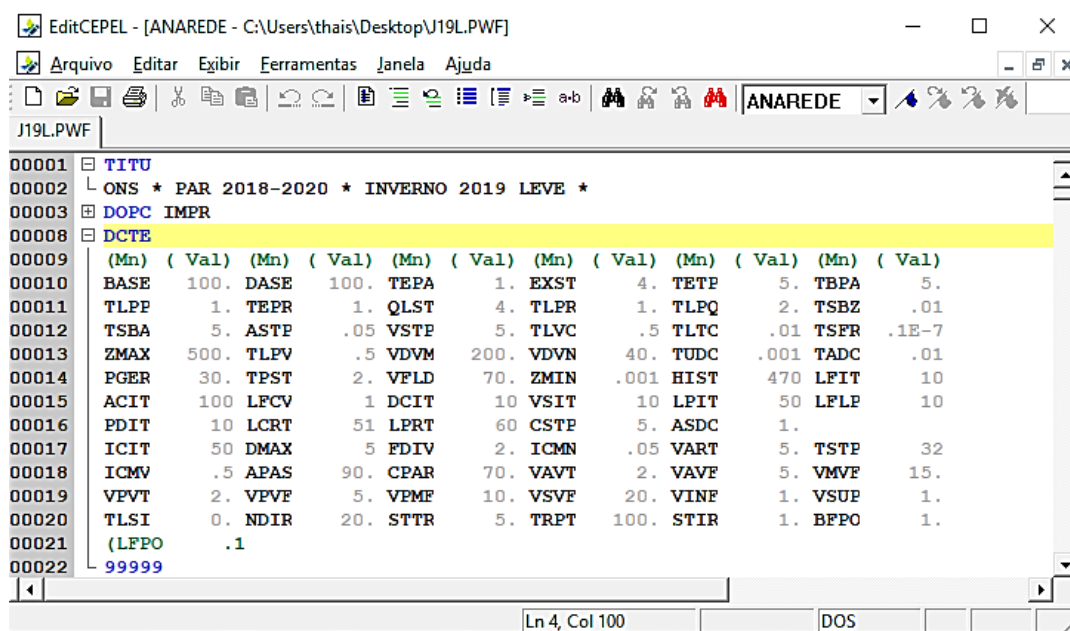


Figura 4.7 - Constantes estabelecidas no caso de referência do PAR no patamar de carga leve do período seco de 2019.

As simulações foram realizadas a partir do ponto de operação obtido após a simulação de fluxo de potência dos casos de referência. Salvo no arquivo histórico (.sav) do programa, o ponto referente a cada patamar de carga, de cada período de hidraulicidade do ano, foi utilizado na base de acordo com a condição de carga e cenário hidrológico simulado.

Levando em consideração que para cada patamar de carga, de cada período, existem dois cenários de despacho de potência, as simulações foram divididas por condição de carga. As simulações foram iniciadas pelo cenário de despacho nulo e, em seguida, pelo despacho a partir do fator de capacidade.

Em cada cenário de redespacho das centrais hidrelétricas de pequeno porte, com o respectivo caso de fluxo de potência de referência (.sav) na base⁸², os casos de trabalho (arquivos formato texto) com os novos despachos das PCHs e CGHs foram adicionados ao caso base um a um.

A medida que o arquivo texto de cada área era inserido, os despachos de potência das PCHs e CGHs e da(s) usina(s) eleita(s) para compensação eram alterados e, imediatamente, o fluxo de potência executado⁸³. Finalizada a inserção de todas as áreas, um novo ponto de operação foi obtido para o caso de referência em questão. Vale ressaltar que nesse ponto a geração das usinas estavam conforme definidos nos casos de trabalho.

Após a simulação dos dois cenários de redespacho de potência das usinas hidrelétricas de pequeno porte, obteve-se para cada patamar de carga três pontos de operação⁸⁴, sendo: um referente ao caso de referência; outro ao despacho nulo das usinas hidrelétricas de pequeno porte; e outro referente ao despacho a partir do FC⁸⁵. Na Figura 4.8 é apresentado o armazenamento dos casos no arquivo histórico do ANAREDE, esses referentes a condição de carga pesada do período seco.

⁸² Por exemplo, caso de referência da condição de carga leve do período seco.

⁸³ A realização imediata do fluxo de potência é dada pelo fato do comando de execução (EXLF) estar inserido em cada arquivo texto dos casos de trabalho.

⁸⁴ Arquivos no formato ANAREDE.

⁸⁵ Esse obtido para a condição de carga do período do ano em questão.

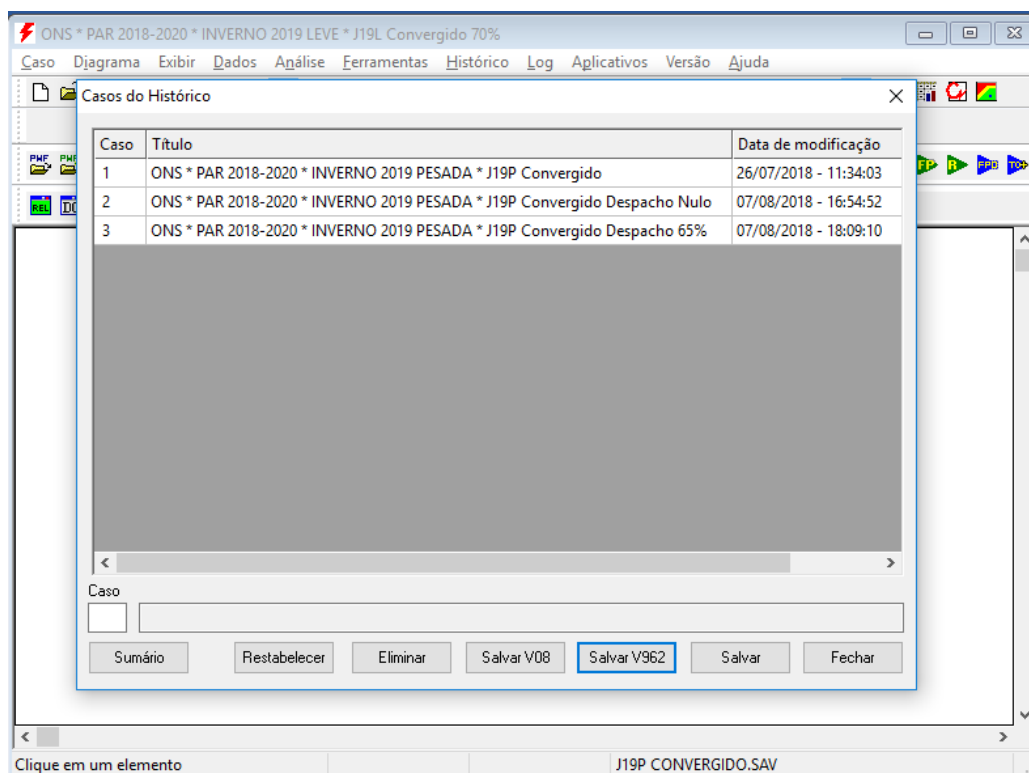


Figura 4.8 - Armazenamento dos casos simulados para o patamar de carga pesada do período seco de 2019 no arquivo histórico do ANAREDE (.sav).

Portanto, para cada caso de fluxo de potência de referência do Plano de Ampliações e Reforços (2019), foram simulados dois cenários de despacho de geração alternativo para usinas localizadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Com isso, obtiveram-se dois novos pontos de operação para o Sistema Interligado Nacional. Cabe ressaltar que todas as restrições operacionais dos casos de referência foram satisfeitas.

CAPÍTULO V. RESULTADOS

A partir de simulações de fluxo de potência de casos alternativos de despacho de geração de noventa e uma Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas, foi encontrado o impacto nas perdas elétricas do SIN dada a geração próxima aos centros de carga.

As análises de perdas foram realizadas para o Sistema Interligado Nacional e por área, concentradas naquelas cujo os despachos de potência das PCHs e CGHs foram alterados. Não restritas às perdas, a variação da geração ativa foi também analisada dada a influência direta com a variação das perdas.

5.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1.1. Sistema Interligado Nacional

Os resultados obtidos a partir das simulações de fluxo de potência para o SIN são apresentados nas Tabelas 5.1 e 5.2. Os resultados mostram que a geração de energia elétrica por Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas contribuem para a redução de perdas elétricas totais no Sistema Interligado Nacional. Em tais tabelas pode-se observar a variação negativa de perdas entre os cenários de despacho nulo e a partir do Fator de Capacidade.

Ao analisar os resultados obtidos por período do ano observa-se claramente a menor contribuição na redução de perda no período seco, período esse em que as condições hidrológicas não favorecem a geração hidrelétrica. Apesar da condição não favorável no período, houve diminuição significativa das perdas na condição de carga em que o sistema elétrico possui a maior demanda de potência ativa.

Com redução de 46,79 MW das perdas do SIN, correspondendo a aproximadamente 1,40% das perdas totais do sistema no período, pode-se dizer que a dissipação de energia nos sistemas de transporte de energia evitada, dada a geração próxima aos centros de carga, equivale a potência instalada de uma usina hidrelétrica (UHE).

Tabela 5.1 - Resultados totais no período seco para o SIN.

Sistema Interligado Nacional	Carga Leve (Despacho)		Carga Pesada (Despacho)	
	Nulo	FC ² = 70%	Nulo	FC ² = 65%
Geração (MW)	57.619,37	57.617,93	95.112,63	95.066,03
Carga (MW)	55.426,98	55.427,01	91.033,41	91.033,50
Perdas (MW)	1.649,30	1.647,67	3.379,98	3.333,19
Perdas Médias (%)	2,98%	2,97%	3,71%	3,66%
Variação de Perdas Ativas (MW)		-1,63		-46,79

¹ configuração até 30 de junho ² fator de capacidade

Ainda no período seco (Tabela 5.1), em ambas as condições de carga, também se observa a redução das perdas elétricas a partir do comportamento das perdas médias (%). Quanto menor o percentual de perdas médias, menor é a parcela de perdas na carga do sistema. Tal diminuição se dá em função da geração de usinas hidrelétricas de pequeno porte próxima aos centros de consumo.

Para o período úmido, os resultados obtidos (Tabela 5.2) foram significativos para ambas as condições de carregamento do sistema. Ao comparar com os resultados obtidos para o período seco, as reduções das perdas elétricas totais do SIN no período úmido foram expressivas. Infere-se que os melhores resultados alcançados para esse período foram devido às condições hidrológicas favoráveis para a geração de energia a partir de empreendimentos hidrelétricos.

Observa-se através dos Fatores de Capacidades utilizados para o redespacho das usinas, esses indicados nas Tabelas 5.1 e 5.2, o maior nível de despacho de geração das centrais hidrelétricas de pequeno porte nos casos de referência do ONS no período úmido em comparação ao período seco. A partir das Tabelas verifica-se que os níveis redespachados no período úmido foram 5% maiores, em ambas as condições de carga, em comparação aos respectivos patamares do período seco (FCs 70% e 65% respectivamente).

Tabela 5.2 - Resultados totais no período úmido¹ para SIN.

Sistema Interligado Nacional	Carga Leve (Despacho)		Carga Pesada (Despacho)	
	Nulo	FC ² = 75%	Nulo	FC ² = 70%
Geração (MW)	61.461,69	61.437,17	98.052,12	97.948,04
Carga (MW)	58.362,03	58.362,10	92.995,21	92.995,37
Perdas (MW)	2.196,23	2.171,90	3.723,87	3.619,66
Perdas Médias (%)	3,76%	3,72%	4,00%	3,89%
Variação de Perdas Ativas (MW)		-24,33		-104,21

¹ Configuração até 31 de dezembro

² Fator de Capacidade

A maior redução de perdas, entre os cenários de redespacho com fator de capacidade médio, foi para o patamar de carga pesada do período úmido. Tal comportamento foi semelhante para a mesma condição de carga do período seco. Com decréscimo de 104,21 MW, o equivalente a potência instalada de uma UHE de grande porte, observa-se que na condição de carga no qual o SIN possui maior demanda de potência ativa, a geração distribuída de usinas hidrelétricas de pequeno porte evita a operação de uma UHE apenas para o suprimento de perdas elétricas no período.

Vale ressaltar que o impacto nas perdas elétricas, dado os redespachos das centrais hidrelétricas de pequeno porte, não foi restrito às áreas em que essas usinas estão localizadas. Outras áreas do sistema interligado foram impactadas de forma positiva e negativa. Com isso, nos resultados totais do SIN apresentados, nas Tabelas 5.1 e 5.2, estão sendo consideradas as influências positivas e negativas na elevação das perdas das demais áreas do sistema.

Assim sendo, apesar da influência nas perdas elétricas de outras áreas, observou-se que a presença desses empreendimentos nos sistemas de distribuição beneficiou o Sistema Interligado Nacional com a redução dos totais de perdas e da geração ativa.

Ademais, quanto menor forem as perdas, menor é a demanda de potência ativa somente para suprir a energia elétrica dissipada nos sistemas de transporte, maior é a eficiência entre o que é gerado e o que é consumido e menor são os custos relacionados às necessidades de energia elétrica dos consumidores do SIN.

5.1.2. Áreas do SIN

O impacto nas perdas elétricas analisado por área foi restrito àquelas em que estão localizadas as centrais hidrelétricas de pequeno porte cujos os despachos de potência foram modificados. Cabe ressaltar que as PCHs e CGHs redespachadas nos casos alternativos estão localizadas no subsistema com maior demanda de potência ativa do SIN, o Sudeste/Centro-Oeste.

Na Tabela 5.3 podem ser observados os Estados em que as áreas pertencem e o respectivo quantitativo de centrais hidrelétricas de pequeno porte redespachadas em cada área do SIN. Também pode ser observado o número de áreas consideradas de cada Estado.

Tabela 5.3 - Total de PCHs e CGHs redespachadas e suas respectivas áreas.

Estado	Áreas	Quantidade de Usinas
	2	3
Minas Gerais	3	15
	18	15
Rio de Janeiro	10	5
	41	6
	7	9
São Paulo	42	1
	71	2
Mato Grosso	49	25
Mato Grosso do Sul	126	10

5.1.2.1. Período Seco

Os resultados obtidos para o patamar de carga leve, apresentados na Tabela 5.4, indicam que para 40% das áreas analisadas, a geração de usinas hidrelétricas de pequeno porte próximas aos centros de carga contribui para a redução de perdas elétricas local. Para esse cenário hidrológico e condição de carregamento do sistema, foi alcançada uma redução de 32% (área 18). Observa-se, ainda, que todas as áreas analisadas do Estado de Minas Gerais são beneficiadas com a geração de PCHs e

CGHs, proporcionando uma redução de aproximadamente 20 MW nas perdas no Estado.

Em oposição ao ótimo resultado obtido por Minas Gerais, os estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul obtiveram os maiores incrementos percentuais nas perdas no patamar de carga leve no período. O impacto foi de 44% e 19%, respectivamente, dada a geração de centrais hidrelétricas de pequeno porte próximas aos centros de carga. Para as demais áreas o aumento nas perdas não ultrapassou 1,5MW ou elevação de 5% no total da área.

Tabela 5.4 - Resultados de perdas elétrica, por área, na condição de carga leve do período seco de 2019

Estado	Áreas	Perdas Elétricas (MW) Patamar de Carga Leve			
		Despacho Nulo	Despacho 70%	Δ (MW)	Δ (%)
Minas Gerais	2	119,64	110,56	-9,08	-8%
	3	91,50	81,88	-9,62	-11%
	18	2,58	1,75	-0,83	-32%
Rio de Janeiro	10	22,77	23,46	0,69	3%
	41	4,22	3,53	-0,69	-16%
São Paulo	7	54,79	56,15	1,36	2%
	42	4,77	4,78	0,01	0%
	71	5,05	5,29	0,24	5%
Mato Grosso	49	12,06	17,37	5,31	44%
Mato Grosso do Sul	126	5,15	6,14	0,99	19%

Ainda para o cenário seco, os melhores resultados obtidos para o período foram no patamar de carga pesada, como pode ser observado na Tabela 5.5. Nota-se que 70% das áreas analisadas foram beneficiadas com a redução das perdas elétricas, alcançando redução de 38% no Estado de Minas Gerais (área 18). Além das áreas pertencentes ao Estado, todas as áreas analisadas do Rio de Janeiro tiveram, também, suas perdas reduzidas. Para São Paulo, a variação de perdas praticamente manteve-se inalterada em todas as áreas.

Tabela 5.5. Resultado de perdas elétricas, por área, na condição de carga pesada do período seco de 2019

Estado	Áreas	Perdas Elétricas (MW) Patamar de Carga Pesada			
		Despacho Nulo	Despacho 65%	Δ (MW)	Δ (%)
Minas Gerais	2	192,19	179,54	-12,65	-7%
	3	175,53	159,42	-16,11	-9%
	18	13,57	8,48	-5,09	-38%
Rio de Janeiro	10	33,67	29,24	-4,43	-13%
	41	28,89	28,64	-0,25	-1%
São Paulo	7	82,48	82,19	-0,29	0%
	42	9,88	9,88	0	0%
	71	6,54	6,53	-0,01	0%
Mato Grosso	49	22,45	23,2	0,75	3%
Mato Grosso do Sul	126	5,14	5,66	0,52	10%

Observa-se ainda que a geração das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas impactou negativamente nas perdas somente das áreas 49 (Mato Grosso) e 126 (Mato Grosso do Sul), com aumentos de 3% e 10%, respectivamente, nas perdas locais (Tabela 5.5). Novamente a geração dessas usinas, como visto na condição de carga leve, não se apresentou favorável à redução de perdas elétricas nas áreas de ambos os Estados.

5.1.2.2. Período Úmido

Os resultados obtidos para o período úmido de 2019, apresentados nas Tabelas 5.6 e 5.7, ao comparar com o período seco (Tabelas 5.4 e 5.5), foram mais significativos para ambos os patamares de carga, da mesma forma como observado no resultado agregado para o sistema interligado. Esse comportamento, como já mencionado, era esperado em função do maior nível de despacho de potência ativa de usinas hidrelétricas dadas as condições hidrológicas favoráveis do período.

Tabela 5.6 - Resultados de perdas elétricas, por área, na condição de carga leve do período úmido de 2019

Estado	Áreas	Perdas Elétricas (MW) Patamar de Carga Leve			
		Despacho Nulo	Despacho 75%	Δ (MW)	Δ (%)
Minas Gerais	2	168,30	157,99	-10,31	-6%
	3	91,48	84,47	-7,01	-8%
	18	2,39	1,74	-0,65	-27%
Rio de Janeiro	10	26,26	26,00	-0,26	-1%
	41	4,15	3,46	-0,69	-17%
São Paulo	7	27,25	27,19	-0,06	0%
	42	3,43	3,42	-0,01	0%
	71	8,14	8,48	0,34	4%
Mato Grosso	49	38,77	43,93	5,16	13%
Mato Grosso do Sul	126	0,42	1,35	0,93	221%

Observa-se, a partir da Tabela 5.6, que no patamar de carga leve o impacto nas perdas elétricas locais foi positivo para 70% das áreas analisadas. Todas as áreas analisadas dos Estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro também foram beneficiadas com a redução de perda, assim como na condição de carga pesada do período seco (Tabela 5.5). A maior redução observada no período foi para a área 2 (Minas Gerais), em que, dada a geração próxima aos centros de carga foi evitada a perda de mais de 10 MW.

Nota-se que a área 126, pertencente ao Estado de Mato Grosso do Sul, foi impactada negativamente de forma expressiva em termos percentuais. Cabe ressaltar que para tal período as usinas hidrelétricas de pequeno porte da área foram redespachadas a 75% de suas respectivas potências instaladas. Apesar do aumento das perdas da área em 221%, em termos nominais essa elevação não atingiu 1MW.

Assim como para o Sistema Interligado Nacional, em que o patamar de carga pesada do período úmido obteve o melhor resultado de redução de perdas (-104,21MW), nesse mesmo cenário, como pode ser observado na Tabela 5.7, as áreas 2, 3 e 18 (Minas Gerais) e as áreas 10 e 41 (Rio de Janeiro) também obtiveram a maior diminuição de perdas entre todos os cenários hidrológicos e condições de carga

consideradas no estudo. As áreas mencionadas correspondem a 50% das áreas analisadas.

Tabela 5.7 - Resultados de perdas elétricas, por área, na condição de carga pesada do período úmido de 2019

Estado	Áreas	Perdas Elétricas (MW) Patamar de Carga Pesada			
		Despacho Nulo	Despacho 70%	Δ (MW)	Δ (%)
Minas Gerais	2	273,39	252,59	-20,80	-8%
	3	190,89	169,44	-21,45	-11%
	18	16,81	8,17	-8,64	-51%
Rio de Janeiro	10	44,33	38,73	-5,60	-13%
	41	23,15	20,93	-2,22	-10%
São Paulo	7	75,87	73,09	-2,78	-4%
	42	10,09	10,02	-0,07	-1%
	71	15,73	15,81	0,08	1%
Mato Grosso	49	33,91	39,62	5,71	17%
Mato Grosso do Sul	126	0,63	1,22	0,59	94%

As áreas analisadas do estado de Minas Gerais se mantiveram com os melhores resultados, alcançando, nesta condição de carga e cenário hidrológico, a redução de mais de 50 MW das perdas elétricas totais do Estado em função da geração distribuída de usinas hidrelétricas de pequeno porte. Vale mencionar que no estudo foram redespachadas 33 usinas hidrelétricas de pequeno porte do Estado, de um total de 234⁸⁶ empreendimentos hidrelétricos desse porte em operação.

Para os Estados do Centro-Oeste, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, da mesma forma como observado nos demais patamares de carga dos cenários de hidráulidade, a geração de PCHs e CGHs não foi favorável à redução de perdas. No presente cenário, o maior impacto foi a elevação das perdas elétricas em mais de 5 MW na área do Mato Grosso do Sul, representando aumento de 17%.

⁸⁶ Total de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas em operação em março de 2019, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL [52].

Portanto, observou-se que somente as áreas da região sudeste brasileira foram beneficiadas com a redução das perdas elétricas em função da geração de Pequenas Centrais Hidrelétrica e Centrais Geradoras Hidrelétricas conectadas aos sistemas de distribuição. Cabe ressaltar que os resultados positivos, para a diminuição das perdas, para todas as áreas consideradas da região não se mantiveram em todos os cenários hidrológicos e condições de carga consideradas no estudo.

CAPÍTULO VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. CONCLUSÃO

A partir da análise do impacto nas perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional, em função da geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas conectadas diretamente a sistemas de distribuição, observou-se que para o Sistema Interligado Nacional, como um todo, a geração próxima aos centros de carga contribuiu para a redução das perdas totais.

Nos cenários de hidraulicidade avaliados, como esperado em função da condição hidrológica favorável, os benefícios em prol da minimização da energia dissipada nos sistemas de transporte foram mais expressivos no período úmido em ambos os patamares de carga (leve e pesada).

Entre as condições de carga analisadas, a geração hidrelétrica de pequeno porte próxima a carga proporcionou a maior redução das perdas no patamar de carga pesada, patamar esse de maior demanda de potência do sistema elétrico. Vale mencionar que o SIN é projetado para o atendimento de sua demanda máxima de potência, sendo as perdas técnicas contempladas na previsão da demanda do sistema.

Ainda, quando identificada, pela Empresa de Pesquisa Energética⁸⁷, a necessidade sistêmica de adição de capacidade de tecnologias adaptadas ao atendimento à demanda máxima de potência do sistema, entre os perfis requeridos para tal atendimento, estão as usinas hidrelétricas. Em função de sua implantação exigir baixos custos de investimento, a repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas são alternativas perseguidas, uma vez que se espera que as centrais operem a baixos fatores de capacidades anuais.

No entanto, quando se analisa o impacto nas perdas locais, isto é, nas áreas do SIN em que estão localizadas as PCHs e CGHs, observa-se que a contribuição para a redução da energia dissipada nos sistemas de transporte não se deu em todas as áreas. Além disso, em algumas áreas os benefícios de minimização das perdas

⁸⁷ Análises da EPE que subsidiam a elaboração do plano de expansão da geração e permitem identificar tal necessidade sistêmica.

variaram em função do período do ano e da condição de carga do sistema, como no caso das áreas do Estado do Rio de Janeiro⁸⁸.

Percebe-se, a partir dos resultados obtidos por área, que a redução das perdas se concentraram nas áreas pertencentes a região Sudeste brasileira, essa de maior demanda de carga do SIN. Para a região Centro-Oeste, a geração distribuída contribuiu para o aumento da dissipação de energia na rede em todos os cenários avaliados. Tal incremento nas perdas se deu pela baixa densidade de carga nas áreas, provavelmente invertendo o fluxo de energia na rede e sobrecarregando-a. Com isso, o que se observa é que a GD, nesse caso, em vez de contribuir para o alívio do carregamento da rede, provocou o aumento.

Dessa forma, nota-se que a geração próxima aos centros de consumo por si só não reduz as perdas elétricas do sistema. Aspectos como, localização da central geradora no sistema de distribuição e o carregamento das linhas, devem ser considerados para que o benefício de redução das perdas proporcionado pela geração distribuída seja alcançado.

Ressalta-se que, à medida que as perdas técnicas são reduzidas, reduz-se os custos relativos a necessidade de energia elétrica dos consumidores, uma vez que as perdas são consideradas no planejamento da demanda do sistema. Ademais, proporciona: maior eficiência entre o que é gerado e o consumido; melhor aproveitamento da capacidade da infraestrutura de rede, possibilitando que os investimentos em expansão da rede sejam postergados; e a redução da necessidade de investimento em plantas centralizadas.

Portanto, no âmbito de aprimoramento do modelo legal, regulatório e comercial do Setor Elétrico Brasileiro, ressalta-se a importância de estudos para melhor localização de GD no sistema de distribuição de forma que os benefícios entregues sejam maximizados. Ainda, devem ser valorados os ganhos proporcionados ao sistema elétrico em função da fonte e da geração próxima à carga, de forma que o empreendedor obtenha retorno pelo valor aportado ao sistema.

⁸⁸ As áreas do Estado analisadas tiveram redução de perdas em ambas as condições de carga do período úmido. Já no período seco, somente no patamar de carga pesada todas as áreas foram beneficiadas com a diminuição da energia dissipada nas redes de distribuição.

6.2. SUGESTÃO PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Diante do realizado no presente estudo, em que foram utilizados os dados de geração prevista das Pequenas Centrais Hidrelétricas e das Centrais Geradoras Hidrelétricas para as simulações nos estudos de fluxo de potência, recomenda-se para trabalhos futuros a utilização dos dados de geração realizados para que se obtenha uma maior aproximação às perdas reais.

Ademais, em linhas com o aprimoramento do marco legal do setor elétrico, sugere-se que o impacto nas perdas elétricas do SIN, em função da potência injetada diretamente nos sistemas de distribuição por PCHs e CGHs, seja mensurado considerando todas as usinas hidrelétricas de pequeno porte em operação no país. Vale ressaltar que no presente estudo a quantidade de PCHs e CGHs consideradas não atingiu nem 10% do total em operação.

6.3. PUBLICAÇÕES NA ÁREA

Artigo submetido ao *IET Generation, Transmission and Distribution*.

CHAVES, Thais A.; SANTIAGO, Verônica; LIMA, José W. M.; PASSARO, Maurício.
Impact of DVP and SHP on Distribution Losses.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] JMAIL, Umar; AMIN, Adil; MAHMOOD, Anzar. A comparative study of control techniques for power loss minimization in a distribution network. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER, ENERGY AND SMART GRID (ICPESG), 1., 2018, Mirpur Azad Kashmir. **IEEE Xplore**. 2018. p. 1 - 5. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8384524>>. Acesso em: 07 fev. 2019.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração (BIG): capacidade de geração do Brasil. Junho, 2019**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 14 jun. 2019.
- [3] BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016**. Brasília, DF, Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm#art9>. Acesso em: 20 set. 2018.
- [4] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE: fechamento da consulta pública nº 21/2016 promovida pelo MME para colher contribuições associadas aos desafios para expansão do mercado livre**. Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=d6wujzMW&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivold=150&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo>. Acesso em: 25 jul. 2018.
- [5] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE**. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=pnV3LwWq&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivold=203&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo>. Acesso em: 24 nov. 2017.
- [6] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sobre o SIN: O que é o SIN**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 20 mar. 2018.
- [7] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia Elétrica: expansão da transmissão**. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao>>. Acesso em: 20 mar. 2018.
- [8] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Energia no Futuro: a expansão da transmissão**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/energia-no-futuro/transmissao>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

- [9] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Transmissão:** planejamento da transmissão. 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/planejamento-da-expansao>>. Acesso em: 18 mar. 2018.
- [10] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização:** Mecanismo de Realocação de Energia - versão 2018.1.0. 2018. Disponível em: <[file:///C:/Users/aluno/Downloads/04 - MRE_sem_realce_2018.1.0 \(jan-18\).pdf](file:///C:/Users/aluno/Downloads/04 - MRE_sem_realce_2018.1.0 (jan-18).pdf)>. Acesso em: 04 maio 2018.
- [11] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN - PAR - 2018 a 2020:** Tomo 1 - Ampliações e reforços de grande porte e recomendações. Vol. 1. Rio de Janeiro: Ons, 2017. 212 p. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relat%C3%B3rio+PAR>>. Acesso em: 11 abril. 2018.
- [12] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - Ciclo 2017/2016:** Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão. Vol. I. 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/41720378/POTEE+-+Volume+I+rev.+3.pdf/69d6520d-7db7-418c-b7f0-3b660c8e97c9>>. Acesso em: 06 mar. 2018.
- [13] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Programa de Expansão da Transmissão/Plano de Expansão de Longo Prazo - Ciclo 2017.** 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Programa-de-Expansao-da-Transmissao-Plano-de-Expansao-de-Longo-Prazo-Ciclo-2017>>. Acesso em: 10 mar. 2018.
- [14] BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.** Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Brasília, DF, 15 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm>. Acesso em: 05 mar. 2018.
- [15] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para Expansão da Transmissão:** consolidação das análises e pareceres técnicos. 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-180/topico-183/PET_PELP_Ciclo_2017_1_Semestre.pdf>. Acesso em: 09 mar. 2018.
- [16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sobre o ONS:** Procedimentos de Rede. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>>. Acesso em: 09 abr. 2018.
- [17] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Procedimentos de Rede: Ampliações e Reforços: visão geral - Submódulo 4.1.** 2017. Disponível em: <http://ons.org.br/ProcedimentosDeRede/Módulo_4/Submódulo_4.1/Submodulo_4.1_2017.11.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2018.

- [18] BRASIL. **Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004**. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Brasília, 14 maio 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm>. Acesso em: 11 abr. 2018.
- [19] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Procedimentos de Rede: Propostas de Ampliações e Reforços - Submódulo 4.2**. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FMódulo4%2FSubmódulo4.2%2FSubmódulo4.22017.11.pdf>>. Acesso em: 18 fev. 2018.
- [20] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Procedimentos de Rede: Metodologia para Elaboração das Propostas de Ampliações e Reforços - Submódulo 4.3**. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br//ProcedimentosDeRede/Módulo4/Submódulo4.3/Submódulo4.32016.12.pdf>>. Acesso em: 18 fev. 2018.
- [21] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Procedimentos de Rede: Critérios para Definição das Redes do Sistema Interligado Nacional - Submódulo 23.2**. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br//ProcedimentosDeRede/Módulo23/Submódulo23.2/Submódulo23.22016.12.pdf>>. Acesso em: 26 fev. 2018.
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 443, de 26 de julho de 2011**. 2011. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011443.pdf>>. Acesso em: 02 mar. 2018.
- [23] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede: Dados Requeridos para os Estudos de Ampliações e Reforços – Submódulo 4.4**. Disponível em: <<http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%204%2FSubm%C3%B3dulo%204.4%2FSubm%C3%B3dulo%204.4%202016.12.pdf>>. Acesso em: 27 fev. 2018.
- [24] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Estudo para Identificação das Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão - Ciclo 2018 - 2020: Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão**. Rio de Janeiro: ONS, 2017.
- [25] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). **Procedimentos de Rede: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos - Submódulo 23.3**. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br//ProcedimentosDeRede/Módulo23/Submódulo23.3/Submódulo23.32016.12.pdf>>. Acesso em: 22 fev. 2018.
- [26] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede: Critérios para Classificação da Modalidade de Operação de Usinas – Submódulo 26.2**. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br//ProcedimentosDeRede/Módulo26/Submódulo26.2/Submódulo26.22016.12.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2018.

[27] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao?p_p_id=101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=4>. Acesso em: 21 jun. 2018.

[28] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 1: Introdução**. Brasília: Aneel, 2016. 61 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 21 jun. 2018.

[29] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília: Aneel, 2016. 28 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo2_Revisão7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5>. Acesso em: 21 jun. 2018.

[30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 24 jun. 2010.

[31] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização: Medição Física, versão 2014.0.0**. 2014. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=1429913432718752&_adf.ctrl-state=x6taab8r5_18#!%40%40%3F_afLoop%3D1429913432718752%26_adf.ctrl-state%3Dx6taab8r5_22>. Acesso em: 20 jan. 2019.

[32] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização: Medição Contábil, versão 2019.1.0**. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=1429913432718752&_adf.ctrl-state=x6taab8r5_18#!%40%40%3F_afLoop%3D1429913432718752%26_adf.ctrl-state%3Dx6taab8r5_22>. Acesso em: 26 jan. 2019.

[33] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 1: Introdução**. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13>. Acesso em: 05 jun. 2019.

[34] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 7: Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo7_Revisao_5+++Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34>. Acesso em: 30 maio. 2019.

- [35] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - MÓDULO 2:** Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Brasília: ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo7_Revisao_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34>. Acesso em: 30 maio. 2019.
- [36] BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm>. Acesso em: 13 jun. 2018.
- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 673, de 4 de agosto de 2015.** Brasília, 04 ago. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2018.
- [38] FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos de; CARVALHO, Natália de. **Environmental Impacts of Small Hydro:** observations on their effects cumulative and synergists. PCH Notícias e SHP News, [s.l.], v. 73, n. 21, p.05-12, 20 jun. 2017. ACTA Editora. <http://dx.doi.org/10.14268/pchn.2017.00052>. Disponível em: <<https://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/revistas/revista-73.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2018.
- [39] BRASIL. **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, 07 jul. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 13 jun. 2018.
- [40] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Modalidade de Operação de Usinas.** 2017b. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/integracao_sin/definicao_modalidade_de_operacao_de_usinas.aspx>. Acesso em: 06 jan. 2018.
- [41] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 26.1 - Modalidade de Operação de Usinas: visão geral. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 11 jan. 2018.
- [42] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMAS ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede:** Submódulo 4.2 - Propostas de Ampliações e Reforços. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%204%2FSubm%C3%B3dulo%204.2%2FSubmodulo%204.2%202017.11.pdf>>. Acesso em: 14 set. 2018.
- [43] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Outorgas e Registros de Geração:** micro e mini geração distribuída. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 14 jun. 2019.

- [44] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída: Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída.** 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-exibicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_XGPXSqdMFHrE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D3>. Acesso em: 14 jun. 2019.
- [45] MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** São Paulo: Edgard Blucher LTDA, 1983. 163 p.
- [46] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **PROCEDIMENTOS DE REDE, Submódulo 18.2: Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais.** Rio de Janeiro: Ons, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2018%2FSubm%C3%B3dulo%2018.2%2FSubm%C3%B3dulo%2018.2%202016.12.pdf>>. Acesso em: 20 maio 2019.
- [47] CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. Eletrobras. **Programa de Análise de Redes V. 10.01.03: Manual do Usuário.** Rio de Janeiro: CEPEL, 2016. 349 p.
- [48] LEONARDO, Murilo Henrique Santos; VIEIRA JÚNIOR, José Carlos de Melo. **Análise do Impacto da Geração Distribuída nas Perdas em um Sistema de Subtransmissão.** In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 22º, 2016, Curitiba. Trabalhos Técnicos. Curitiba: S, 2016. p. 1 - 12. Disponível em: <<http://abradee03.org/sendid2016/trabalhos/analise-do-impacto-da-geracao-distribuida-nas-perdas-um-sistema-de-subtransmissao/>>. Acesso em: 28 set. 2018.
- [49] LEONARDO, Murilo H. S.; VIEIRA JUNIOR, José Carlos M. **Análise de Perdas em Sistemas de Distribuição na Presença de Geradores Distribuídos.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20., 2014, Belo Horizonte. **Anais.** Belo Horizonte: SWGE, 2014. p. 2354 - 2360. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/cba2014/anais/PDF/1569934859.pdf>>. Acesso em: 02 out. 2018.
- [50] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **NT 0118/2017 - LENA-4/2017: Quantitativos da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica, DIT e ICG.** Nov., 2017.
- [51] MARQUES, Milton; HADDAD, Jamil; MARTINS, André Ramon Silva. **Conservação de Energia: Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações.** 3. ed. Itajubá, MG: FUPAI, 2006.
- [52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração: capacidade de geração do Brasil.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 mar. 2019.

ANEXO A – Quadro de Informações das Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas com Capacidade Reduzida

Estado	Área do SIN	Nome da Usina	Pot. Instalada (MW)	Barra	Tensão de Conexão (kV)
Minas Gerais	2	PCH Barra da Paciência	23,00	348	138
		PCH Corrente Grande	14,00		
		PCH Funil	22,50		
	3	PCH Mata Velha	24,00	4038	138
		PCH Unai Baixo	26,00		
		PCH Cachoeirão	27,00	9099	13.8
		CGH Caboclo	4,16	1566	138
		PCH Paiol	20,00	4099	138
		PCH São Gonçalo (antiga Santa Bárbara)	11,00	377	138
		PCH Pipoca	20,00	4061	138
		PCH Areia Branca	19,80		
		PCH Ninho da Águia	10,00	1504	138
		PCH Cristina	3,80		
		PCH Varginha	9,00	4063	138
		PCH Várzea Alegre	7,50		
		PCH Carangola	15,00		
		PCH Cocais Grande	10,00	1532	161
		PCH Malagone	19,00	392	138
		18	PCH Anna Maria	1,68	3330
	PCH Guary		5,40		
	PCH Ivan Botelho I (antiga Ponte)		24,30	3333	138
	PCH Ivan Botelho II (antiga Palestina)		12,40		
	PCH Ivan Botelho III (Triunfo)		24,40		
	PCH Zé Tunin		8,00	3319	69
	CGH Cachoeira Alta		0,30		
	CGH Matipó		0,42		
	CGH Roça Grande		0,77		
PCH Benjamim M. Batista (antiga Nova Sinceridade)	9,00		3306	69	
CGH Miguel Pereira	0,77				
CGH Santa Cecília	0,42		3327	69	
PCH Ormeo Junqueira Botelho (antiga Cachoeira Encoberta)	22,70				
PCH Tulio Cordeiro de Mello (Granada)	15,80	3323	138		
UHE João Camilo Penna (Antiga Cachoeira do Emboque)	21,60				
Rio de Janeiro	10	PCH São Sebastião do Alto	13,20	1798	69
		PCH Caju	10,00		
		PCH Santo Antônio	8,00	9038	69
		PCH Areal	18,00	1700	13.8
		PCH Pirapetinga	20,00	1791	69
	41	PCH Santa Rosa II	30,00	1767	13.8
		PCH Paracambi	25,00	3999	13.8
		PCH Calheiros	19,53	1711	13.8
		PCH Santa Fé I	30,00	3993	13.8
		PCH Bonfante	19,00	3995	13.8
PCH Monte Serrat	25,00	3997	13.8		

São Paulo	7	PCH Anhanguera	22,68	6597	138
		PCH Dourados	10,80	2105	69
		PCH Gavião Peixoto	4,80	2101	69
		PCH São Joaquim	8,05	2275	69
		PCH Americana	30,00	2102	69
		PCH Eloy Chaves	19,00	2276	138
		PCH Pinhal	6,80	2103	138
	PCH Retiro	16,00	6598	138	
	PCH Palmeiras	16,50	6599	138	
	42	UHE Porto Góes	24,80	9058	88
	71	PCH Lavrinhas	30,00	9111	13.8
PCH Queluz		30,00	9109	13.8	
Mato Grosso	49	PCH Garganta da Jararaca	29,30	4900	138
		PCH Canoa Quebrada	28,00	4917	13.8
		PCH Paranatinga II	29,02	4690	138
		PCH Ombreiras	26,00	4811	138
		PCH Graça Brennand	27,40	4424	13.8
		PCH Pampeana	28,00	4416	69
		PCH Santa Gabriela	24,00	4631	13.8
		PCH Sacre 2	30,00	4834	13.8
		Salto	19,00	4802	138
		PCH Salto Corgão	27,00	4877	138
		PCH Figueiropolis	19,41	4800	138
		PCH Sete Quedas Altas	22,00	4609	13.8
		PCH Cidezal	17,00	4430	13.8
		PCH Sapezal	16,00	4434	13.8
		PCH Parecis	15,40	4442	13.8
		PCH Rondon	13,00	4444	13.8
		PCH Telegráfica	30,00	4446	13.8
		PCH Segredo	26,12	4438	13.8
		PCH Ilha Comprida	20,16	4440	13.8
		PCH Divisa	10,80	4436	13.8
		PCH Água Prata	13,30	4403	34
		PCH Água Brava	13,05	4404	34
		PCH Água Clara	4,00	4405	34
PCH Bocaiúva	30,00	4460	13.8		
PCH Indiavaí	28,00	4810	138		
Mato Grosso do Sul	126	PCH Buriti	30,00	1863	138
		PCH Porto das Pedras	28,03	1870	138
		PCH Lajeado	8,84	10155	34.5
		PCH Indaiá Grande	20,00	9765	13.8
		PCH Costa Rica	16,00	9695	3
		PCH Indaiazinho	12,50	9764	13.8
		PCH Planalto	17,00	1871	138
		PCH Paraíso I	21,60	1859	138
		PCH Ponte Alta	13,00	1897	13.8
PCH Alto Sucuriú	29,00	1867	138		