



**Juan Pablo Leal Gonzalez**

**Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando  
Sistemas de Armazenamento de Energia**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Silvan Antônio Flávio

Rio de Janeiro

Maio de 2018



**Juan Pablo Leal Gonzalez**

## **Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Armando Martins Leite da Silva**

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Silvan Antônio Flávio**

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica – UFSJ

**Prof. Delberis Araujo Lima**

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Leonidas Chaves de Resende**

Departamento de Engenharia Elétrica – UFSJ

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 9 de Maio de 2018

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

**Juan Pablo Leal Gonzalez**

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Nacional da Colômbia em 2011. Trabalhou como engenheiro da operação do sistema elétrico na empresa distribuidora de energia elétrica Electrificadora de Santander S.A. ESP.

Ficha Catalográfica

Leal Gonzalez, Juan Pablo

Planejamento da expansão da transmissão considerando sistemas de armazenamento de energia / Juan Pablo Leal Gonzalez ; orientador: Armando Martins Leite da Silva ; co-orientador: Silvan Antônio Flávio. – 2018.

108 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2018.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Planejamento da expansão da transmissão. 3. Desperdício de energia renovável. 4. Sistema de armazenamento de energia. 5. Sistema de armazenamento de energia por baterias. 6. Ciclo de vida útil. I. Silva, Armando M. Leite da. II. Flávio, Silvan Antônio. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

## Agradecimentos

Agradeço a Deus, pela força que me possibilitou alcançar mais um objetivo com sucesso.

Aos meus pais, pelo apoio e a paciência, sem o suporte deles dificilmente este trabalho seria concluído.

À minha namorada pelo seu amor incondicional, apoio e infinita paciência ao longo da nossa caminhada de vida.

Ao orientador, professor Armando Martins Leite da Silva, pelo acolhimento, incentivo, suporte, e acompanhamento deste trabalho.

Ao coorientador, professor Silvan Antônio Flávio, pela dedicação, apoio, disposição, e paciência, permitindo meu crescimento acadêmico e profissional.

Ao professor Luiz Antônio da Fonseca Manso, pelas valiosas contribuições para o trabalho.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

## Resumo

Gonzalez, Juan Pablo Leal; Leite da Silva, Armando Martins. **Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia**. Rio de Janeiro, 2018. 108p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O planejamento da expansão da transmissão (PET) visa identificar novos reforços para a rede, permitindo uma conexão tecnicamente adequada entre demanda e geração de energia elétrica, ambas previstas para um determinado horizonte de planejamento. Um bom plano de expansão deve garantir o equilíbrio entre os custos de investimento e operação, mantendo um nível satisfatório de segurança no fornecimento de energia elétrica. Entretanto, a identificação de bons planos de expansão para o PET tem se tornado uma tarefa cada vez mais difícil. Isso se deve, principalmente, às características e dimensões dos sistemas atuais, a não linearidade e natureza combinatória do problema de otimização e às incertezas presentes nos dados. Os erros de previsão, a indisponibilidade de equipamentos e a disponibilidade dos recursos naturais são parâmetros que variam de forma aleatória e inserem um alto grau de incerteza nos sistemas elétricos, o qual aumenta proporcionalmente com o horizonte de planejamento. Uma das incertezas mais relevantes a ser gerenciada nas próximas décadas será a capacidade de geração oriunda de fontes renováveis, em particular as eólicas, devido à sua grande variabilidade. A utilização de dispositivos de armazenamento permitirá melhor aproveitamento dessas fontes e, portanto, torna-se necessário o desenvolvimento de ferramentas computacionais capazes de considerar tais dispositivos no problema PET. Esta dissertação apresenta uma nova metodologia de apoio ao problema PET inserindo armazenadores de energia elétrica para aumentar o aproveitamento de fontes renováveis no sistema. Isso, respeitando as restrições de segurança da rede, acompanhando à curva de demanda e levando em consideração as variáveis operativas destes dispositivos. A possibilidade de incluir sistemas de armazenamento de energia elétrica é avaliada através de uma

análise custo-benefício. A metodologia proposta é aplicada a um sistema teste, submetido a diversas condições operativas, e os resultados obtidos são amplamente discutidos.

## **Palavras-chave**

Planejamento da expansão da transmissão; desperdício de energia renovável; sistema de armazenamento de energia; sistema de armazenamento de energia por baterias; ciclo de vida útil; profundidade de descarga; estado de carga.

## Abstract

Gonzalez, Juan Pablo Leal; Leite da Silva, Armando Martins (Advisor). **Transmission Expansion Planning Considering Energy Storage Systems.** Rio de Janeiro, 2018. 108p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The transmission expansion planning (TEP) aims at identifying new reinforcements for the network, allowing a technically adequate connection between demand and generation of electric energy, both foreseen for a given planning horizon. A good expansion plan must ensure a balance between investment and operating costs, while maintaining a satisfactory level of security of the electric energy supply. However, identifying good expansion plans for TEP has become an increasingly difficult task. This is mainly due to the characteristics and dimensions of the current systems, the nonlinearity and combinatorial nature of the optimization problem, and the uncertainties present in the data. Forecasting errors, equipment unavailability, and the availability of natural resources are parameters that vary in a random way and insert a high degree of uncertainty in the electrical system, which proportionally increases with the planning horizon. One of the most relevant uncertainties to be managed in the upcoming decades will be the generation capacity from renewable sources, particularly wind power, due to its great variability. Storage devices will allow better use of these sources and, therefore, it becomes necessary to develop computational tools capable of considering such devices in the TEP problem. This dissertation presents a new methodology to support the TEP problem by inserting electric energy storage to increase the use of renewable energy in the system, while respecting the security restrictions of the network, following the demand curve and taking into account the operational variables of these devices. The possibility of including electric energy storage systems is evaluated through a cost-benefit analysis. The proposed methodology is applied to a test system, subject to various operating conditions, and the obtained results are widely discussed.

## **Keywords**

Transmission expansion planning; renewable energy waste; energy storage systems; Battery energy storage system; useful life cycle; depth of discharge; state of charge.



# Sumário

1 Introdução	16
1.1. Considerações Iniciais	16
1.2. Desenvolvimento Histórico	18
1.2.1. Fontes de Energia Renováveis	18
1.2.2. Armazenamento de Energia Elétrica	22
1.3. Estrutura da Dissertação	28
2 Planejamento da Expansão da Transmissão	30
2.1. Introdução	30
2.2. Formulação do Problema PET	30
2.2.1. Incertezas no Problema PET	31
2.2.2. Evolução Temporal dos Reforços no Problema PET	32
2.2.3. Interferência do Planejador no Problema PET	32
2.3. Modelagem do Problema PET	33
2.3.1. Modelos Lineares	33
2.3.2. Modelos não Lineares	34
2.4. Métodos de Solução do Problema PET	35
2.4.1. Algoritmos Heurísticos Construtivos (AHC)	35
2.4.2. Métodos Tradicionais de Programação Matemática	37
2.4.3. Métodos Meta-heurísticos	38
2.5. PET com Elevada Participação de Fontes Renováveis	39
2.5.1. Fluxo de Potência Cronológico (FPC)	39
2.5.2. Algoritmo Heurístico Construtivo	44
2.6. Conclusões	46
3 Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia	47
3.1. Introdução	47

3.2. Principais armazenadores de energia para sistemas elétricos de potência	47
3.2.1. Armazenamento de energia por bombeamento de água	47
3.2.2. Armazenamento de energia por ar comprimido	48
3.2.3. Armazenamento de energia por baterias	48
3.3. Metodologia proposta	51
3.3.1. Modelagem da curva de carga e das séries energéticas	52
3.3.2. Modelagem do elemento BESS	53
3.3.3. Operação do S-BESS	54
3.3.4. Dimensionamento do BESS	57
3.3.5. Inserção do S-BESS no PET	65
3.3.6. Avaliação da viabilidade econômica do BESS	67
3.4. Conclusões	68
4 Simulações e Resultados	70
4.1. Introdução	70
4.2. Características do sistema elétrico	70
4.3. Características do sistema de armazenamento de energia	73
4.4. Resultados	74
4.4.1. Caso 1	75
4.4.2. Caso 2	82
4.4.3. Caso 3	88
4.4.4. Caso 4	92
4.5. Análise de sensibilidade às incertezas	96
4.6. Conclusões	97
5 Conclusão	98
6 Referências bibliográficas	101

## Lista de figuras

Figura 1.1. Participação estimada de energia renovável na capacidade de geração mundial de energia elétrica [1].	19
Figura 1.2. Capacidade de geração de energia eólica mundial [1].	19
Figura 1.3. Classificação dos ESS de acordo a sua forma de armazenamento [15].	23
Figura 1.4. Tecnologias de armazenamento de energia elétrica [16].	24
Figura 1.5. Armazenamento de energia mundial estimado [17].	25
Figura 3.1. Ciclos de vida útil de uma bateria em função do DOD [75].	49
Figura 3.2. Degradação da capacidade com a temperatura numa bateria [75].	50
Figura 3.3. Modelo de Markov não agregado para carga e fontes renováveis.	52
Figura 3.4. Modelagem do elemento BESS.	53
Figura 3.5. Operação do BESS.	56
Figura 3.6. Estado de carga do BESS.	57
Figura 3.7. Dimensionamento da potência do BESS.	59
Figura 3.8. Cálculo da região de descarga na primeira iteração.	62
Figura 3.9. Cálculo da região de descarga na última iteração.	63
Figura 3.10. Energia acumulada ao longo do tempo.	64
Figura 3.11. Fluxograma do processo de ajuste do limiar de descarregamento e dimensionamento da capacidade de armazenamento do BESS.	65
Figura 3.12. Fluxograma da metodologia proposta.	66
Figura 4.1. Modificações realizadas na Área 1 – RTS96REN.	72
Figura 4.2. Média móvel mensal das séries eólicas por área.	73
Figura 4.3. Relação custo – capacidade de armazenamento.	77
Figura 4.4. RCB para $\alpha=1,0$ e variando – Caso 1.	78
Figura 4.5. RCB para $\alpha=0,9$ e variando – Caso 1.	79

Figura 4.6. Séries de geração com e sem BESS - Caso 1.	81
Figura 4.7. Histogramas de potência líquida com BESS - Caso 1.	82
Figura 4.8. RCB para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 2.	84
Figura 4.9. RCB para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 2.	86
Figura 4.10. Séries de geração com e sem BESS - Caso 2.	87
Figura 4.11. Histogramas de potência líquida com BESS - Caso 2.	88
Figura 4.12. RCB para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 3.	90
Figura 4.13. RCB para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,8$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 3.	92
Figura 4.14. RCB para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 4.	94
Figura 4.15. RCB para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,6$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 4.	95

## Lista de tabelas

Tabela 3.1. Baterias aplicáveis em sistemas elétricos.	51
Tabela 4.1. Fontes térmicas substituídas por eólicas e novas hidráulicas	71
Tabela 4.2. Especificações gerais do BESS comercial [82].	74
Tabela 4.3. Descrição dos estudos de caso.	75
Tabela 4.4. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 1.	75
Tabela 4.5. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 1.	76
Tabela 4.6. BESS para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 1.	76
Tabela 4.7. Limiares operativos do BESS – Caso 1.	78
Tabela 4.8. BESS para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 1.	79
Tabela 4.9. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 2.	82
Tabela 4.10. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 2.	83
Tabela 4.11. BESS para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 2.	84
Tabela 4.12. Limiares operativos do BESS – Caso 2.	85
Tabela 4.13. BESS para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 2.	85
Tabela 4.14. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 3.	89
Tabela 4.15. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 3.	89
Tabela 4.16. BESS para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 3.	90
Tabela 4.17. Limiares operativos do BESS – Caso 3.	91
Tabela 4.18. BESS para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,8$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 3.	91
Tabela 4.19. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 4.	93
Tabela 4.20. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 4.	93
Tabela 4.21. BESS para $CP_{E_a} = 1,0$ e variando $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ – Caso 4.	94
Tabela 4.22. Limiares operativos do BESS – Caso 4.	94
Tabela 4.23. BESS para $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,6$ e variando $CP_{E_a}$ – Caso 4.	95
Tabela 4.24. Análise de sensibilidade às incertezas.	96

## Lista de abreviaturas e símbolos\*

AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
BESS	<i>Battery Energy Storage System(s)</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CP	<i>Coverage Probability</i>
$CP_{E_a}$	Probabilidade de cobertura de $E_a$
$CP_{P_{liq}^{EWES}}$	Probabilidade de cobertura de $P_{liq}^{EWES}$
CT	<i>Charge Threshold</i>
$CT_{BESS}$	Limiar de carregamento do BESS
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
DT	<i>Discharge Threshold</i>
$DT_{BESS}$	Limiar de descarregamento do BESS
$E_a$	Conjunto de energias acumuladas
$E_{BESS}$	Capacidade de energia requerida pelo BESS
$E_{BESS}^{nom}$	Capacidade de armazenamento nominal do BESS
ESS	<i>Energy Storage System(s)</i>
EWES	<i>Expected Wind Energy Spilled</i>
$EWES_G$	EWES considerando despacho barra única
$EWES_{G\&T}$	EWES considerando as restrições da transmissão
$EWES_T$	Diferencia entre $EWES_{G\&T}$ e $EWES_G$
$EWES_T^{BESS}$	$EWES_T$ com armazenamento de energia
FPC	Fluxo de Potência Cronológico
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MEE	Método de enumeração de estados
MUS\$	Milhões de US\$

---

\* Várias siglas são mantidas na língua inglesa por serem mais conhecidas nesta forma.

MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
$N_y$	Vida útil média do BESS
$P_{\text{BESS}}$	Potência do BESS
$P_{\text{BESS}}^{\text{nom}}$	Potência nominal do BESS (comercial)
PET	Planejamento da Expansão da Transmissão
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
$P_L$	Perfil de demanda
$P_{\text{liq}}^{\text{EWES}}$	Conjunto de potências líquidas que provocam desperdício
$P_{\text{liq}}^{\text{S}}$	Série de potência líquida disponível na barra de geração renovável
$P_{\text{liq}}^{\text{S-BESS}}$	Série de potência líquida disponível na barra associada ao S-BESS
$P_s$	Série histórica de geração da usina eólica
$P_{\text{S-BESS}}$	Série histórica de geração do conjunto S-BESS
pu	Por unidade
RCB	Relação Custo Benefício
RICB	Relação Incremental de Custo Benefício
$R_d$	Região de possibilidade de descarga
RTS	<i>Reliability Test System</i>
S-BESS	<i>Station-BESS</i>
SMC	Simulação Monte Carlo
SMC-S	Simulação Monte Carlo Sequencial
SMC-NS	Simulação Monte Carlo Não Sequencial
SOC	<i>State of Charge</i>
$\text{SOC}_{\text{max}}$	Limite máximo de armazenamento
$\text{SOC}_{\text{min}}$	Limite mínimo de armazenamento
ST	<i>Supply Threshold</i>
$\text{ST}_{\text{S-BESS}}$	Limiar de fornecimento do conjunto S-BESS
US\$	Dólares Americanos
$\xi$	Constante de decréscimo do $\text{DT}_{\text{BESS}}$
$\Delta\text{CustoProd}$	Diferença média do custo de produção entre térmicas e renováveis

# 1

## Introdução

### 1.1.

#### Considerações Iniciais

O planejamento da expansão da transmissão (PET) tem como principal objetivo garantir o atendimento à demanda futura com os níveis adequados de confiabilidade num horizonte de planejamento especificado. Assim, o problema PET deve ser capaz de encontrar o melhor plano de expansão do sistema elétrico, indicando quantos, onde e quando deverão ser alocados os reforços candidatos ao longo do horizonte de planejamento, levando em conta uma minimização dos custos envolvidos, além do cumprimento dos critérios técnicos e de segurança.

Atualmente, uma participação robusta e um rápido crescimento de fontes renováveis na matriz energética geram grandes benefícios ambientais e econômicos com as reduções da dependência de combustíveis fósseis e do custo da energia elétrica. Por outro lado, tais fontes aumentam a complexidade da operação do sistema e, consequentemente, a solução do problema PET, devido à sua natureza imprevisível e volátil. Por exemplo, sua tendência de agrupamento em determinadas regiões onde a disponibilidade do recurso é favorável (regiões normalmente distantes dos grandes centros de carga) contribui para o congestionamento das linhas de transmissão e do sistema elétrico em geral. Desta forma, a energia disponível nestas fontes não poderá ser totalmente aproveitada, provocando desperdício de energia renovável.

Neste contexto, têm surgido diferentes metodologias considerando a avaliação das incertezas inseridas pelas fontes renováveis. Algumas destas propondo ferramentas probabilísticas e algoritmos de otimização permitem encontrar planos de expansão com maior flexibilidade no sistema de transmissão. Neste caso, o PET deve estimar diferentes situações operativas ao avaliar possíveis reforços no sistema de transmissão, considerando a intermitência das fontes renováveis e a necessidade



de um sistema de transmissão mais flexível. Em outras palavras, a rede deve permitir o intercâmbio de caminhos entre diferentes fontes de geração para o atendimento da demanda, quando as energias renováveis não estejam disponíveis.

Por outro lado, novas alternativas de solução têm sido exploradas por parte dos pesquisadores a fim de minimizar o nível de incerteza nas fontes renováveis e aumentar seu aproveitamento no fornecimento à demanda. Uma das alternativas com maior potencial de aplicação em um futuro próximo são os sistemas de armazenamento de energia (*energy storage system(s)* - ESS). Hoje esse tipo de tecnologia está sendo utilizado no setor elétrico a nível residencial, de distribuição e no setor de transporte no caso dos carros elétricos. Os ESS permitem o uso efetivo das energias renováveis de maneira sustentável em escalas menores de aplicação.

Apesar de seu grande potencial, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia numa escala maior para aplicações no sistema elétrico de potência é escasso, sendo limitado ao armazenamento por bombeamento hidráulico, ar comprimido ou baterias de alta duração e capacidade (tecnologia ainda em desenvolvimento).

A maioria dos trabalhos desenvolvidos nos últimos anos orientam as aplicações dos ESS ao melhoramento da operação do sistema elétrico a fim de resolver problemas como: despacho da geração renovável, congestionamento da rede, controle de tensão, controle do fluxo de potência e a restauração do sistema. Contudo uma menor quantidade de pesquisas considera os benefícios que pode trazer este tipo de dispositivos na solução do problema PET.

Assim, o maior interesse está na possibilidade de minimizar os custos envolvidos na construção de linhas de transmissão por meio de sistemas de armazenamento de energia renovável. Levando em consideração que o fornecimento da demanda durante os períodos de picos de carga pode gerar investimentos desnecessários no sistema de transmissão.

Neste sentido, o objetivo deste trabalho é elaborar uma metodologia que considere o armazenamento de energia na solução do problema PET, maximizando o aproveitamento eficiente da energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis (e.g., fontes eólicas) e minimizando os investimentos em reforços no sistema de

transmissão. O principal desafio é dimensionar e operar um sistema de armazenamento que seja economicamente viável e permita minimizar o desperdício de energia renovável. Para tanto, deve-se considerar a curva de carga e a variabilidade da oferta de energia ao longo do ano.

## **1.2. Desenvolvimento Histórico**

Anteriormente, o PET concentrava sua atenção em encontrar bons planos de expansão simplificando o problema para uma formulação determinística. Com a constante expansão de fontes de energia renovável na última década, surgiu a necessidade de considerar as incertezas que estas inserem na rede. Desta forma, existe atualmente uma grande variedade de metodologias que auxiliam o planejador na escolha do melhor plano de expansão, levando em consideração a intermitência das fontes renováveis.

Por outro lado, uma mínima quantidade de trabalhos propõe a utilização de sistemas de armazenamento de energia como solução ao problema PET com elevada participação de fontes de energia renovável. Nas subseções seguintes serão apresentados os principais trabalhos desenvolvidos na literatura, como consequência das atuais tendências no setor elétrico.

### **1.2.1. Fontes de Energia Renováveis**

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis ganhou força após a segunda guerra mundial, inicialmente nas décadas de 70 e 80 com a crise petrolífera e, posteriormente, na década de 90 devido à grande preocupação com as elevadas concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera e suas consequências no meio ambiente. Desde então, começaram a se apresentar mudanças nos sistemas elétricos, o que seria motivo do desenvolvimento de uma grande variedade de pesquisas considerando fontes renováveis de energia.

Estima-se que no ano 2016 a capacidade de geração de energia renovável ocupou 24,5% da capacidade de energia elétrica mundial, dos quais apenas 4% per-

tencem à geração eólica, conforme apresentado na Figura 1.1. Por exemplo, a capacidade instalada de geração de energia elétrica por meio de aerogeradores tem mantido um aumento substancial na matriz energética mundial durante as últimas décadas, conforme apresenta o levantamento realizado pelo REN21/2017 [1], Figura 1.2.

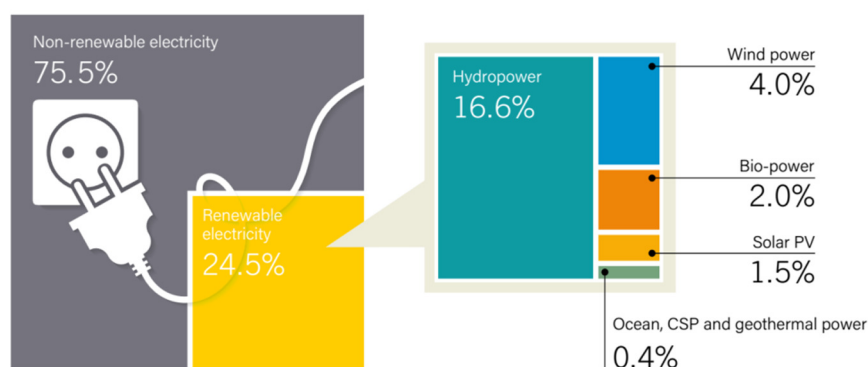


Figura 1.1. Participação estimada de energia renovável na capacidade de geração mundial de energia elétrica [1].

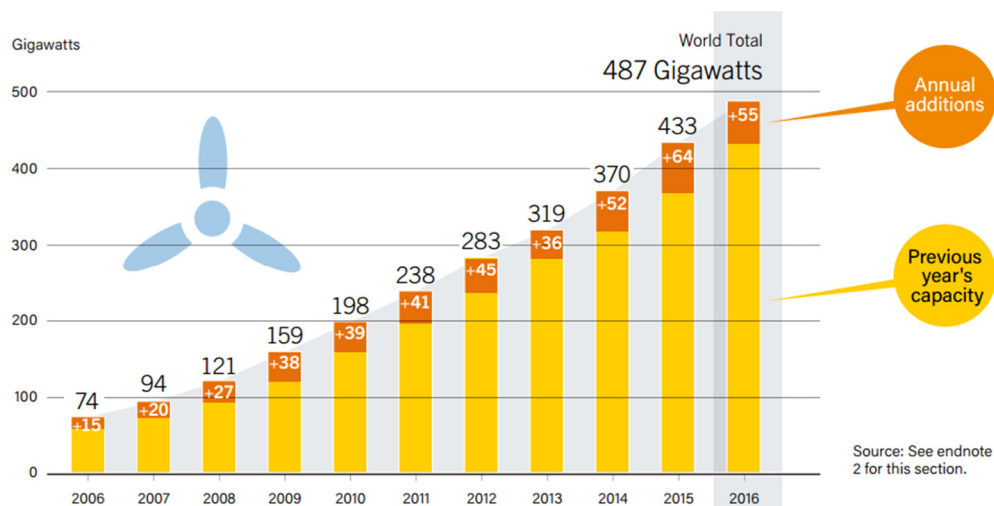


Figura 1.2. Capacidade de geração de energia eólica mundial [1].

Neste contexto, atualmente a geração eólica possui um papel muito importante nos sistemas de energia. Consequentemente, o melhoramento da tecnologia

inserida no controle deste tipo de fonte foi impulsionado, aumentando seu rendimento e permitindo que esta possa atuar de forma similar às fontes de geração convencionais e contribua no controle da frequência e tensão do sistema elétrico [2].

Esse rápido crescimento das fontes de energia renováveis tem gerado uma grande preocupação nos pesquisadores devido ao significativo aumento no nível de incertezas que tais fontes podem trazer para o sistema. O aumento dos níveis de carga das linhas de transmissão é uma situação que pode ocorrer ao se ter uma elevada participação de fontes renováveis, podendo inclusive ultrapassar a capacidade nominal destas e produzindo a necessidade de sistemas de transmissão mais flexíveis. Para essas situações, alguns trabalhos têm desenvolvido metodologias que tentam flexibilizar a rede de transmissão. Por exemplo, na referência [3], onde o PET é feito de forma conjunta com planejamento da expansão da geração (PEG). A metodologia proposta aborda, inicialmente, o problema PEG utilizando um modelo barra única para determinar a capacidade de geração necessária e o tempo futuro no qual será requerida. Posteriormente, a alocação das unidades geradoras convencionais e renováveis é abordada simultaneamente com o problema PET, levando em consideração o custo da matéria prima e o potencial da tecnologia dos geradores. Desta forma, a rede elétrica em geral é flexibilizada para minimizar os custos totais do sistema.

Por outro lado, trabalhos como o apresentado em [4], discutem o uso de dispositivos que minimizem os efeitos negativos causados pela intermitência das fontes renováveis no sistema de transmissão, onde é desenvolvido um algoritmo que permite melhorar as margens de segurança e restrições nas linhas de transmissão para auxiliar a operação do sistema elétrico com alta penetração de fontes renováveis.

O apropriado dimensionamento das linhas de transmissão encarregadas de interligar as áreas com elevada influência de fontes renováveis é uma decisão de grande importância no processo do planejamento, já que não considerar a volatilidade dessas fontes pode ter grandes complicações financeiras e operacionais. Dimensionar a capacidade das linhas de transmissão com relação à potência nominal instalada da usina pode levar a custos elevados. Assim como fazê-lo, respeitando à média de produção, pode ocasionar o descumprimento das metas de geração reno-

vável e desperdício de energia o que aumenta os custos de produção. Em [5] é desenvolvida uma ferramenta probabilística baseada em simulação Monte Carlo (SMC) para avaliar a capacidade de transferência de potência nas linhas de transmissão considerando as incertezas das fontes renováveis.

Diferentes trabalhos têm sido desenvolvidos incluindo ferramentas probabilísticas no processo de otimização para inserir as fontes renováveis dentro do problema PET [6,7,8]. Nestes casos, a modelagem de incertezas é feita por meio de SMC ou métodos de estimação de momentos utilizando funções densidade de probabilidade. Nas referências [6,7] as incertezas das fontes renováveis foram consideradas a partir de SMC e método de estimação pontual. Um algoritmo genético é utilizado para a minimização da função objetivo composta pelo custo de investimento, o custo de congestionamento e o custo de risco, tornando o PET um problema multiobjectivo onde as alternativas são avaliadas no processo de otimização. No entanto, a metodologia empregada para a avaliação de incertezas é conservadora. Assim, a não consideração das indisponibilidades dos equipamentos do sistema representa ponto desfavorável para este método.

Em [8] é apresentado um modelo estocástico de solução para o problema PET com elevada participação de fontes eólicas, em que além de serem consideradas as incertezas presentes na carga e a geração renovável são levadas em consideração as incertezas inseridas em variáveis como o preço da oferta e as taxas de falha dos equipamentos do sistema, através de decomposição de Benders e SMC baseado em funções densidade probabilidade. Além disso, é utilizada uma restrição de risco de corte de carga que permite quantificar e classificar a confiabilidade do sistema. Essas características permitem ao planejador escolher um plano de expansão que se ajuste às suas limitações de risco e de investimentos. Entretanto, a metodologia tem uma grande dependência da decisão do planejador, o qual não garante que o plano de expansão escolhido seja o melhor.

As referências [9,10] apresentam uma solução para o problema PET com elevada participação de fontes renováveis em que os reforços do sistema de transmissão são propostos com base em indicadores de desempenho que definem a quantidade de energia renovável desperdiçada. O desperdício de energia é calculado levando em consideração restrições do sistema de transmissão. Inicialmente, uma ferramenta de análise probabilística é utilizada para quantificar a energia renovável

desperdiçada no sistema. Posteriormente, baseado nestes indicadores, um algoritmo heurístico construtivo permite identificar o melhor plano de expansão.

Assim, o desperdício de energia renovável tem se tornado motivo de atenção a pesquisadores no desenvolvimento de novas metodologias de solução ao problema PET considerando a natureza intermitente da energia eólica. Em [11] o desperdício de energia eólica é chamado de energia eólica restringida e faz parte da função objetivo, além dos custos de investimentos envolvidos e a energia não fornecida. Nesta metodologia é utilizado um algoritmo genético de forma conjunta com um fluxo de potência ótimo durante um processo iterativo para obter os montantes de desperdício de energia e energia não fornecida. Mesmo que o método consiga reduzir tanto o desperdício de energia como a energia não fornecida, o resultado final é dependente das preferências do planejador.

As metodologias apresentadas consideram unicamente a adição de reforços no sistema de transmissão para conseguir aumentar o aproveitamento de energia renovável. No entanto, alguns pesquisadores já consideram o armazenamento de energia como uma potencial alternativa de solução ao problema PET com elevada participação de fontes renováveis. A seguir, são apresentadas as principais formas de armazenamento de energia com potencial de serem empregadas nos sistemas elétricos de potência.

### **1.2.2. Armazenamento de Energia Elétrica**

O armazenamento de energia elétrica pode ser entendido como um processo de conversão de energia em uma forma armazenável para ser reservada e posteriormente convertida novamente em energia elétrica quando for necessário.

Conforme a referência [12], o armazenamento de energia elétrica não é recente. Desde finais do século XX, quando as usinas costumavam ser fechadas à noite, armazenadores de chumbo eram utilizados para fornecer a carga residual nas redes de corrente contínua. Posteriormente, a importância dos sistemas de armazenamento de energia na flexibilidade da rede elétrica foi reconhecida, o que deu origem ao primeiro armazenador por bombeamento de água em 1929. Desta forma, o armazenamento de energia através de bombeamento de água cresceu até chegar a

mais de 200 ESS deste tipo no mundo todo para o ano 2005, representando um total de aproximadamente 100 GW de capacidade de geração. Contudo, diferentes preocupações do ponto de vista do mercado e do meio ambiente provocaram a queda dos investimentos nestes ESS. Mais tarde, o interesse pelos sistemas armazenadores renasceu impulsionado principalmente pela expansão de fontes renováveis de energia na rede, que representaram um grande desafio para a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Assim, o armazenamento de energia é reconhecido como uma solução interessante no futuro.

Os ESS podem ser classificados de acordo com sua forma de armazenamento e seu grau de aplicação encontra-se limitado ao tipo de tecnologia, como mostra a Figura 1.3 e Figura 1.4, respectivamente. No caso do sistema de transmissão, é necessária a aplicação de ESS em grande escala para melhorar o rendimento da rede de transporte e ajudar à integração da geração renovável. Para isso, as tecnologias disponíveis são: baterias de chumbo – ácido, baterias de sódio e enxofre, baterias de fluxo, baterias de íons de lítio, bombeamento de água e armazenamento por ar comprimido [13,14]. O armazenamento de energia através de bombeamento de água e ar comprimido está restrito pela geografia e a geologia.

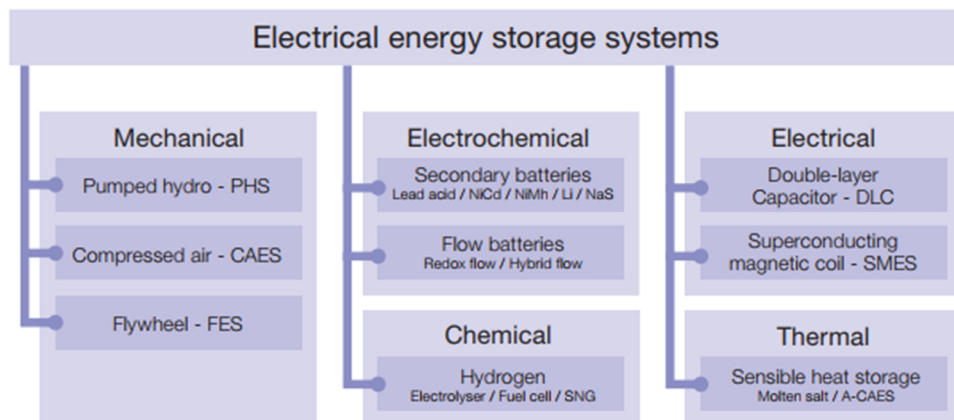


Figura 1.3. Classificação dos ESS de acordo a sua forma de armazenamento [15].

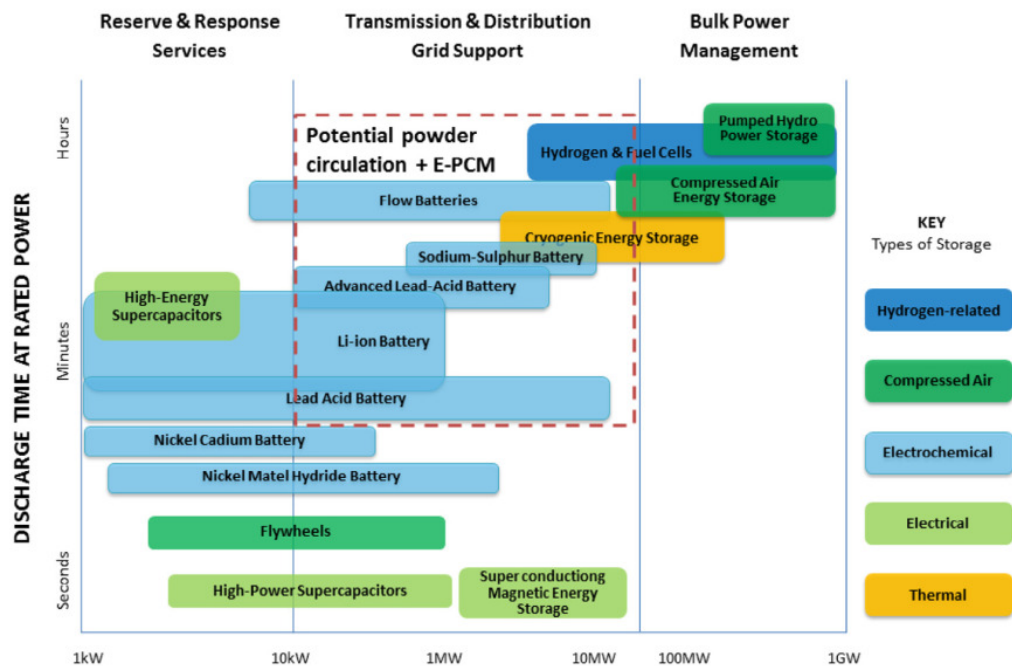


Figura 1.4. Tecnologias de armazenamento de energia elétrica [16].

De acordo com a base de dados de armazenamento de energia global, atualmente a maior parte do armazenamento de energia mundial é feito através do bombeamento de água, com um crescimento constante no longo da história (162,2 GW de capacidade instalada esperada no ano 2017) até alguns anos atrás. A partir de então, começou a aparecer aplicação de outras formas de armazenamento de energia, destacando-se o armazenamento de energia por meio de processos térmicos ou baterias, com apenas 3,2 GW e 1,6 GW de capacidade instalada esperada para 2017, respectivamente, como mostra a Figura 1.5.



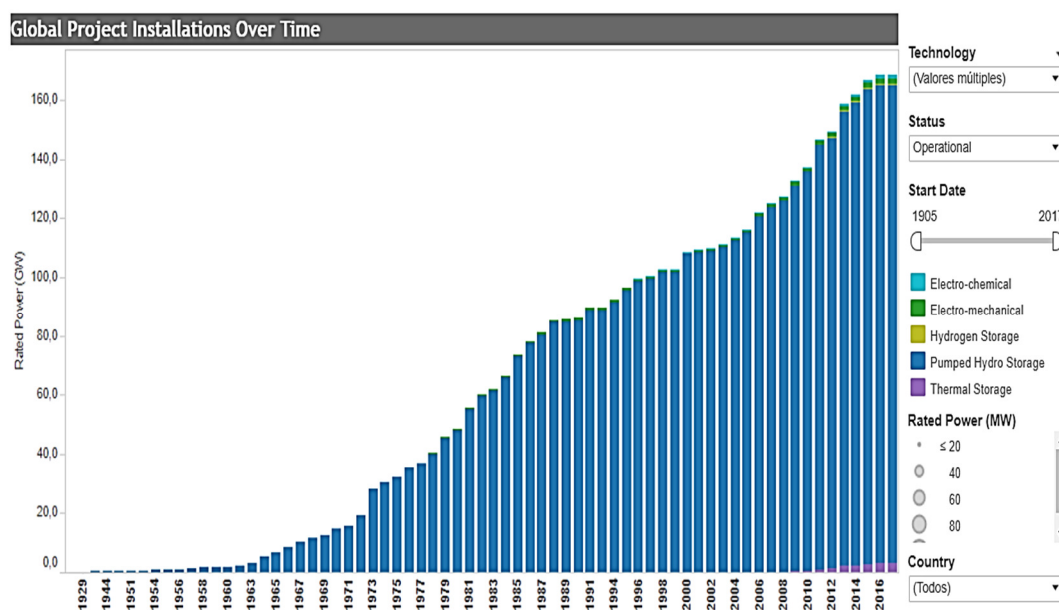


Figura 1.5. Armazenamento de energia mundial estimado [17].

Um dos primeiros trabalhos que consideraram os dispositivos de armazenamento de energia (especificamente baterias) nos sistemas elétricos foi desenvolvido no século XIX por Sobieski e Bhavaraju [18]. O trabalho apresenta uma análise dos custos de equilíbrio dos sistemas de baterias com relação às turbinas de combustão, que permitiu identificar os diferentes benefícios que a aplicação deste tipo de dispositivo poderia trazer para o sistema elétrico, visualizando um futuro promissor dos ESS.

Grande parte dos trabalhos desenvolvidos na literatura orientam os ESS à operação do sistema, a fim de melhorar problemas como: despacho da geração renovável, congestionamento da rede, controle de tensão, controle do fluxo de potência e a restauração do sistema. Tal fato é devido, principalmente, à evidente preocupação por eliminar as incertezas presentes no despacho de energia das fontes de geração renovável [19,20,21,22].

Por exemplo, em [21] é utilizado um modelo de despacho para suavizar a curva de geração eólica com ajuda de sistemas de armazenamento de energia de baterias (*battery energy storage system(s)* – BESS). Quando o BESS se encontra em estado de descarga, a potência despachada será o valor de potência máxima da série de geração no período de análise. Caso contrário, ou seja, quando o BESS se encontra em estado de carga, a potência despachada será o valor da potência mínima

da série de geração no período de análise. A capacidade de energia do BESS será a energia máxima obtida entre os estados de carga e descarga. Essa capacidade é otimizada por meio de uma função de custo da vida útil. A técnica proposta efetivamente reduz as incertezas inseridas no despacho de fontes renováveis, embora, a operação conjunta entre gerador eólico e BESS faz com que a variação de potência gerada mude de forma drástica no momento da troca de estado por parte das baterias. Além disso, a metodologia não relaciona o despacho de potência e a operação do BESS com o comportamento da demanda no sistema.

Por outro lado, atualmente, os BESS também têm sido matéria de pesquisa por parte dos planejadores do sistema. Em [23], propõe-se uma metodologia determinística para a solução do problema PET inserindo BESS, formulada como um problema de programação linear inteira mista. A metodologia avalia a factibilidade de investir em BESS ao invés de linhas de transmissão para o fornecimento dos picos de carga futuros com um custo global reduzido. Os resultados obtidos mostram que o uso de BESS efetivamente aumenta a flexibilidade da rede e permite uma diminuição do preço da eletricidade. Contudo, a simplicidade da metodologia desconsidera detalhes importantes da modelagem dos BESS, como o estado de carga (*state of charge* - SOC) e seus respectivos processos de operação.

De forma similar, na referência [24] é proposta uma formulação matemática baseada nos mercados de energia para inserir os BESS no problema PET. Isso, como uma estratégia de solução temporal para mitigar problemas de congestionamento no sistema de transmissão em cenários de alta demanda de potência, evitando a expansão excessiva da rede de transmissão para fazer frente a picos de carga por períodos curtos de tempo. Neste caso, a modelagem do BESS considera os processos de carga e descarga, limitados pela potência e a energia máxima e mínima que as baterias podem fornecer. Além disso, a metodologia leva em consideração os coeficientes de eficiência de carga e descarga do BESS.

Os diversos trabalhos na área demonstram um grande benefício do ponto de vista do mercado de energia, devido à flexibilidade que tem os BESS para armazenar e fornecer energia dependendo dos interesses; por exemplo, armazenar quando os preços são baixos e descarregar quando os preços são altos. Além de comprovar que em alguns casos a instalação do BESS permite o atraso da construção de linhas de transmissão, o que é uma alternativa de solução, especialmente se o problema

for relacionado a impactos ambientais. Mesmo que, a metodologia proposta inclua parâmetros de degradação de capacidade e efeitos de envelhecimento do BESS, sua formulação está baseada completamente nos mercados de energia, descuidando aspectos importantes como a confiabilidade do sistema e a intermitência das fontes renováveis.

Um modelo robusto não determinístico é proposto em [25], onde é considerado o planejamento conjunto da expansão de armazenamento e a transmissão em sistemas com influência de fontes eólicas, levando em conta a otimização topológica da rede. Neste modelo as incertezas presentes tanto na carga como na produção de energia eólica são caracterizadas por meio de intervalos limitados para se obter um conjunto de incertezas e posteriormente encontrar um plano de expansão flexível e robusto que seja capaz de suportá-las. Os resultados obtidos demonstram a eficácia da otimização da topologia para a expansão conjunta da transmissão e os ESS ao reduzir os custos de investimento e operação. Embora, a ferramenta seja ineficiente do ponto de vista computacional, devido ao fato que o número de manobras aumenta à medida que o sistema elétrico cresce.

Em [26] é proposto um modelo para o planejamento da expansão da transmissão considerando BESS e levando em consideração fatores importantes como: atrasos em obras na transmissão; degradação da capacidade de armazenamento e seguimento do estado de carga (SOC); etc.. Assim, o comportamento do BESS é ajustado para manter o equilíbrio do sistema nos diferentes cenários. Por exemplo, carregar durante os períodos em que a energia eólica é alta e a carga é baixa; e descarregar durante os períodos de energia eólica baixa e a carga alta. Apesar disso, a metodologia considera unicamente cinco séries de carga e geração (cada uma representando um dia típico) e parte do ponto em que os reforços e os BESS candidatos já estão predefinidos, o que reduz bastante a dimensão do problema.

Já na referência [27] é mostrada uma metodologia de solução ao problema PET considerando ESS através de um algoritmo de otimização por exame de partículas. Neste trabalho o processo de otimização é dividido em dois níveis: no primeiro nível, obtém-se um investimento inicial da expansão do sistema de transmissão; posteriormente no segundo nível, definem-se a capacidade e a estratégia de operação dos ESS levando em consideração as diferentes restrições do sistema. Finalmente, o primeiro nível é retroalimentado para determinar o melhor plano de

expansão considerando ESS. No entanto, a capacidade e operação dos ESS dependem completamente do limite de flutuação de potência que o planejador considera adequados para o conjunto usina/ESS, definido como uma flutuação na porcentagem da potência nominal do parque eólico. Conforme o limite de flutuação assumido diminui, o número de unidades de armazenamento de energia aumenta. Não obstante, os investimentos no sistema de transmissão diminuem. Através dessa metodologia é possível observar que os ESS aplicados no PET ainda não conseguem ter uma viabilidade econômica. Espera-se que com o desenvolvimento desta tecnologia sua aplicação aumente e consequentemente seu custo diminua.

### **1.3. Estrutura da Dissertação**

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, os quais são resumidos a seguir.

O presente capítulo fez uma descrição geral da importância que podem representar os sistemas de armazenamento de energia como uma alternativa de solução ao problema PET, levando em consideração o rápido crescimento que vem apresentando as fontes de energia renovável durante a última década. Também foi descrito um panorama mundial da participação de fontes renováveis na matriz energética e do atual desenvolvimento dos armazenadores de energia nos sistemas elétricos. Por fim, foram descritos os principais trabalhos desenvolvidos na literatura considerando as incertezas que esse tipo de fontes pode inserir no planejamento do sistema de transmissão e a aplicação dos armazenadores de energia como uma promissora solução.

O Capítulo 2 aborda inicialmente os conceitos preliminares para formulação do problema PET e as principais abordagens utilizadas para sua solução. Em seguida é apresentada uma revisão bibliográfica, considerando as principais contribuições na modelagem e solução do problema PET. Também é apresentada uma importante ferramenta utilizada no planejamento da expansão da transmissão, considerando índices de desperdício de energia renovável em função de restrições na rede para auxiliar no planejamento de longo prazo.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta neste trabalho, a qual é baseada na redução do desperdício de energia renovável através de sistemas de armazenamento que permitem o controle da potência disponível para o fornecimento da rede a partir das barras de geração renovável. Isso, levando em consideração as restrições presentes no sistema de transmissão e os parâmetros mais influentes dos armazenadores de energia.

O Capítulo 4 ilustra a aplicação da metodologia desenvolvida utilizando o sistema RTS96REN, que é uma versão modificada do sistema teste *IEEE reliability test system 1996* (RTS96), de tal forma que é proporcionado um sistema com elevada penetração de fontes renováveis. Assim, a metodologia proposta é exemplificada por meio de estudos de caso baseados nos resultados obtidos com a ferramenta apresentada no Capítulo 2 desta dissertação.

Finalmente o Capítulo 5 apresenta as principais contribuições deste trabalho e sugestões para continuação do tema em desenvolvimentos futuros.

## **2**

# **Planejamento da Expansão da Transmissão**

### **2.1.**

#### **Introdução**

Normalmente o horizonte de planejamento é dividido em curto, médio e longo prazo. O horizonte de longo prazo é encarregado de definir as obras de grande dimensão, lidando com as características macro do sistema como, por exemplo, o crescimento acentuado da demanda, mudanças no mercado, evolução temporal dos reforços e as incertezas. O planejamento de longo prazo é o primeiro a ser realizado e serve como ponto de referência para os outros dois horizontes. Os horizontes de curto e médio prazo fazem parte de uma análise mais focada que tem como objetivo ajustar o planejamento do longo prazo, tendo em vista um maior nível de detalhes técnicos do sistema. As metodologias aplicadas no planejamento de longo prazo devem levar em consideração fatores importantes como: a influência das incertezas, a evolução temporal dos reforços e a interferência do planejador.

Neste capítulo serão apresentados os conceitos preliminares para a formulação do problema PET e as principais linhas de abordagem utilizadas para sua solução. Além disso, será feita uma breve descrição da metodologia desenvolvida em [9,10] para a solução do problema PET com elevada participação de fontes renováveis, na qual se encontra baseado este trabalho.

### **2.2.**

#### **Formulação do Problema PET**

O PET é considerado um problema tradicional de otimização que devido às suas características (grandes dimensões dos atuais sistemas de transmissão, natureza discreta dos investimentos, indisponibilidades dos equipamentos, incertezas no crescimento da demanda, etc.) é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (NLIM). Geralmente é composto por uma função objetivo de minimização de custos (custo de equipamento, custo de confiabilidade, custo de

congestionamento, custos de mercado, etc.) e restrições que podem ser classificadas em obrigatórias e/ou opcionais. As restrições obrigatórias envolvem as limitações do sistema (limites de potência de geradores, limites de tensão e limites de transporte de carga nas linhas de transmissão). As restrições opcionais incluem os limites adicionais (limites nos investimentos, limites de confiabilidade e segurança, além dos limites ambientais). Portanto, a flexibilidade do problema PET varia dependendo da função objetivo e as restrições assumidas.

A maior complexidade na resolução do problema PET está relacionada com sua natureza combinatória no processo de busca que geralmente leva a uma quantidade enorme de alternativas de solução. Além disso, o problema PET apresenta uma estrutura multimodal com elevado número de ótimos locais, o que impede a obtenção de soluções de boa qualidade.

A seguir serão apresentados os conceitos fundamentais para a formulação do problema PET e as principais linhas de abordagem utilizadas para sua solução no horizonte de planejamento de longo prazo, conforme [9,28,29,30].

### **2.2.1. Incertezas no Problema PET**

A consideração de incertezas no problema PET pode ser classificada através das abordagens:

- **Determinística:** Nesta abordagem, a solução do problema PET é um plano de expansão que atende a um critério de segurança baseado nos custos de investimento para um sistema com rede intacta e/ou considerando uma lista de contingências (critério “N-1” ou “N-2”). Geralmente estes modelos podem ser de grande ajuda numa etapa inicial do planejamento devido à sua simplicidade, embora uma decisão baseada nesses critérios pode levar a investimentos elevados e não garantir níveis adequados de confiabilidade.
- **Não determinística:** no processo de planejamento utilizando uma abordagem não determinística são considerados dois tipos de incertezas:

- i) Incertezas internas: que envolvem fatores relacionados com as disponibilidades dos equipamentos presentes no sistema, o que permite avaliar o desempenho do sistema através de índices de confiabilidade, incluído índices de produção e interrupção de energia.
- ii) Incertezas externas: que envolvem fatores relacionados com taxas de desconto, regras do mercado e suas projeções em demanda e energia, restrições ambientais, aflúncias hidrológicas, custos de combustíveis, geração distribuída, etc.

A abordagem determinística permite a obtenção de uma melhor estratégia de expansão por meio de planos mais robustos e flexíveis, com a capacidade de suportar diferentes cenários futuros. A abordagem não determinística geralmente é representada por modelos estocásticos que permitem a seleção de um plano de expansão capaz de atender a carga futura com a melhor relação custo-benefício.

### **2.2.2. Evolução Temporal dos Reforços no Problema PET**

A evolução temporal dos reforços no problema PET pode ser classificada nas seguintes abordagens:

- Estática: Na abordagem estática procura-se obter uma configuração ótima da rede ao final de um horizonte de planejamento determinado.
- Dinâmica ou cronológica: Nesta abordagem, além das questões básicas como quantos e onde deverão ser alocados os respectivos reforços no sistema, deve-se responder também quando esses reforços serão necessários. Este tipo de planejamento possui maior complexidade do que o estático devido ao grande número de variáveis e restrições presentes, traduzidas em um alto custo computacional.

### **2.2.3. Interferência do Planejador no Problema PET**

As interferências por parte do planejador no problema PET podem ser classificadas nas seguintes abordagens:



- Automática: a tomada de decisões no planejamento da rede é feita completamente pelo algoritmo computacional, independentemente da experiência do planejador.
- Interativa: o planejamento da rede é guiado pelo algoritmo computacional com interação do planejador. Neste caso, a tomada de decisões é influenciada pela experiência e/ou resultados de estudos complementares.

A solução do problema PET pode ser obtida por meio das combinações possíveis entre as três linhas de abordagem apresentadas. Por exemplo, a formulação do problema com natureza não determinística, dinâmica e utilizando uma abordagem mais automática é aquela que apresenta melhor qualidade, embora seu custo computacional seja demasiadamente elevado devido à sua complexidade. Portanto, as metodologias intermediárias são as mais consideradas.

## **2.3.**

### **Modelagem do Problema PET**

A formulação matemática do problema PET pode ser obtida por meio de um modelo linear simplificado ou através de um modelo não linear.

#### **2.3.1.**

##### **Modelos Lineares**

Os modelos lineares mais empregados na representação e avaliação dos planos de expansão são: o modelo de transportes, o modelo híbrido e o modelo disjuntivo.

A representação do sistema por meio do modelo de transportes [31] satisfaz apenas a lei de Kirchhoff das correntes nas barras do sistema e faz que o problema resultante seja do tipo linear inteiro misto. Geralmente, esse modelo é mais fácil de ser resolvido do que um modelo linear DC, pois é uma simplificação deste, onde parte das restrições é ignorada.

O modelo híbrido [32,33] lida com a não linearidade do modelo DC e melhora as soluções apresentadas pelo modelo de transportes, onde a primeira lei de Kirchhoff deve ser satisfeita por todas as barras do sistema e a segunda lei de Kirchhoff apenas para os circuitos existentes no caso base.

O modelo disjuntivo [34] considera a segunda lei de Kirchhoff para os reforços incluídos no sistema aumentando a dimensão do problema ao considerar restrições, separadamente para cada reforço em paralelo.

Estes três tipos de modelos lineares têm sido utilizados frequentemente em muitos trabalhos para a definição de planos iniciais melhorando o desempenho das aplicações meta-heurísticas.

### **2.3.2. Modelos não Lineares**

Os modelos não lineares são amplamente utilizados na solução do problema PET e podem ser classificados em modelo AC e modelo DC.

No modelo AC devem ser satisfeitas as duas leis de Kirchhoff na forma exata (sem simplificações), onde pode ser incorporado um planejamento da potência reativa além da potência ativa levando em conta as perdas e melhorando a eficiência na alocação de reforços. No entanto o modelo AC pode levar a um problema de programação não linear de grande complexidade que ainda apresenta alto custo computacional e problemas de convergência. Portanto, não deve ser considerado na primeira etapa do planejamento (longo prazo), embora possa ser aplicável para uma segunda etapa do planejamento que consiste em avaliar os planos já obtidos no planejamento de longo prazo.

Este tipo de modelo tem sido pouco utilizado devido à simplicidade e boa aproximação apresentada pelo modelo DC. Embora, esses planos de expansão encontrem-se sujeitos a futuras mudanças. Portanto, para uma solução ao problema PET com maior nível de detalhe no longo prazo, têm sido desenvolvidas novas técnicas de solução baseadas no modelo não linear [35,36].

Na referência [36] é proposto um método baseado no modelo não convexo não linear inteiro misto, considerando restrições mais ajustadas à realidade como,

por exemplo, limites de potência reativa na geração e limites de tensão nas barras, por meio de um fluxo de potência AC. Apesar disso, a complexidade da natureza não convexa do problema não garante soluções ótimas globais em sistemas de grande porte.

No modelo DC [37,38] o sistema considera a primeira lei de Kirchhoff e uma versão linear da segunda lei, obtendo-se melhores soluções do que o modelo de transportes. Embora, não incorporar a potência reativa e a dificuldade de considerar perdas de potência, gera a necessidade de reforçar os planos de expansão no momento de considerar a operação AC. Contudo, essas desvantagens são minimizadas em grande parte ao complementar o modelo DC com técnicas para a estimação de perdas de potência ativa.

Na referência [39] é proposta uma metodologia para transformar o modelo DC em um problema de programação linear inteira mista. Sua formulação inclui tanto a potência reativa como as tensões nas barras, obtendo-se soluções globais bastante aproximadas às apresentadas pelo modelo exato em sistemas de pequeno porte. No entanto, à medida que as variáveis do sistema aumentam (sistemas maiores) a metodologia proposta começa a tornar-se inviável computacionalmente.

Vantagens como o bom desempenho computacional e a boa precisão do fluxo de potência ativa, comparado com o modelo AC, fazem do modelo DC um modelo de boa qualidade para a resolução do problema PET.

## **2.4.**

### **Métodos de Solução do Problema PET**

O problema PET é um problema de otimização multiobjetivo que pode ser resolvido por meio de um dos métodos, descritos a seguir.

#### **2.4.1.**

##### **Algoritmos Heurísticos Construtivos (AHC)**

São métodos robustos que apresentam pouco esforço computacional, porém não garantem que a solução encontrada seja ótima, principalmente na avaliação de sistemas reais e/ou sistemas de grande porte.

Este método é caracterizado pela avaliação de alternativas de expansão por meio de indicadores de sensibilidade ou índices de desempenho. A partir da configuração base do sistema é realizada a adição de um ou vários reforços até chegar a uma operação adequada do sistema no período de planejamento definido. Quando esta condição é satisfeita começa um procedimento que verifica os reforços que podem ser removidos na rede mantendo sua adequação, ou seja, sem sobrecargas ou cortes de carga. Se a rede não apresenta condições adequadas, é selecionada de forma eficiente a adição de um novo equipamento, de acordo com um critério de viabilidade técnica e econômica. Esse procedimento é aplicado passo a passo e tem a qualidade de encontrar boas alternativas, embora não garanta uma solução ótima da expansão do sistema elétrico devido à complexidade de estabelecer regras heurísticas que contenham todas as variáveis requeridas no processo de otimização.

Um dos primeiros trabalhos propostos data dos anos 70 e foi formulado por Garver em [31], quem propôs um AHC para a resolução do problema PET representando o sistema através do modelo de transportes para achar os melhores caminhos de expansão.

Após esse primeiro trabalho, foram aparecendo métodos como por exemplo o algoritmo de mínimo esforço [40] que é um AHC que usa o modelo DC para a resolução do problema PET, por meio de uma análise de sensibilidade com relação as susceptâncias dos circuitos na indicação dos caminhos de solução. De forma similar, o algoritmo do mínimo corte de carga proposto em [41] baseia-se em uma análise de sensibilidade de perda de carga nos reforços incluídos no sistema de transmissão, usando geradores artificiais para contornar os problemas de operação do sistema. Assim como a proposta do AHC apresentada em [42], que formula uma combinação do modelo DC e o modelo de transportes para a resolução do problema PET, o primeiro calcula o fluxo de potência ativa nos circuitos já existentes e o segundo nos circuitos fictícios, desta forma eliminando as dificuldades dos sistemas ilhados.

Posteriormente em [43] é apresentado um AHC usando o modelo AC para a solução do problema PET estático. Este trabalho inclui a alocação de potência reativa no problema, permitindo avaliar a possibilidade da retirada de fontes reativas excedentes do sistema.

Devido às dificuldades que apresenta o desenvolvimento de um AHC, que permita encontrar soluções ótimas ao problema PET, principalmente numa abordagem dinâmica e de sistemas mais complexos e estressados, têm surgido ferramentas híbridas que utilizam os AHC como parte fundamental do processo de otimização para encontrar as melhores soluções ao problema PET.

Na referência [44] é apresentada uma metodologia híbrida, onde o processo de otimização é realizado em várias fases por diferentes ferramentas. Inicialmente, um algoritmo genético define um conjunto inicial de soluções de boas qualidades, seguido de um AHC que permite melhorar a qualidade de solução, e finalmente um processo de refinamento e relaxamento é feito para encontrar o caminho à solução ótima do problema PET na abordagem estática. Tal metodologia apresenta bons resultados para sistemas de pequeno e grande porte.

#### 2.4.2.

#### **Métodos Tradicionais de Programação Matemática**

Os métodos de otimização matemática foram desenvolvidos tendo como principal objetivo encontrar soluções ótimas para o problema PET a partir de técnicas de decomposição. Portanto, foram incorporadas ferramentas tradicionais de otimização baseadas em: programação linear [32], programação não linear [45], programação dinâmica [46] e programação inteira mista [47].

Diversas técnicas de decomposição matemática têm sido desenvolvidas com o passar dos anos, sendo a grande maioria baseada nos métodos “*branch and bound*” [48,49] e de decomposição de Benders [50,51].

O método “*branch and bound*” utiliza a estrutura de uma árvore para achar uma solução ótima ao problema PET. Uma série de subproblemas são representados como os nós e as ramificações como as restrições a serem consideradas, enumerando as soluções inteiras da região viável do problema.

Por outro lado, o método de decomposição de Benders divide o problema em dois subproblemas, operação e investimento, facilitando sua solução e ajustando-se na aplicação do problema PET.

Estas técnicas de otimização matemática geralmente encontram soluções ótimas em sistemas de pequeno e médio porte. Para sistemas de grande porte estes algoritmos podem apresentar problemas de convergência e alto custo computacional. Além disto, pode-se encontrar na literatura trabalhos baseados em métodos clássicos, como na referência [52], onde é utilizada a técnica de decomposição de Benders para a resolução do problema PET na abordagem estática.

### **2.4.3. Métodos Meta-heurísticos**

Os métodos meta-heurísticos são considerados muito atrativos na resolução do problema PET, devido à sua capacidade de encontrar soluções ótimas com um custo computacional aceitável. Tais métodos utilizam técnicas de otimização por população através de um processo passo a passo de geração, avaliação e seleção para garantir o caminho até os melhores indivíduos de uma população. Além disso, os métodos meta-heurísticos possuem a propriedade de evitar ótimos locais; ou seja, soluções que não conduz aos melhores resultados.

Com o transcorrer dos anos, têm sido desenvolvidas diversas meta-heurísticas com aplicações em diferentes áreas dos sistemas de potência. As primeiras meta-heurísticas aplicadas ao problema PET foram apresentadas por Romero e Galego com a publicação dos artigos [53,54], utilizando a técnica de recozimento simulado, onde se demonstrou a grande eficiência das meta-heurísticas em sistemas de pequeno porte para encontrar soluções ótimas e soluções de boas qualidades em sistemas de grande porte com custos e tempo computacional inferiores aos apresentados com outros métodos. Isto levou ao desenvolvimento de novos métodos baseados em técnicas promissoras com aplicação no planejamento da expansão da transmissão tais como: algoritmo genético [55,56,44], busca tabu [57], programação evolucionária [58], procedimento de busca adaptativa aleatória gulosa (*greedy randomized adaptive search procedure* – GRASP) [59] otimização por exame de partículas [60,27], estratégias de evolução [61,62], otimização por colônia de formigas [63,64], evolução diferencial [36], busca dispersa [65] e sistema imunológico [66].

Em [67] é proposta uma nova meta-heurística para o problema PET baseada em algoritmos evolucionários em que o processo de busca é guiado por múltiplos

operadores. Dessa forma, é possível implementar um certo número de operadores de meta-heurísticas já consolidadas e aproveitar o melhor de cada um por meio de um processo autoadaptativo. O método indica que os multioperadores adaptativos com inicialização aleatória melhoram o desempenho geral dos algoritmos evolutivos, particularmente quando são aplicados a problemas complexos de TEP. Além disso, o algoritmo evolucionário multioperador adaptativo demonstra ter grande flexibilidade para lidar com sistemas de diferentes dimensões e características; e reduzir o esforço computacional no processo de convergência do algoritmo.

Em [28] é feita uma comparação entre algumas destas meta-heurísticas para dar uma orientação na escolha do método mais indicado, dependendo do sistema em avaliação. Destaca-se o método baseado em estratégia de evolução devido à sua simplicidade e reduzido número de parâmetros.

O desempenho eficiente dos métodos para a resolução do problema depende principalmente da correta inicialização dos algoritmos, além do uso de índices de desempenho similares aos utilizados pelo AHC, que auxiliam a escolha dos indivíduos de melhor qualidade na população inicial.

## **2.5.**

### **PET com Elevada Participação de Fontes Renováveis**

A seguir, é apresentada a metodologia desenvolvida nas referências [9,10], cujo objetivo é otimizar o uso das fontes renováveis da rede básica e garantir o melhor aproveitamento destas, por meio de propostas de reforços no sistema de transmissão. Para isso, é utilizado um índice de desempenho, definido como o valor de energia renovável desperdiçada (*expected wind energy spilled* - EWES), obtido a partir de uma ferramenta denominada fluxo de potência cronológico (FPC). Posteriormente, é feita a construção de um plano de expansão a partir de um algoritmo heurístico baseado no índice de desperdício.

#### **2.5.1.**

##### **Fluxo de Potência Cronológico (FPC)**

O fluxo de potência cronológico (FPC) [10] é uma ferramenta de análise probabilística capaz de obter índices de desempenho por meio de séries históricas de

disponibilidade de fontes renováveis e perfil de demanda do sistema. O FPC utiliza diretamente as séries históricas anuais de produção e consumo para avaliar a integração de fontes de energia renováveis no sistema, permitindo considerar a correlação espacial e temporal das mesmas. A maioria das técnicas de análise probabilística utilizam apenas funções de densidade das cargas e das injeções de potência, apresentando resultados simplificados. Portanto, as séries de energia primária são convertidas em potência elétrica e representadas através de modelos Markovianos não agregados, com seus estados conectados cronologicamente (com duração média de uma hora). Assim, é possível modelar a capacidade de produção dos geradores eólicos e posteriormente calculando o índice EWES, utilizando um processo de simulação de espaço de estados.

O FPC pode ser realizado por três métodos de simulação:

- i) Método de enumeração de estados (MEE): através deste método podem ser calculadas as variáveis aleatórias de interesse, levando em consideração que as séries históricas permitem o tratamento discreto dos dados. O método de enumeração ou amostragem do espaço de estados consiste na avaliação de todas as combinações possíveis do conjunto de dados cronológicos. Em outras palavras, para obter o montante de energia renovável desperdiçada são consideradas todas as combinações entre os diferentes anos e tipo de fonte renovável considerados na simulação, conforme a equação (2.1)

$$EWES = \frac{1}{N_c} \sum_{c=1}^{N_c} \sum_{h=1}^{N_h} WES_{c,h} \quad (2.1)$$

em que  $WES_{c,h}$  representa o desperdício de energia eólica na hora  $h$  (estado) da combinação  $c$  (uma das combinações anuais das séries anuais),  $N_h$  é o número de horas (8.760) e  $N_c$  é o número total de combinações.

Este método é utilizado quando se deseja uma simulação simplificada em que apenas um perfil médio das séries seja necessário, e o conjunto de dados disponíveis para a análise seja reduzido. Isso, devido a que um conjunto grande de dados pode tornar-se inviável do ponto de vista computacional.

A simulação Monte Carlo é utilizada para uma abordagem mais completa, onde um conjunto maior de dados é utilizado. A partir deste método, podem ser



modeladas quaisquer características cronológicas relacionadas à produção ou consumo de energia, além da possibilidade de inserir informação sobre incertezas dos dados, condicionado ao coeficiente de variação  $\beta$  [68] como critério de parada.

- ii) Simulação Monte Carlo sequencial (SMC-S): o montante de energia renovável desperdiçada é obtido através de amostras anuais, a fim de definir o nível da curva de carga, as perdas e o nível de capacidade das fontes renováveis para cada uma das horas de forma sequencial, conforme a equação (2.2)

$$EWES = \frac{1}{N_y} \sum_{y=1}^{N_y} \sum_{h=1}^{N_h} WES_{y,h} \quad (2.2)$$

em que  $WES_{y,h}$  é o desperdício de energia eólica na hora  $h$  do ano amostrado  $y$ , e  $N_y$  é o número de anos já amostrados.

- iii) Simulação Monte Carlo não sequencial (SMC-NS): os índices são estimados através de um número determinado de amostras de estados individuais, porém, respeitando a cronologia da curva de carga e séries históricas ao longo do período de estudo ( $NH$ ), por exemplo, um ano (8.760 horas), conforme a equação (2.3)

$$EWES = \frac{NH}{N_x} \sum_{x=1}^{N_x} WES_x \quad (2.3)$$

em que  $WES_x$  é o desperdício de energia eólica no estado  $x$ , e  $N_x$  é o número de estados simulados, levando em consideração que para cada estado  $x$  são amostrados um ano e uma hora  $h$  (estado), pertencente à série anual amostrada.

Portanto, o FPC pode utilizar qualquer dos três métodos de simulação citados anteriormente para quantificar o valor dos índices EWES, e sua metodologia pode ser dividida em três passos gerais:

- i) Primeiramente, é feita uma avaliação do EWES em função da geração utilizando um despacho barra única, onde a geração e as cargas do sistema são agrupadas em uma só barra. Portanto, não são consideradas as restrições de transmissão. Desta forma, as unidades de geração são despachadas de acordo com uma ordem de mérito até cumprir com uma quantidade de energia firme que garanta a segurança da operação. Posteriormente, as unidades de geração restantes são despachadas de acordo a seus custos médios de produção. Nesse

contexto, o montante de energia renovável desperdiçada em função da geração ( $EWES_G$ ) é definido como o restante de energia eólica depois de atendida a carga pela energia firme e parte da energia eólica disponível.

- ii) Em seguida, são incluídas as restrições do sistema de transmissão no despacho da geração feito no primeiro passo, por meio de um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO). O FPO tem como objetivo principal a representação do sistema de transmissão e a monitorização de seus limites operativos, obtendo-se uma quantidade maior de energia renovável desperdiçada ( $EWES_{G\&T}$ ). Desta forma é possível calcular o desperdício de energia em função da transmissão ( $EWES_T$ ), equivalente à diferença entre o  $EWES_{G\&T}$  e o  $EWES_G$ .
- iii) Finalmente, é realizada uma identificação dos circuitos que sofrem sobrecarga (responsáveis do desperdício de energia calculado no segundo passo), por meio de um fluxo de potência DC. Isto considerando o máximo despacho das fontes eólicas obtido no primeiro passo. Desta forma é gerada uma lista de circuitos, já existentes, considerados os mais atrativos para alocação de novos circuitos. O circuito mais atrativo da lista é aquele que apresenta uma maior violação média.

Levando em consideração que um fluxo de potência ótimo (FPO) pode ser definido como a avaliação do estado de uma rede elétrica que otimiza uma determinada função objetivo, satisfazendo um conjunto de restrições físicas e operacionais. As restrições podem ser divididas em restrições de igualdade e de desigualdade. As restrições de igualdade correspondem às equações de balanço de potência ativa e reativa em cada um dos nós da rede e as desigualdades são restrições funcionais, como o monitoramento do fluxo em limites físicos e operacionais do sistema. O problema de FPO pode ser formulado matematicamente de forma genérica, como:

$$\begin{aligned}
 \min. \quad & f(x, u, p) & (a) \\
 s.a. \quad & g_i(x, u, p) = 0, \quad i = 1, \dots, m & (b) \\
 & h_j(x, u, p) \leq 0, \quad j = 1, \dots, r & (c) \\
 & x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \quad u_{\min} \leq u \leq u_{\max} & (d)
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

em que  $(x, u, p) \in R^n$  representam as variáveis de estado, controle e perturbação, respectivamente; (a) representa o índice de desempenho do sistema; (b) representa

as equações do fluxo de potência; (c) representa as restrições funcionais (limites de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores, limites de injeção de potência reativa nas barras de controle de tensão e injeção de potência ativa na barra de referência; (d) representa os limites nas variáveis de estado e de controle, respectivamente.

No caso particular do passo (ii) do FPC e baseado na equação (2.4), o FPO é proposto como um problema de programação linear e formulado matematicamente conforme a Equação (2.5)

$$\text{Minimizar } w = \left( \sum_{i=1}^{N_{gl}} c_i g_i + \sum_{j=1}^{N_d} c_j r_j \right) \quad (2.5)$$

$$s.a. \quad \begin{cases} g_{firme} + g + r + B\theta = d \\ |f| \leq f_{\max} \\ 0 \leq g \leq g_{\max} \\ 0 \leq r \leq d \end{cases}$$

em que,

$N_{gl}$  – número de geradores livres (exceto os responsáveis pela energia firme);

$c_i$  – custo de produção do gerador  $i$ ;

$g_i$  – despacho do gerador  $i$ ;

$N_d$  – número de barras de carga do sistema;

$c_j$  – custo pelo corte de carga na barra  $j$ ;

$r_j$  – corte de carga na barra  $j$ ;

$g_{firme}$  – vetor contendo o despacho da geração firme (não participa do redespacho);

$g$  – vetor contendo o despacho dos geradores livres;

$r$  – vetor contendo os cortes de carga;

$B$  – matriz de susceptâncias de barra;

$\theta$  – vetor contendo os ângulos das tensões de barra;

$d$  – vetor de demanda por barra;

$f$  – vetor contendo os fluxos nos circuitos;

$f_{max}$  – vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos;

$g_{max}$  – vetor contendo os limites de geração.

Desta forma, o despacho de potência ativa e o corte de carga são considerados na função objetivo, permitindo que o despacho de potência seja feito de forma priorizada de acordo ao custo de produção (excetuando os geradores responsáveis pela energia firme). Assim como o corte de carga será realizado no momento que não seja possível eliminar a violação dos limites operativos por redespacho de potência ativa. O conjunto de geradores responsáveis pela energia firme encontra-se representado no balanço de potência na restrição de igualdade.

### 2.5.2. Algoritmo Heurístico Construtivo

Baseado na lista de circuitos candidatos para receber reforços e nos índices de desperdício de energia renovável quantificados a partir da ferramenta FPC, a metodologia proposta em [9,10] inclui um algoritmo heurístico construtivo (AHC<sub>EWES</sub>). Dessa forma é obtido um conjunto de reforços candidatos que produzirá em qualquer ordem de sequenciamento das adições, a melhor relação incremental entre o benefício obtido pela adição do circuito e o investimento realizado. Assim, o benefício é medido pela redução esperada no custo de produção de energia elétrica, resultante da redução do índice EWES<sub>T</sub>.

Portanto, partindo dos resultados obtidos pelo FPC para uma determinada configuração do sistema, o AHC<sub>EWES</sub> adiciona um novo circuito no ramo que apresentar maior violação média, com características semelhantes ao já existente. Caso este resolva o problema de violação, espera-se um aumento do fluxo de potência e consequentemente uma diminuição do desperdício de energia.

A ferramenta FPC deverá ser executada novamente avaliando a configuração reforçada e calculando um novo valor para o índice EWES<sub>T</sub>. Além disso, deve gerar uma nova lista de circuitos candidatos a ser reforçados, onde se espera que o índice EWES<sub>T</sub> com a configuração reforçada seja menor do que o apresentado sem reforço e que o circuito reforçado não apareça novamente na lista de candidatos. A viabilidade econômica do reforço em questão é avaliada por meio de uma análise de custo

benefício, onde a tomada de decisões pode estar baseada numa relação incremental de custo benefício (RICB), conforme a Equação (2.6)

$$RICB_{adição\ i} = \frac{(EWES_T^A - EWES_T^{A+i}) \times \Delta Custo\ Prod}{Custo\ Inv.Anual_{adição\ i}} > \alpha \quad (2.6)$$

em que  $RICB_{adição\ i}$  é a relação incremental de custo benefício após da adição do circuito  $i$ ;  $\Delta Custo\ Prod$  é a diferença média entre o custo de produção de uma unidade renovável, dado em U\$/MWh;  $EWES_T^A$  e  $EWES_T^{A+i}$  correspondem ao índice de desperdício de energia renovável na configuração atual, sem e com reforço  $i$ , respectivamente;  $\alpha$  é um fator de ganho, de preferência superior a 1; e o  $Custo\ Inv.Anual_{adição\ i}$  é o custo anual de investimento do circuito  $i$ .

Desta forma, o procedimento será repetido até que a configuração avaliada não apresente mais desperdício de energia renovável por congestionamento no sistema de transmissão ( $EWES_T=0$ ) ou não seja encontrada uma RIBC atrativa.

Levando em consideração o critério de parada baseado na RIBC, este é usado para realizar uma verificação de corredores de linhas, onde é avaliada a possibilidade de adição simultânea de dois circuitos em série. Além de ser inserida a partir deste parâmetro uma avaliação da lista de circuitos candidatos a ser reforçados, descartando os circuitos que apresentam violações que não estejam relacionadas ao fluxo de energia renovável. Portanto, serão obtidas duas listas, uma lista de conjunto de reforços em transmissão (CRT) e uma lista de rejeição. A lista inicial do CRT poderá ter incluídos circuitos que não apresentem uma RIBC vantajosa, neste ponto é definida uma lista de subconjuntos de reforços em transmissão (SRT) mais atrativos, onde são consideradas todas as combinações dos circuitos pertencentes ao CRT (inicial ou já modificado). O STR que apresentar a melhor relação geral de custo-benefício (RGCB) é escolhido para definir o CRT final.

As referências [9,10] desenvolvem de forma mais detalhada o procedimento correspondente ao FPC para cada um dos métodos de cálculo dos índices EWES e o  $AHC_{EWES}$ .

## 2.6. Conclusões

Este capítulo apresentou os conceitos fundamentais para a formulação, modelagem e solução do problema PET com suas principais linhas de abordagem, além de discutir uma recente metodologia capaz de auxiliar os planejadores na escolha do melhor plano de expansão, considerando a participação de fontes renováveis nos sistemas elétricos atuais. Esta metodologia utiliza um algoritmo heurístico construtivo ( $AHC_{EWES}$ ) para identificar os principais ramos da rede de transmissão que restringem o fluxo de potência renovável e, conseqüentemente, causam desperdício de energia, assim como, uma ferramenta denominada fluxo de potência cronológico (FPC) para avaliar o desperdício de energia renovável no sistema através de índices de desempenho (EWES). Desta forma, tal metodologia consegue maximizar o aproveitamento de energia renovável no sistema por meio da adição de reforços na rede de transmissão após uma avaliação custo-benefício.

Grande parte dos trabalhos desenvolvidos na literatura com relação ao PET com elevada participação de fontes renováveis como o apresentado neste capítulo limitam suas soluções à adição de reforços no sistema de transmissão. Assim, a busca de novas alternativas de solução ao problema de desperdício de energia renovável como os sistemas de armazenamento de energia tem sido pouco aprofundada.

### 3

## Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Sistemas de Armazenamento de Energia

### 3.1.

#### Introdução

Neste capítulo é apresentada uma breve descrição dos principais sistemas de armazenamento de energia com potencial aplicação nos sistemas de transmissão, além de suas características mais relevantes, levando em consideração a informação contida nas referências [13,16,69,70,71,72,73,74]. Em seguida, é apresentada uma metodologia para avaliar a utilização de armazenadores de energia como alternativa à expansão do sistema de transmissão de sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis. Tal metodologia é baseada numa análise prévia das séries históricas de disponibilidade de energia renovável e na redução do desperdício de energia [9,10].

### 3.2.

#### Principais armazenadores de energia para sistemas elétricos de potência

#### 3.2.1.

##### Armazenamento de energia por bombeamento de água

O armazenamento de energia por bombeamento de água (*pumped hydro storage* – PHS) baseia-se no transporte de água entre reservatórios com diferentes cotas. Neste sistema, a água é bombeada de um reservatório inferior para um reservatório superior durante os períodos de elevada oferta de energia renovável e baixa demanda. Quando a demanda é alta, a água flui do reservatório superior para o reservatório inferior, ativando as turbinas em cascata para geração de energia elétrica. O PHS é um sistema de armazenamento de longa duração e tempo de resposta rápido (menos de 1 minuto), com aplicações numa escala de tempo entre 24 horas e

vários dias. Geralmente o tempo de vida útil dos PHS é de 30 a 50 anos, com uma eficiência de 65 a 80 % e um custo de capital entre 12 e 400 \$/kWh [69,73]. No entanto, este tipo de reservatórios depende da região geográfica e, portanto, não pode ser utilizado para minimizar desperdícios de energia renovável em função das redes de transmissão, mas apenas em função da demanda.

### 3.2.2.

#### **Armazenamento de energia por ar comprimido**

Os sistemas de armazenamento por ar comprimido (*compressed air energy storage* – CAES) são baseados na turbina de gás convencional, sendo a energia armazenada em forma de ar comprimido em uma caverna subterrânea. Quando a energia é requerida pelo sistema elétrico, o ar comprimido é retirado da caverna de armazenamento, aquecido e convertido em energia elétrica através de turbinas de alta e baixa pressão. Esse tipo de tecnologia é considerado de longa duração, gerando muito interesse para aplicações no sistema de potência. Embora, tem sido pouco utilizado devido, principalmente, às condições geográficas necessárias para tal aplicação [73]. O tempo de vida útil destes sistemas de armazenamento é de aproximadamente 30 a 40 anos, com uma eficiência energética de 70 % e um custo capital entre 2 e 330 \$/kWh [16,73].

### 3.2.3.

#### **Armazenamento de energia por baterias**

O armazenamento por baterias (*battery energy storage system(s)* – BESS) é uma das tecnologias de armazenamento de energia mais utilizada no mercado, sendo a energia armazenada em forma de energia eletroquímica num conjunto de células múltiplas que podem ser conectadas em série, paralelo ou ambas, para se obter a tensão e a capacidade desejadas. Cada célula consiste em dois eletrodos e um eletrólito, colocados juntos em um recipiente especial selado e conectados a uma fonte externa ou carga. O eletrólito permite a troca de íons entre os dois eletrodos, enquanto os elétrons fluem através do circuito externo. Um BESS pode ser composto por vários módulos de baterias de baixa tensão, conectados em série e



paralelo para obter as características desejadas. Alguns dos parâmetros mais importantes no processo de operação do BESS são:

- Estado de carga (*state of charge* – SOC): capacidade atual da bateria, expresso por um percentual da capacidade máxima.
- Profundidade de descarga (*depth of discharge* – DOD): Parte da energia da bateria que tem sido descarregada, expressa por um percentual da capacidade máxima. A vida útil das baterias encontra-se relacionada com a frequência e a profundidade das descargas. Uma bateria com descargas superficiais e de curta duração pode fornecer um número maior de ciclos do que outra com longa duração e descargas profundas.
- Ciclos de vida: quantidade de ciclos de carga e descarga que pode suportar a bateria antes de não cumprir com os critérios de rendimento adequados. A vida útil da bateria é afetada pela profundidade dos ciclos, como se mostra na Figura 3.1. Quanto maior o DOD, menor será a vida útil da bateria, ou seja, o número de ciclos de vida será menor.

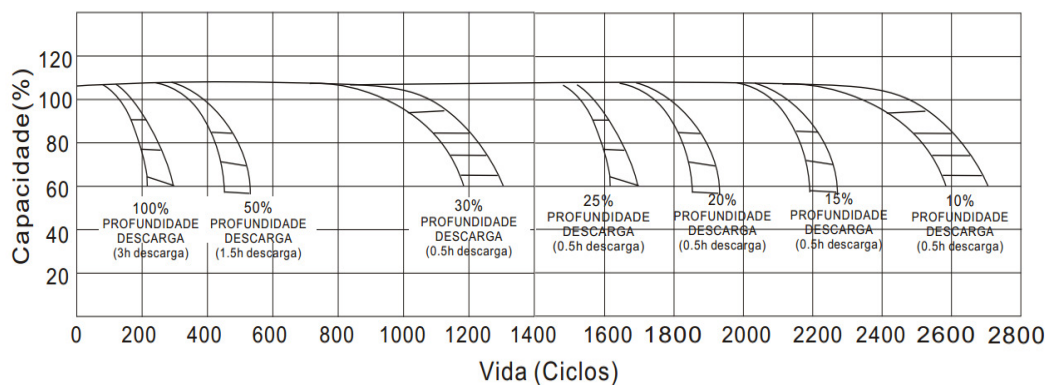


Figura 3.1. Ciclos de vida útil de uma bateria em função do DOD [75].

- Autodescarga: Todas as baterias com ácido se autodescarregam, estejam elas usadas ou armazenadas. Mesmo que nenhum consumidor esteja ligado à bateria, as reações químicas continuam a ocorrer, como em um circuito elétrico interno fechado. A autodescarga é causada por impurezas. O antimônio, usado como liga para endurecer as grades de chumbo, é uma dessas impurezas metálicas que causa a autodescarga. Nas baterias que utilizam esta tecnologia, uma quantidade relativamente alta de antimônio é usada, o que resulta em uma alta

taxa de autodescarga. Nas baterias de partida mais modernas, o conteúdo de antimônio é bem menor, pois ele foi substituído por outras ligas como, por exemplo, cálcio. Consequentemente, a taxa de autodescarga das baterias mais modernas é inferior a 0,1 % da capacidade da bateria por dia. Além da tecnologia da bateria, fatores como a temperatura, a idade da bateria e a umidade também influem na taxa de autodescarga da bateria.

- Temperatura de funcionamento: todas as baterias têm uma faixa de funcionamento de temperatura ideal, que na maioria das baterias é de 30 °C ou menos. Mesmo que as altas temperaturas de operação (geralmente acima de 30 a 40 °C) possam melhorar o desempenho da bateria em termos de maior capacidade, tendem a degradar a capacidade das baterias severamente, como ilustra a Figura 3.2. Algumas baterias indicam faixa de temperatura de funcionamento entre 0 a 60 °C, embora, operar muito perto dos limites poderá afetar gravemente a eficiência da bateria e sua vida útil.

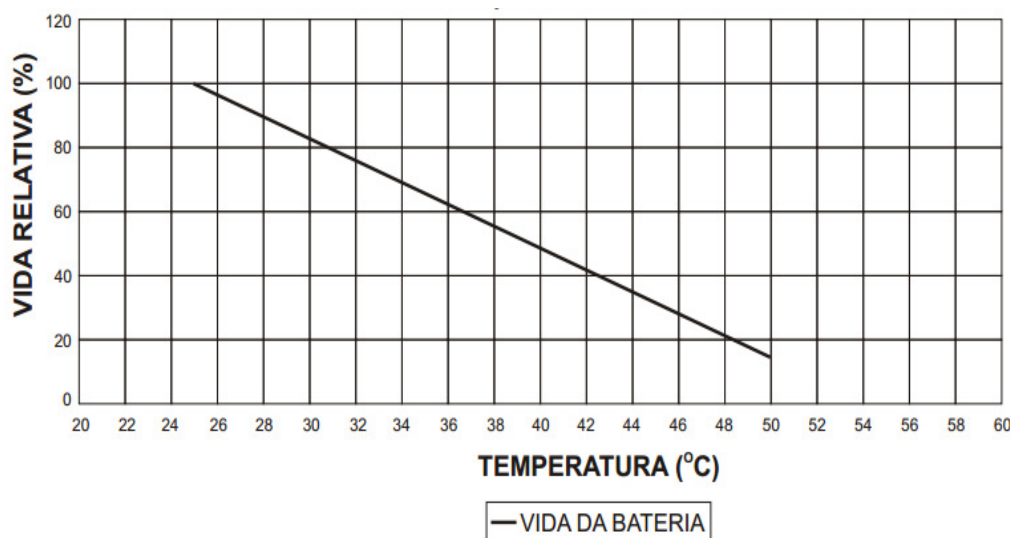


Figura 3.2. Degradação da capacidade com a temperatura numa bateria [75].

De acordo com as referências [13,16,69,70,71,72,73,74], a Tabela 3.1 apresenta de forma consolidada as características mais relevantes dos principais tipos de baterias com potenciais aplicações no sistema de transmissão.

Tabela 3.1. Baterias aplicáveis em sistemas elétricos.

Tecnologia	Vida útil		Eficiência energética [%]	Custo [\$ / kWh]
	Anos	Nº ciclos		
Bateria de chumbo – ácido	3 a 20	100 a 2.000	70 a 90	50 a 960
Bateria de sódio – enxofre	10 a 20	2.500 a 40.000	70 a 90	125 a 1.000
Bateria de íons de lítio	5 a 16	1.500 a 10.000	75 a 98	267 a 2.500
Bateria de fluxo	10 a 20	100 a 15.000	65 a 85	120 a 1.000

### 3.3. Metodologia proposta

De acordo com o FPC, o desperdício de energia renovável é contabilizado quando a potência disponível na usina é maior que o montante despachado pela mesma, considerando um fluxo de potência ótimo. Isto ocorre quando a potência líquida disponível, ou seja, a potência na usina menos o consumo na barra de conexão, ultrapassa os limites de transmissão dos circuitos conectados a esta barra. Porém, em momentos de elevada oferta renovável e de baixa demanda, pode haver desperdício, mesmo em situações de potência líquida disponível abaixo dos limites de transmissão. Nesse sentido, é importante monitorar o conjunto dos valores de potência líquida disponível, em por unidade (pu) da capacidade instalada da usina renovável, que provocam desperdício. Este conjunto é denominado  $P_{liq}^{EWES}$  e pode ser obtido pela ferramenta FPC.

Para evitar a ocorrência de desperdício, é importante absorver o excesso de potência líquida disponível na barra. Isto pode ser feito com a utilização de armazenadores de energia, por exemplo, utilizando baterias. Assim, nos instantes que a oferta de potência na usina diminuir, a demanda poderá ser atendida pela energia armazenada.

### 3.3.1. Modelagem da curva de carga e das séries energéticas

A capacidade de produção das unidades de geração que utilizam fontes renováveis pode ser modelada em função da disponibilidade da energia primária através de séries históricas anuais. Estas séries são convertidas em potência elétrica e representadas por modelos Markovianos não agregados, sendo seus estados conectados, de forma sequencial, conforme ordem de ocorrência. Portanto, o modelo adotado para a representação da carga em [76] pode ser também utilizado para modelar a volatilidade de cada fonte renovável.

A Figura 3.3 ilustra o modelo utilizado, em que  $L(t)$  fornece o patamar de carga no estado/hora  $t$ . Similarmente,  $H(t)$ ,  $P(t)$ ,  $E(t)$ ,  $S(t)$  e  $C(t)$  fornecem as capacidades máximas momentâneas para as unidades geradoras com fontes: hidráulicas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solares (e.g., fotovoltaicas) e de cogeração, respectivamente. Os estados do modelo se comunicam com taxa de transição  $\lambda$  igual a uma transição por hora (estados com duração média de uma hora).

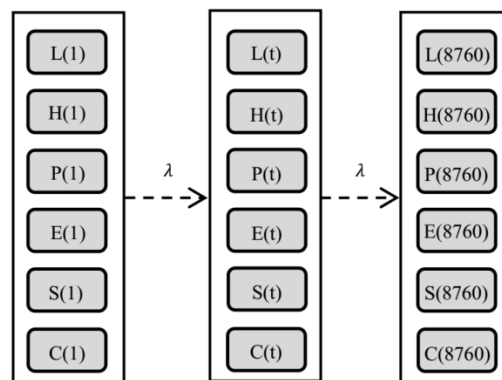


Figura 3.3. Modelo de Markov não agregado para carga e fontes renováveis.

Salienta-se que  $L(t)$  pode ser um vetor contendo patamares de carga distintos para cada área ou barra do sistema. O mesmo raciocínio se aplica às unidades geradoras renováveis. Portanto, os limites de capacidade do estado  $t$  poderão ser fornecidos de maneira distinta, para cada central geradora ou região englobando um grupo de centrais geradoras do mesmo tipo.

### 3.3.2. Modelagem do elemento BESS

Nesta dissertação serão considerados apenas sistemas de armazenamento do tipo BESS, dada sua independência às condições geográficas e geológicas, e levando em consideração que a metodologia proposta visa competir com investimento em linhas de transmissão, ou seja, o armazenamento deve ser instalado solidário a usina, no mesmo barramento. Neste trabalho, serão considerados apenas geradores eólicos como fonte de energia intermitente, embora a metodologia proposta seja aplicável a qualquer tipo de fonte renovável.

O caminho mais comum para representar o armazenamento de energia é considerá-lo como um novo equipamento do sistema, sendo seus parâmetros devidamente representados nas análises de fluxo de potência. Por outro lado, isso implica em modificações estruturais nos programas de fluxo de potência. Como alternativa, este trabalho propõe modelar o elemento BESS de forma acoplada à usina. Neste caso, o comportamento do conjunto S-BESS (*Station-BESS*) é representado por meio de séries históricas de capacidade,  $P_{S-BESS}$ , expressas em pu da capacidade da usina e obtidas a partir dos parâmetros do BESS e das séries de capacidade da usina eólica ( $P_S$ ). Na composição de  $P_{S-BESS}$ , a operação de carga e descarga da bateria visa minimizar o desperdício de energia renovável. Adicionalmente, as séries  $P_{S-BESS}$  e  $P_S$  podem ser subtraídas do perfil cronológico da demanda ( $P_L$ ) para fornecerem séries de potência líquida disponível na barra de geração, sem ( $P_{liq}^S$ ) e com o BESS ( $P_{liq}^{S-BESS}$ ). Na Figura 3.4 é apresentado o modelo do elemento BESS considerado na metodologia proposta.

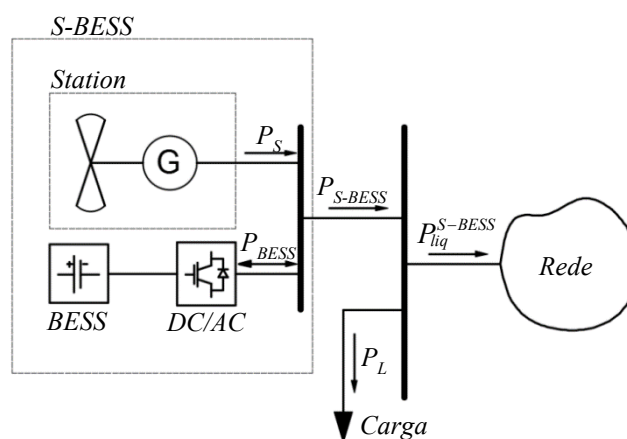


Figura 3.4. Modelagem do elemento BESS.

Os parâmetros do sistema armazenador considerados para a obtenção das novas séries históricas de cada S-BESS são:

- $E_{BESS}^{nom}$  – Capacidade de armazenamento nominal: define a máxima energia acumulada pelo BESS;
- $P_{BESS}^{nom}$  – Potência nominal: define o limite de carregamento ou descarregamento do BESS;
- $SOC$  – Estado de carga (*state of charge*), limitado por:

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (3.1)$$

onde  $SOC_{min}$  é o limite mínimo de armazenamento, definido como um valor em por unidade (pu) da  $E_{BESS}^{nom}$  e  $SOC_{max}$  é o limite de máximo armazenamento, em geral, adotado igual a 1,0 pu;

- $CT_{BESS}$  – Limiar de carregamento (*charge threshold*): define a potência líquida disponível a partir da qual o BESS inicia o processo de carregamento, dado em pu da capacidade da usina renovável;
- $DT_{BESS}$  – Limiar de descarregamento (*discharge threshold*): define a potência líquida disponível a partir da qual o BESS inicia o processo de descarregamento, dado em pu da capacidade da usina renovável;
- $ST_{S-BESS}$  – Limiar de fornecimento (*supply threshold*) do conjunto S-BESS: define a máxima potência líquida que pode ser fornecida pelo conjunto S-BESS durante o processo de descarregamento do BESS, dado em pu da usina renovável;
- $N_y$  – Vida útil média, dada em anos.

### 3.3.3. Operação do S-BESS

Para garantir que o excedente de potência disponível na usina seja absorvido pelo armazenador de energia, são ajustados limiares operativos de carregamento,  $CT_{BESS}$ , e descarregamento,  $DT_{BESS}$ , conforme Figura 3.5.

Quando  $P_{liq}^S$  encontra-se acima do  $CT_{BESS}$  e dentro dos limites do estado de carga, o BESS carrega a energia equivalente à diferença entre  $P_{liq}^S$  e o  $CT_{BESS}$ . Isto

geralmente ocorre em cenários de muito vento e demanda baixa. Dessa forma, tenta-se manter a potência líquida disponível abaixo do valor que pode provocar desperdício de energia renovável.

Quando  $P_{liq}^S$  encontra-se dentro do intervalo compreendido entre  $CT_{BESS}$  e  $DT_{BESS}$ , o BESS não deve atuar. Isso permite maximizar os ciclos de descarga do armazenador de energia, aumentando sua vida útil. Neste caso, a potência líquida disponível está dentro dos níveis aceitáveis de transmissão.

Quando  $P_{liq}^S$  encontra-se abaixo do  $DT_{BESS}$  e dentro dos limites do estado de carga, o BESS descarrega a energia equivalente à diferença entre  $P_{liq}^S$  e o limiar de fornecimento,  $ST_{S-BESS}$ . Desta forma, espera-se manter a potência líquida disponível na barra em valores que não provoquem desperdício, levando em consideração sua capacidade de potência e garantindo um processo de descarregamento rápido. Isso permite que o BESS permaneça a maior parte do tempo disponível para um novo processo de carga.

Note que a atuação do BESS está sujeita à sua capacidade de armazenamento. Caso o SOC atinja o  $SOC_{max}$ , poderá ocorrer desperdício de energia renovável. Por outro lado, caso o SOC atinja o  $SOC_{min}$ , o BESS não poderá contribuir para o atendimento da demanda.

A Figura 3.5 ilustra as séries  $P_{liq}^S$  (linha pontilhada preta) e  $P_{liq}^{S-BESS}$  (linha contínua preta). A área hachurada representa a energia armazenada ou despachada pelo BESS. Quando a usina eólica não possui armazenamento de energia, existem períodos em que  $P_{liq}^S$  ultrapassa o limiar de carregamento ( $CT_{BESS}$ ), por exemplo, o intervalo entre a hora 1 e a hora 92. Ou seja, intervalos nos quais pode acontecer desperdício de energia renovável. Após inserir o BESS,  $P_{liq}^{S-BESS}$  nesses intervalos de tempo é limitada ao  $CT_{BESS}$  e a energia acima desse limiar é armazenada pelo BESS. Além disso, nota-se que durante alguns períodos, por exemplo, no intervalo entre as horas 110 e 140, o BESS não opera, pois  $P_{liq}^S$  encontra-se entre o  $CT_{BESS}$  e o limiar de descarregamento ( $DT_{BESS}$ ). Por outro lado, apresenta-se também um

intervalo de tempo (entre as horas 140 e 155) em que  $P_{liq}^S$  permanece abaixo do  $DT_{BESS}$ , além de tomar valores negativos. Isto indica um período com condições de vento muito desfavoráveis, em que a demanda chega a ser maior que a oferta de energia na barra geradora. Portanto, a energia armazenada no BESS é aproveitada para atender a demanda, limitada pela sua capacidade nominal e o limiar de fornecimento do conjunto S-BESS ( $ST_{S-BESS}$ ).

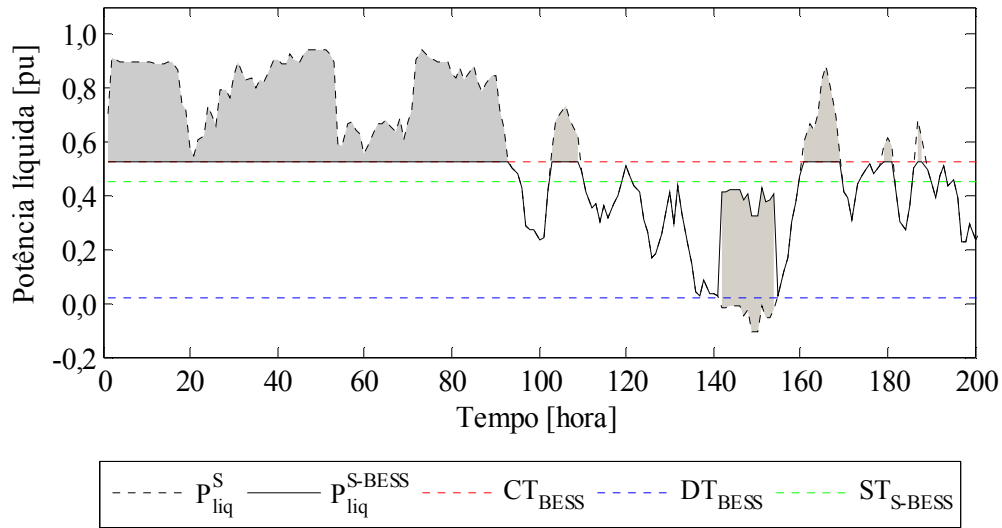


Figura 3.5. Operação do BESS.

Considerando que o estado de carga do BESS deve estar dentro dos seus limites para conseguir operar, a Figura 3.6 apresenta o monitoramento do SOC (série hachurada) para a operação do conjunto S-BESS da Figura 3.5. Nota-se que o BESS inicia o processo de armazenamento de energia a partir da hora 1, conseguindo aumentar seu SOC de 20% até 59% da sua capacidade nominal, na hora 110. Nesse intervalo de tempo, há períodos em que o SOC se estabiliza, ou seja, o BESS não operou, por exemplo, no intervalo compreendido entre as horas 110 e 140 em que é mantido um SOC de 59%. Entre as horas 140 e 155 apresenta-se uma redução aproximada de 4% no valor do SOC, produzida pelo descarregamento do BESS. Posteriormente, o BESS aumenta seu estado de carga até chegar em 57% da capacidade nominal do BESS, ao final da série apresentada. Desta forma, pode-se concluir que o estado de carga do BESS acoplado à usina eólica mantém-se dentro dos seus limites de estado de carga durante as 200 horas analisadas. Considerando que



as baterias tenham sua energia limitada em 20% (linha pontilhada azul) e 100% (linha pontilhada vermelha) da capacidade nominal.

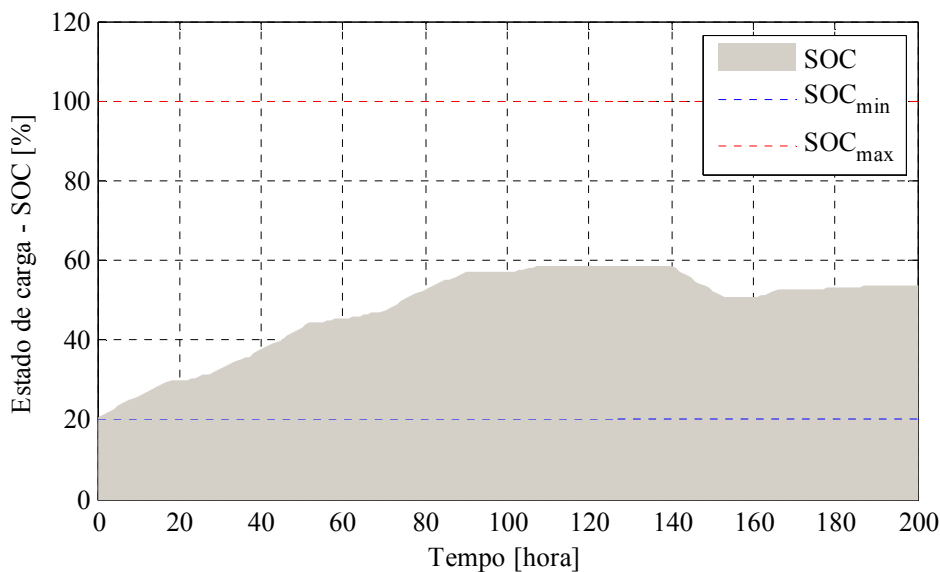


Figura 3.6. Estado de carga do BESS.

### 3.3.4. Dimensionamento do BESS

Neste trabalho, o BESS é dimensionado de forma a minimizar o desperdício de energia renovável. Os parâmetros a serem dimensionados são: a potência nominal,  $P_{BESS}^{nom}$ ; os limiares de carregamento e descarregamento do BESS,  $CT_{BESS}$  e  $DT_{BESS}$ , respectivamente; a capacidade de armazenamento nominal,  $E_{BESS}^{nom}$ ; e o limiar de fornecimento do conjunto S-BESS,  $ST_{S-BESS}$ .

### Potência nominal e limiar de carregamento do BESS

Os parâmetros  $P_{BESS}^{nom}$  e  $CT_{BESS}$  são definidos em função de uma avaliação inicial do sistema em termos de desperdício de energia renovável. Nesta avaliação preliminar é realizado um monitoramento do conjunto de valores de potência líquida disponível que provocam desperdício de energia renovável,  $P_{liq}^{EWES}$ . Tais valores de potência são obtidos por meio da ferramenta FPC, apresentada no Capítulo 2 desta dissertação.

Para evitar sobredimensionamento, a potência do BESS,  $P_{BESS}$ , é definida considerando certa probabilidade de cobertura (*coverage probability - CP*) do conjunto de potências líquidas que provocam desperdício na barra de geração renovável,  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$ . Uma vez escolhida a  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$ , obtém-se o percentil,  $p_i$ , que define o limite unilateral inferior de  $P_{liq}^{EWES}$ , conforme Equação (3.2).

$$p_i = \frac{1 - CP_{P_{liq}^{EWES}}}{2} \times 100 \quad (3.2)$$

A potência requerida para carregamento do BESS é então obtida conforme Equação (3.3), em que  $(1 - p_i)\{P_{liq}^{EWES}\}$  representa o limite unilateral superior para potência líquida disponível na barra, para o qual o carregamento será possível. Ou seja, para valores de potência líquida superiores não será armazenada energia e ocorrerá desperdício. Porém trata-se de valores pouco prováveis.

$$P_{BESS} = (1 - p_i)\{P_{liq}^{EWES}\} - p_i\{P_{liq}^{EWES}\} \quad (3.3)$$

A Figura 3.7 apresenta um exemplo do dimensionamento da potência do BESS. Destaca-se que considerar uma probabilidade de cobertura permite dimensionar uma  $P_{BESS}$  para atender apenas valores de potência líquida que provocam desperdício com maior frequência.

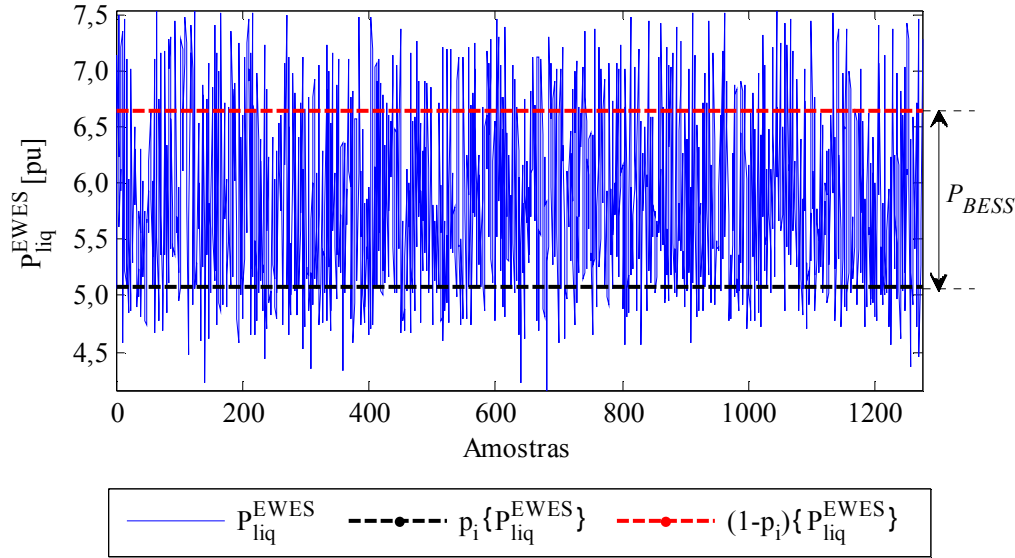


Figura 3.7. Dimensionamento da potência do BESS.

Em seguida a potência calculada é ajustada para um valor comercial do BESS, conforme Equação (3.4).

$$P_{BESS}^{nom} = f(P_{BESS}) \quad (3.4)$$

em que  $f$  é uma função de arredondamento que ajusta o valor calculado de  $P_{BESS}$  a valores típicos do BESS comercial.

Por outro lado, para garantir a minimização do desperdício, o BESS associado a cada barra de geração renovável deve ser parametrizado para iniciar o processo de carregamento quando a potência líquida ultrapassar o valor dado pelo  $i^{esimo}$  percentil do conjunto  $P_{liq}^{EWES}$ , conforme Equação (3.5).

$$CT_{BESS} = p_i \{P_{liq}^{EWES}\} \quad (3.5)$$

### Limiar de fornecimento do conjunto S-BESS

Para evitar o desperdício de energia no processo de descarregamento dos armazenadores de energia, o fornecimento de potência do conjunto S-BESS associado a cada barra de geração renovável deve ser delimitado. Para isso, o limiar de fornecimento do conjunto S-BESS é definido como sendo o valor mínimo de potência

líquida que provoca desperdício de energia renovável, obtido pela ferramenta FPC, dado em pu da capacidade instalada da usina renovável da barra em questão, conforme Equação (3.6).

$$ST_{S-BESS} = \text{Min} \left[ P_{liq}^{EWES} \right] \quad (3.6)$$

### Capacidade de armazenamento e limiar de descarregamento

O limiar de descarregamento deve ser definido para um valor abaixo do limiar de carregamento, a fim de evitar oscilações nos ciclos de carga/descarga das baterias, prolongando a vida útil do BESS.

O ajuste dos limiares operativos (especialmente o  $DT_{BESS}$ ) influencia na definição da capacidade de armazenamento do BESS. Portanto, é apresentado a seguir um algoritmo para definição conjunta do limiar de descarregamento e capacidade de armazenamento:

- 1) Iniciar o contador de iterações em  $k=0$  e igualar o limiar de descarregamento ao limiar de fornecimento do conjunto S-BESS,  $DT_{BESS} = ST_{S-BESS}$ ;
- 2) Simular cronologicamente, ao longo de  $N_s$  séries (de 8.760 horas cada) de  $P_{liq}^S$  a operação de carregamento e descarregamento do BESS e estimar a energia acumulada,  $E_a^k(h)$ , respeitando  $P_{BESS}^{nom}$ . Os montantes acima do limiar de carregamento incrementam o acumulado e os montantes abaixo do limiar de descarregamento o diminuem. Quando o acumulado de energia toma valores negativos este é zerado para calcular um novo acumulado de energia. O algoritmo para cálculo da energia acumulada é apresentado a seguir.

```

Para  $h = 1$  até  $8760 \times N_s$ 
  Se  $(P_{liq}(h) \geq CT_{BESS})$ 
    Se  $((P_{liq}(h) - P_{BESS}^{nom}) < CT_{BESS})$ 
       $E_a^k(h) \leftarrow E_a^k(h-1) + (P_{liq}(h) - CT_{BESS})$ 
    Senão Se  $((P_{liq}(h) - P_{BESS}^{nom}) \geq CT_{BESS})$ 
       $E_a^k(h) \leftarrow E_a^k(h-1) + P_{BESS}^{nom}$ 
    fim
  Senão Se  $(P_{liq}(h) < DT_{BESS})$ 
    Se  $((P_{liq}(h) + P_{BESS}^{nom}) \geq ST_{S-BESS})$ 
       $E_a^k(h) \leftarrow E_a^k(h-1) - (ST_{S-BESS} - P_{liq}(h))$ 
    Senão Se  $((P_{liq}(h) + P_{BESS}^{nom}) < ST_{S-BESS})$ 
       $E_a^k(h) \leftarrow E_a^k(h-1) - P_{BESS}^{nom}$ 
    fim
  fim
fim

```

- 3) Encontrar o máximo montante de energia acumulada e o intervalo  $[h_i, h_f]$  imediatamente posterior, em que  $h_i$  corresponde ao instante de tempo em que o acumulado máximo é igual a zero e  $h_f$  ao instante de tempo em que é iniciado o próximo acumulado. Calcular a região de possibilidade de descarga,  $R_d^k(h)$ , definida como um descarregamento fictício durante o intervalo  $[h_i, h_f]$ , conforme algoritmo a seguir.

Para  $h = h_i$  até  $h_f$   
     Se  $(P_{liq}(h) + P_{BESS}^{nom}) \geq ST_{S-BESS}$   
          $R_d^k(h) \leftarrow R_d^k(h-1) + (ST_{S-BESS} - P_{liq}(h))$   
     Senão Se  $(P_{liq}(h) + P_{BESS}^{nom}) < ST_{S-BESS}$   
          $R_d^k(h) \leftarrow R_d^k(h-1) + P_{BESS}^{nom}$   
     fim  
 fim

A Figura 3.8 apresenta um exemplo do cálculo de  $R_d^k(h)$  na primeira iteração para uma série histórica de potência líquida de período, T.

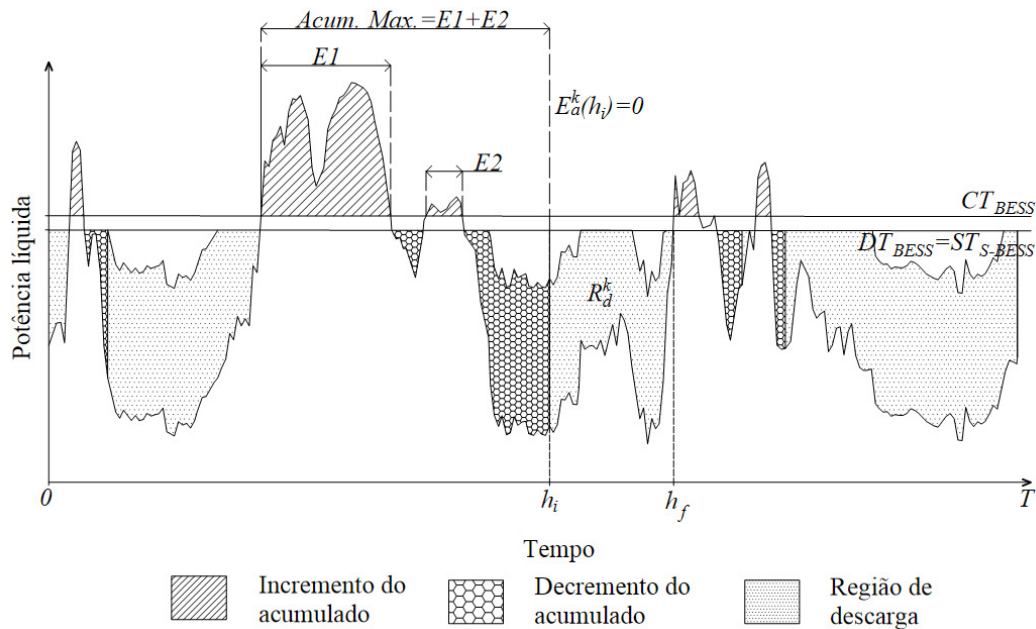


Figura 3.8. Cálculo da região de descarga na primeira iteração.

- 4) Se a região de descarga da iteração  $k$  é menor ou igual à região de descarga da iteração  $k-1$ , faça  $k=k+1$ , calcule um novo limiar de descarregamento conforme Equação (3.7), e volte ao passo 2; caso contrário continue no passo 5. A Figura 3.9 apresenta um exemplo do cálculo da região de descarga e ajuste do limiar de descarregamento na última iteração para uma série histórica de potência líquida de período T.

$$DT_{BESS} = CT_{BESS} - (k \times \xi) \quad (3.7)$$

onde  $k$  é o número da iteração e  $\xi$  é uma constante de decréscimo do limiar de descarregamento.

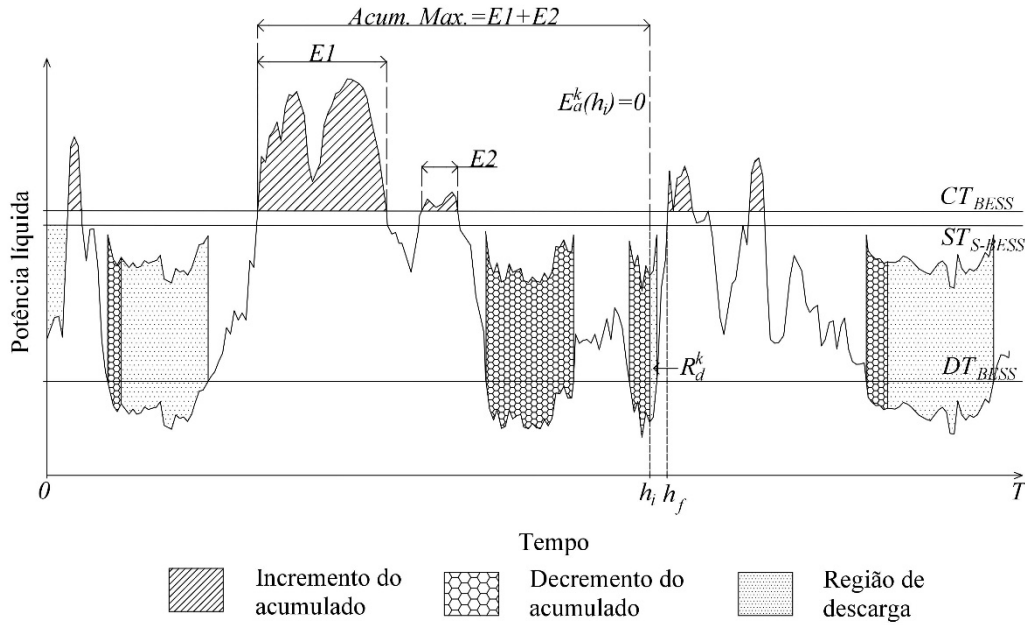


Figura 3.9. Cálculo da região de descarga na última iteração.

- Calcular a capacidade de energia requerida pelo BESS,  $E_{BESS}$ , considerando seus limites de estado de carga ( $SOC_{min}$  e  $SOC_{max}$ ) e certa probabilidade de cobertura da energia acumulada,  $CP_{E_a}$ , definida pelo planejador. Uma vez escolhida a  $CP_{E_a}$ , obtém-se o percentil,  $p_j$ , que define o limite unilateral superior de  $E_a$ , conforme Equação (3.8). Desta forma, obtém-se  $E_{BESS}$ , conforme Equação (3.9), em que  $p_j \{E_a\}$  define a capacidade de armazenamento útil do BESS.

$$p_j = CP_{E_a} \times 100 \quad (3.8)$$

em que  $p_j$  é o  $j^{esimo}$  percentil, dado em função da probabilidade de cobertura desejada para  $E_a$ .

$$E_{BESS} = \frac{p_j \{E_a\}}{SOC_{\max} - SOC_{\min}} \quad (3.9)$$

A Figura 3.10 apresenta um exemplo da obtenção de  $E_{BESS}$ .

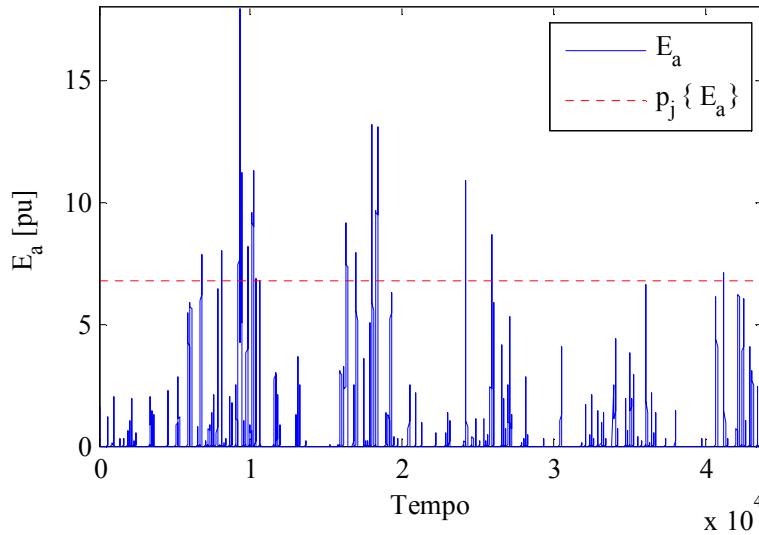


Figura 3.10. Energia acumulada ao longo do tempo.

Em seguida o valor de capacidade de armazenamento é ajustado para um valor comercial, conforme Equação (3.10).

$$E_{BESS}^{nom} = g(E_{BESS}) \quad (3.10)$$

sendo  $g$  uma função que ajusta os valores calculados de  $E_{BESS}$  a valores comerciais de BESS.

Para melhor entendimento, os passos para a definição do limiar de descarregamento e o dimensionamento da capacidade de armazenamento do BESS são apresentados no fluxograma da Figura 3.11.



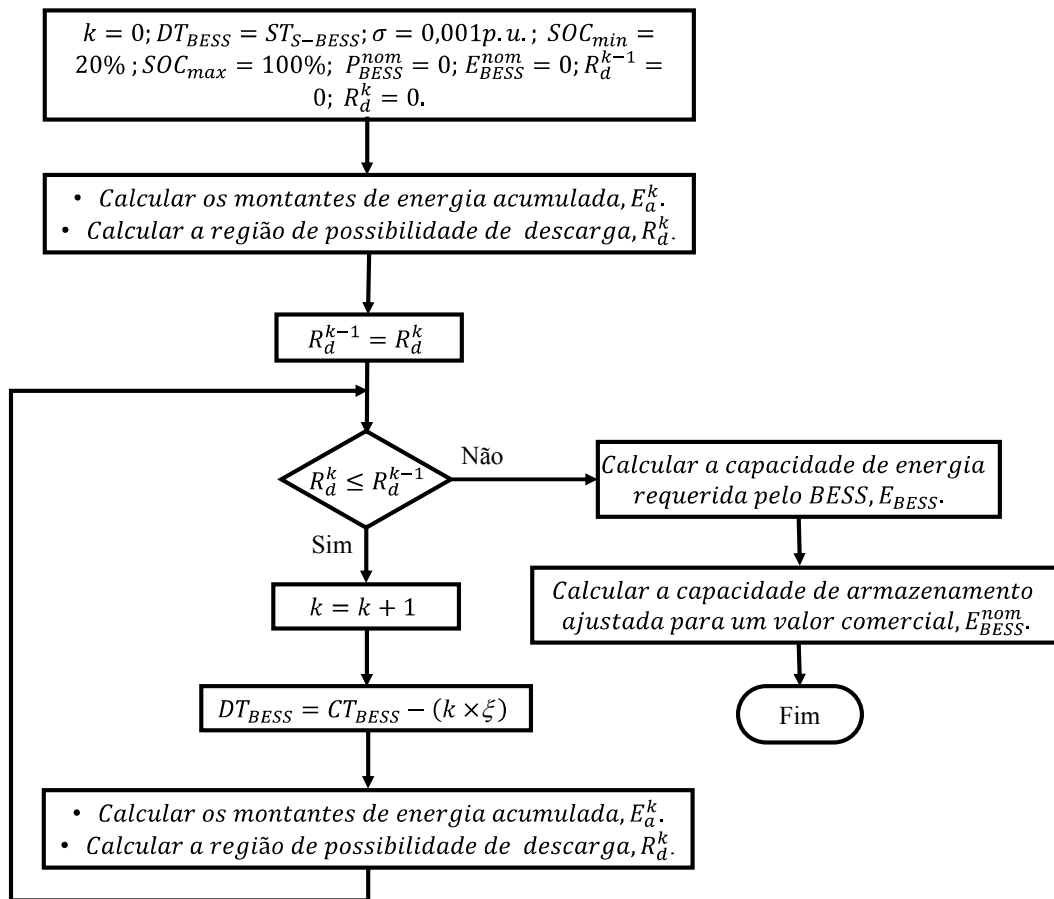


Figura 3.11. Fluxograma do processo de ajuste do limiar de descarregamento e dimensionamento da capacidade de armazenamento do BESS.

### 3.3.5. Inserção do S-BESS no PET

Levando em consideração as seções anteriores, a seguir são descritos, os passos utilizados para inserir o armazenamento de energia no planejamento da transmissão a partir do modelo conjunto S-BESS:

- 1) Ler as séries históricas de geração,  $P_S$ , e de perfil de demanda,  $P_L$ , para obter as respectivas séries de potência líquida disponível nas barras de geração renovável;
- 2) Obter o conjunto de valores de potência líquida que provocam desperdício de energia,  $P_{liq}^{EWES}$ , e as respectivas séries de potência líquida nas barras de geração renovável,  $P_{liq}^S$ , por meio da ferramenta FPC, conforme [9,10];

- 3) Ler os parâmetros do BESS comercial (limites do estado de carga, capacidade de potência e energia);
- 4) Definir os limiares operativos (carregamento e descarregamento) e dimensionar a capacidade do BESS associado a cada barra de geração renovável;
- 5) Obter uma nova série de despacho de energia nas barras de geração renovável associadas à operação conjunta S-BESS;
- 6) Calcular o índice de desperdício de energia renovável,  $EWES_T^{BESS}$ , associado às restrições no sistema de transmissão, com as séries de despacho de energia do conjunto S-BESS;
- 7) Fazer um estudo de custo benefício, para cada BESS dimensionado no passo 6, em relação à receita recuperada pelo não desperdício de energia renovável.

Na Figura 3.12 é apresentado o fluxograma básico da metodologia proposta.

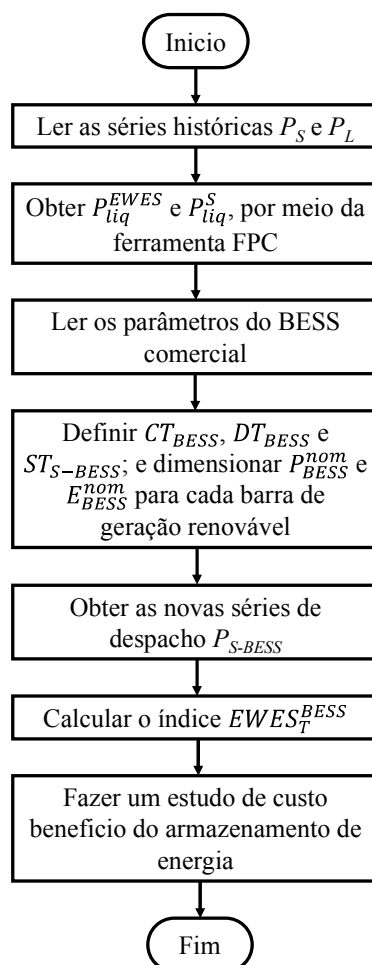


Figura 3.12. Fluxograma da metodologia proposta.

### 3.3.6. Avaliação da viabilidade econômica do BESS

A seguir, são descritos os passos que permitem determinar se o armazenamento de energia aplicado na minimização do desperdício de energia renovável no sistema é economicamente viável. Considerando que um equipamento é economicamente viável quando os investimentos realizados neste são recuperados ao longo do seu ciclo de vida.

- 1) Determinar o valor presente  $VP$  ou valor atual do armazenamento de energia, conforme Equação (3.11).

$$VP = CA \times E_{BESS}^{nom} \quad (3.11)$$

em que  $CA$  é o custo de armazenamento de energia e  $E_{BESS}^{nom}$  a capacidade de armazenamento do BESS.

- 2) Calcular o valor do investimento anualizado em função do ciclo de vida do BESS ( $N_y$ ) e a taxa de desconto  $i$ , conforme Expressão (3.12),

$$Custo\ Inv\ Anual_{BESS} = VP \frac{i(1+i)^{N_y}}{(1+i)^{N_y} - 1} \quad (3.12)$$

- 3) Determinar o custo total do armazenamento de energia, considerando os custos de investimento anuais ao longo do período de vida útil do BESS, utilizando a Equação (3.13).

$$Custo\ Inv\ Total_{BESS} = N_y \times Custo\ Inv\ Anual_{BESS} \quad (3.13)$$

- 4) Calcular a diferença no custo anual médio de produção do sistema após inserir o armazenamento de energia, dada pela Equação (3.14),

$$\Delta\ Custo\ Prod\ Anual_{BESS} = (EWES_T - EWES_T^{BESS}) \times \Delta\ Custo\ Prod \quad (3.14)$$

em que  $\Delta\ Custo\ Prod$  é a diferença média unitária entre o custo de produção de uma unidade térmica e o custo de uma unidade renovável, dado em U\$/MWh;  $EWES_T$  e  $EWES_T^{BESS}$  correspondem ao índice de desperdício renovável sem e

com armazenamento de energia, respectivamente. Essa diferença entre os índices representa o montante médio de energia renovável que foi aproveitado após inserir o BESS.

- 5) Verificar a viabilidade econômica do armazenamento de energia. Para isso é calculada a relação de custo benefício  $RCB_{BESS}$ , conforme Equação (3.15). Portanto, quando o  $RCB_{BESS}$  é maior que 1, pode-se dizer que a adição do BESS garante um benefício de longo prazo pelo investimento realizado.

$$RCB_{BESS} = \frac{\Delta \text{Custo Prod Anual}_{BESS}}{\text{Custo Inv Anual}_{BESS}} \quad (3.15)$$

### 3.4. Conclusões

Este capítulo apresentou uma nova metodologia para o planejamento da expansão da transmissão com elevada participação de fontes renováveis, inserindo armazenadores de energia do tipo BESS. Inicialmente, foram apresentadas as características mais importantes dos BESS que cumprem com os requerimentos para aplicações no sistema de transmissão. A seguir, foi apresentado um procedimento para dimensionamento do BESS com objetivo de reduzir o desperdício de energia renovável.

A metodologia proposta baseia-se no controle da potência líquida disponível nas barras de geração renovável através da aplicação de BESS. Isso permite minimizar o desperdício de energia renovável causado pelas restrições no sistema de transmissão. A metodologia leva em conta o perfil de demanda, além de maximizar a vida útil dos armazenadores de energia, ajustando o momento mais adequado da descarga do BESS. A modelagem por meio de séries históricas permite avaliações rápidas a respeito da viabilidade de se utilizar armazenadores de energia, mesmo em programas que ainda não possuem a modelagem adequada para este tipo de equipamento.

A estratégia de operação desenvolvida prioriza o processo de carga dos BESS para armazenar a energia que não pode ser transportada pelas linhas de transmissão.

Para isso, o descarregamento dos armazenadores deve ocorrer o mais rápido possível, respeitando seus limites de capacidade de potência e energia, além de evitar oscilações de carga e descarga. Vale salientar que ao priorizar o descarregamento precoce do BESS, não é garantida uma oferta mínima de energia nos momentos de baixa oferta de energia renovável. No entanto, isto não deve prejudicar o sistema que já conta com um baixo fator de capacidade das usinas eólicas.

## 4

# Simulações e Resultados

### 4.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados e discutidos os principais resultados da utilização de baterias como elementos armazenadores para promover a minimização do desperdício de energia renovável, conforme metodologia proposta. Além disso, busca-se avaliar a viabilidade econômica dos BESS para esse tipo de aplicação. A metodologia foi aferida por meio de estudos de casos utilizando o sistema RTS96REN [77].

### 4.2. Características do sistema elétrico

O sistema teste RTS96REN é uma versão modificada do sistema teste RTS96 (*IEEE reliability test system 1996*) [78], cuja modificação consiste na substituição de 3.150 MW pertencentes a fontes de geração térmica (31 % da capacidade instalada) por fontes de geração eólica e novas fontes de geração hidráulica. Passando de uma capacidade instalada de 10.215 MW para 13.996 MW, onde a quantidade de unidades eólicas e de novas hidráulicas foram obtidas por meio de estatísticas das séries históricas de vento e hidrologia, garantindo, na média, a mesma capacidade de produção e confiabilidade do sistema original, conforme Tabela 4.1. Dessa forma, obtém-se um sistema com elevada participação de fontes renováveis, onde o sistema de transmissão não foi alterado sendo mantida a curva de carga original [79]. Na Figura 4.1 são apresentadas as modificações realizadas numa das áreas do sistema.

Um fator de aproveitamento médio das fontes eólicas preservará o comportamento do sistema original. Por outro lado, um fator de aproveitamento elevado (condição de vento favorável) causará problemas de escoamento de energia renovável pela rede de transmissão. Neste caso, há duas soluções para garantir melhor

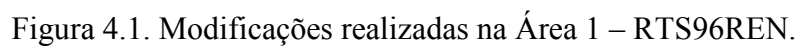
aproveitamento da energia eólica, investir em novos reforços na transmissão, ou investir em armazenadores de energia. A metodologia proposta neste trabalho permite especificar os armazenadores de energia requeridos para evitar o desperdício de energia renovável sem alterações no sistema de transmissão, considerando cada usina eólica.

Tabela 4.1. Fontes térmicas substituídas por eólicas e novas hidráulicas

Barra	RTS96			Tipo	RTS96REN		
	Unidades	Capacidade (MW)			Unidades	Capacidade (MW)	
		Por unidade	Total			Por unidade	Total
101	2	76	152	Eólica	319	2,5	797,5
102	2	76	152	Hidráulica	2	84,0	168,0
113	3	197	591	Hidráulica	3	212,0	636,0
115	1	155	155	Eólica	325	2,5	812,5
201	2	76	152	Eólica	181	2,5	452,5
202	2	76	152	Hidráulica	2	80,0	160,0
213	3	197	591	Hidráulica	3	253,0	759,0
215	1	155	155	Eólica	184	2,5	460,0
301	2	76	152	Eólica	285	2,5	712,5
302	2	76	152	Hidráulica	2	96,0	192,0
313	3	197	591	Hidráulica	3	352	1.056,0
315	1	155	155	Eólica	290	2,5	725,0
Total	-		3150	-			6.931,0

As séries históricas das unidades hidráulicas e eólicas são representadas por cinco séries anuais e três regiões geográficas distintas. Tais séries permitem representar as características específicas de cada região e seus diferentes comportamentos anuais.

As séries hidrológicas utilizadas para as unidades hidráulicas apresentam valores percentuais referentes à média mensal dos volumes armazenados nos respectivos reservatórios e foram extraídos de sistemas reais, conforme [80]. Por outro lado, as séries de geração eólica são constituídas de médias horárias, devido à sua alta variabilidade no tempo.



Os dados das séries eólicas foram obtidos no instituto de meteorologia e pesquisa da Holanda [81], onde foram escolhidas estações de três regiões diferentes da Holanda (oeste, norte e sul) que apresentam condições favoráveis à instalação de centrais eólicas para representar as três regiões do sistema RTS96REN. Na Figura 4.2 é apresentada a média móvel mensal de disponibilidade de energia para cada uma das três regiões do sistema, cuja média anual é 0,3125 pu.



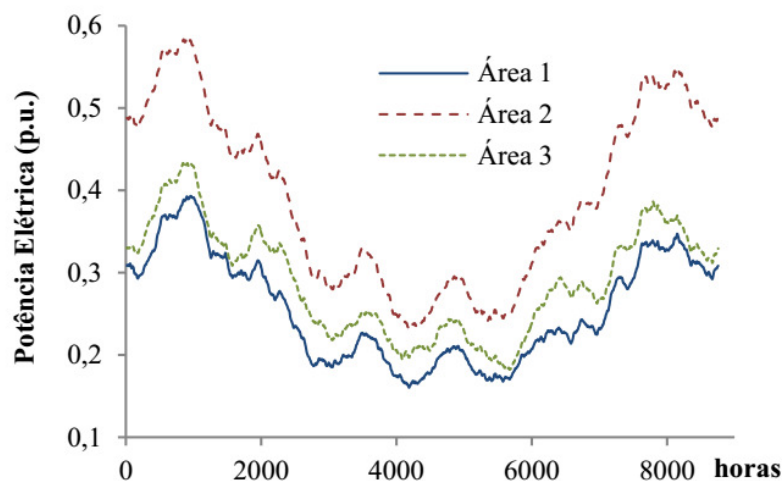


Figura 4.2. Média móvel mensal das séries eólicas por área.

#### 4.3.

#### Características do sistema de armazenamento de energia

Para a avaliação da metodologia será utilizado um sistema de armazenamento comercializado pela companhia Tesla, Inc., denominado Powerpack [82]. Cada Powerpack contém 16 compartimentos para baterias de lítio, na Tabela 4.2 mostram-se as especificações gerais destes dispositivos.

Cada BESS requerido no sistema será formado por vários módulos de Powerpack, cada módulo possui uma capacidade nominal de 0,05 MW e 0,2 MWh. Para o estado de carga, SOC, será definida a faixa de 20% a 100% da capacidade nominal do BESS. Portanto, será assumida uma profundidade máxima de descarga de 80%.

Tabela 4.2. Especificações gerais do BESS comercial [82].

Tensão de CA	380 a 480 V, trifásica
Comunicações	Modbus TCP/IP, DNP3
Potência	50 kW (CA) por Powerpack
Potência escalável do inversor	De 50 kVA a 625 kVA (a 480 V)
Profundidade de descarga	100%
Dimensões	Powerpack Comprimento: 1308 mm Largura: 822 mm Altura: 2185 mm Peso: 1622 kg (3575 lbs) Inversor industrial Comprimento: 1014 mm Largura: 1254 mm Altura: 2192 mm Peso: 1200 kg (2650 lbs)
Capacidade energética	210 kWh (CA) por Powerpack
Temperatura de funcionamento	-22°F a 122°F / -30°C a 50°C
Caixas	Compartimentos: IP67 Powerpack: IP35/NEMA 3R Inversor: IP66/NEMA 4
Eficiência do sistema (CA)*	88% de retorno (sistema de 2 horas) 89% de retorno (sistema de 4 horas)
Certificações	Certificações acreditadas a nível nacional para a segurança internacional, compatibilidade eletromagnética, legislação ambiental e de serviços.
*Energia útil fornecida a uma temperatura ambiente de 25°C (77°F) incluindo o controle térmico.	

#### 4.4. Resultados

Levando-se em consideração que a ferramenta apresentada na Seção 2.5 deste trabalho propõe três reforços no sistema de transmissão para minimizar o desperdício de energia eólica no sistema RTS96REN, serão considerados quatro casos de estudo para inserção de armazenadores de energia, conforme Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Descrição dos estudos de caso.

Caso	Descrição
Caso 1	Sistema RTS96REN sem reforços na rede de transmissão.
Caso 2	Sistema RTS96REN com um reforço na rede de transmissão (linha 101-102).
Caso 3	Sistema RTS96REN com dois reforços na rede de transmissão (linhas 101-102 e 301-302).
Caso 4	Sistema RTS96REN com três reforços na rede de transmissão (linhas 101-102, 301-302, 101-105 e 105-110).

#### 4.4.1. Caso 1

O primeiro estudo de caso refere-se ao sistema RTS96REN original, ou seja, sem adição de reforços no sistema de transmissão. Com essa configuração base, os índices de desperdício de energia renovável são avaliados por meio da ferramenta FPC, usando um coeficiente de incerteza de 3% para o índice  $EWES_T$ . Sendo esse o índice de maior interesse para o planejamento do sistema de transmissão, pois demonstra a relação existente entre o desperdício de energia e as restrições na rede. Os índices de desperdício de energia para essa configuração são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 1.

$EWES_{G\&T}$ (GWh/ano)	$EWES_G$ (GWh/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
140,872	11,969	129,102

Nesta avaliação inicial também são obtidas as potências líquidas disponíveis que provocam desperdício de energia,  $P_{liq}^{EWES}$ , em cada barra de geração renovável; consequentemente, são determinados os limiares de fornecimento do conjunto S-BESS de cada barra, sendo este definido como o valor mínimo de potência líquida que pode provocar desperdício de energia renovável. Tais limiares são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 1.

Barra	STs-BESS [pu]
101	0,52
115	1,00
201	0,90
215	1,00
301	0,57
315	1,00

Pode-se observar que três das seis barras de geração eólica do sistema não possuem limitações no fornecimento de potência, pois um limiar de fornecimento igual a 1 pu indica que tais usinas não provocam desperdício de energia, mesmo na condição de elevada oferta. As barras 101 e 301 apresentam limiares mais baixos em relação à barra 201, pois provocam maior desperdício.

Considerando os resultados da Tabela 4.5, são dimensionados BESS apenas para as barras 101, 201 e 301. Inicialmente, o dimensionamento do BESS requerido em cada barra de geração renovável é realizado considerando a máxima energia acumulada,  $CP_{E_a} = 1$ , obtida por meio de uma simulação aproximada da operação do BESS para diferentes probabilidades de cobertura das potências líquidas que provocam desperdício,  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$ . Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6. BESS para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$  – Caso 1.

$CP_{P_{liq}^{EWES}}$	$P_{BESS}^{nom}$ [MW]			$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	$EWES_T^{BESS}$ [GWh/ano]	RCB
	Barra 101	Barra 201	Barra 301			
1,0	338	4	266	50.392	0,848	0,0036
0,9	246	4	175	32.312	15,545	0,0050
0,8	218	4	149	29.684	28,606	0,0048
0,7	185	3	128	27.296	43,086	0,0045
0,6	157	3	112	25.784	53,044	0,0042

Nota-se que o desperdício de energia renovável no sistema diminui à medida que a capacidade de armazenamento aumenta. O caso em que  $CP_{E_a} = 1$  e  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 1$  corresponde a um caso sobredimensionado para atender a condição de não desperdício, sendo o caso que apresentou menor RCB. Na Figura 4.3 é apresentado um gráfico do custo de investimento e da variação no custo de produção em relação à capacidade de armazenamento dimensionada para o BESS. Percebe-se que o custo de investimento é linearmente proporcional à capacidade de armazenamento. Porém, a variação no custo de produção anual sofre uma saturação na medida em que se aumenta a capacidade de armazenamento. Essa saturação na variação do custo de produção está relacionada com os estados do sistema em que ocorre desperdício de energia renovável. Como alguns estados de desperdício são pouco prováveis, a relação entre o dimensionamento do BESS e a minimização do desperdício começa a diminuir e tal comportamento é observado no custo de produção.

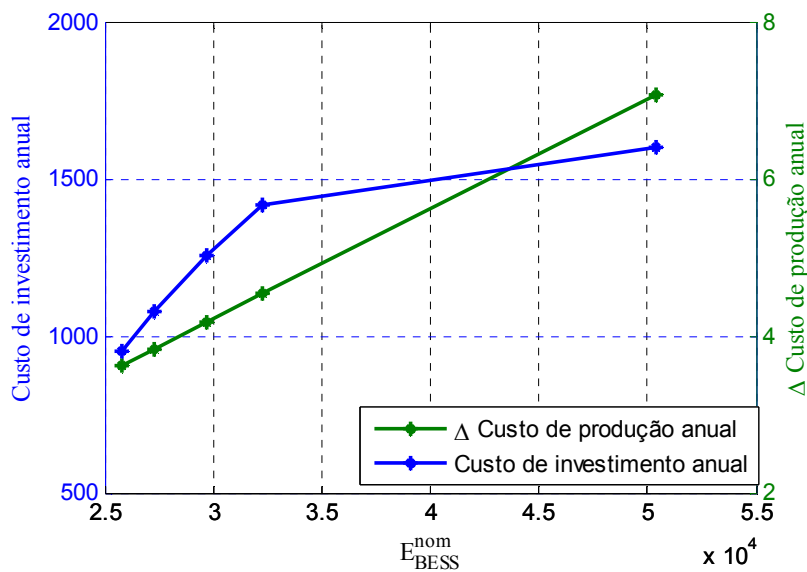


Figura 4.3. Relação custo – capacidade de armazenamento.

Desta forma, deve-se optar pela alternativa que apresentar a melhor relação de custo benefício, RCB. A Figura 4.4 apresenta um gráfico de tendência da RCB para os casos simulados. Note que a alternativa considerando  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$  foi a

mais atrativa para esta configuração do sistema. A Tabela 4.7 apresenta os limiares operativos (carregamento e descarregamento) para esta alternativa.

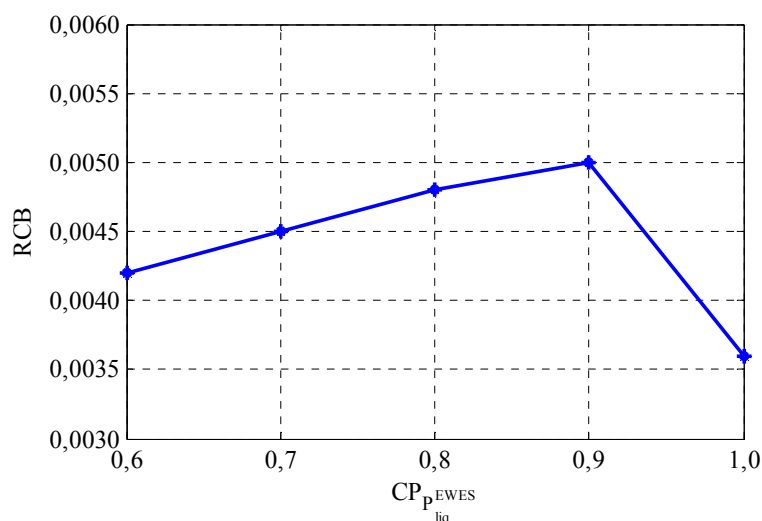


Figura 4.4. RCB para  $CP_{E_a}=1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$  – Caso 1.

Tabela 4.7. Limiares operativos do BESS – Caso 1.

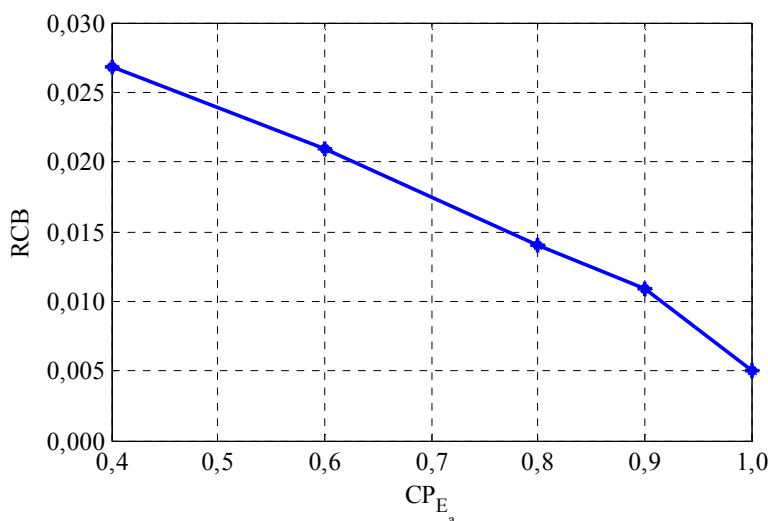
Barra	CT <sub>BESS</sub> [pu]	DT <sub>BESS</sub> [pu]
101	0,60	0,47
201	0,90	0,20
301	0,67	0,46

Conforme Tabela 4.6, verifica-se que para esta configuração do sistema o índice EWES<sub>T</sub> reduziu de 129,10 para 15,55 GWh/ano. No entanto, a capacidade de armazenamento do BESS,  $E_{BESS}^{nom}$ , ainda encontra-se sobredimensionada em função da consideração inicial de atender ao máximo montante acumulado de energia. Nota-se que todas as alternativas apresentam RCBs muito abaixo de 1.

Em seguida são realizadas novas simulações, fixando a  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$  em 0,9 e considerando diferentes  $CP_{E_a}$ . Os resultados são apresentados na Tabela 4.8, sendo a variação da RCB ilustrada graficamente na Figura 4.5.

Tabela 4.8. BESS para  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,9$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 1.

$CP_{E_a}$	$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	$EWES_T^{BESS}$ [GWh/ano]	RCB	Custo viável [US\$/kWh]
1,0	32.312	15,545	0,0050	1,3365
0,9	13.488	25,429	0,0109	2,9231
0,8	9.420	36,307	0,0140	3,7463
0,6	5.068	54,600	0,0209	5,5906
0,4	3.384	65,522	0,0268	7,1453

Figura 4.5. RCB para  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,9$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 1.

Verifica-se que a instalação de sistemas de armazenamento com o objetivo de evitar completamente o desperdício de energia renovável é a alternativa que apresenta menor RCB. Pois, tanto a  $P_{liq}^{EWES}$ , como a  $E_a$ , apresentam alguns valores pouco prováveis, em função da variabilidade das fontes eólicas, que não justificam ser considerados. Por outro lado, à medida que são considerados estados mais prováveis, a RCB vai aumentando e o BESS pode se tornar competitivo.

De acordo com os resultados da Tabela 4.8, os custos viáveis para utilização dos BESS são bem inferiores a 267 e a 50 US\$/kWh, correspondentes ao menor custo encontrado para baterias de lítio [13] e o menor custo encontrado para armazenadores do tipo BESS [69], respectivamente. Embora, a identificação de nichos de mercado para comercialização de baterias em larga escala, associado a novas tecnologias, pode reduzir consideravelmente o custo futuro.

Caso os armazenadores atinjam custos dentro daqueles encontrados na Tabela 4.8, seu uso começa a ficar atrativo. Por exemplo, se o custo do BESS cair para 5 US\$/kWh, a alternativa considerando  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,9$  e  $CP_{E_a} = 0,6$  seria viável, com uma RCB de 1,12.

Considerando essa alternativa, as séries históricas originais de geração eólica,  $P_S$ , são modificadas pela operação do conjunto S-BESS. Assim, uma nova série de capacidade é obtida para cada barra de geração eólica para o conjunto S-BESS. A Figura 4.6 ilustra o comportamento de  $P_S$  (linha azul) e  $P_{S-BESS}$  (linha verde), durante um intervalo de tempo. Nota-se que os picos azuis resultantes após sobrepor as duas séries representam os montantes de potência que geram desperdício de energia renovável. Na série  $P_{S-BESS}$ , esses montantes de potência são armazenados pelos BESS e aproveitados nos períodos de menor disponibilidade de vento. Em vermelho, tem-se a série  $P_{liq}^{S-BESS}$  que conforme sua definição fornece potência líquida (geração menos carga) na barra após a inserção do BESS.



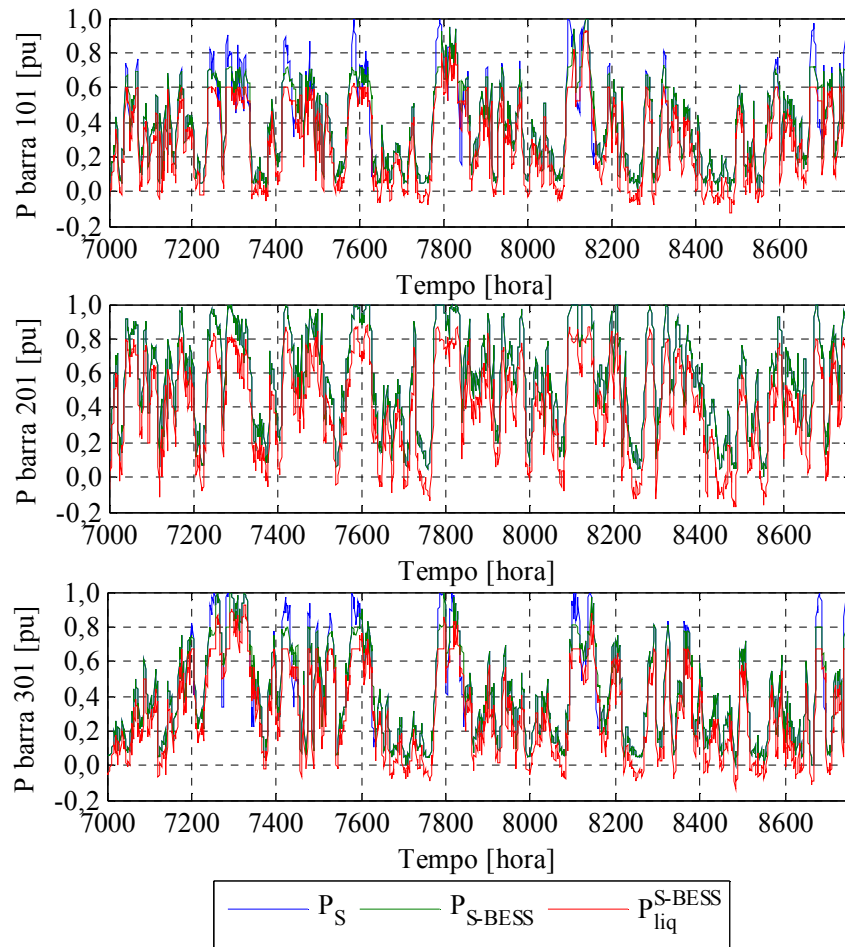


Figura 4.6. Séries de geração com e sem BESS - Caso 1.

Na Figura 4.7 é apresentado o comportamento de  $P_{liq}^{S-BESS}$  em cada barra após operação do conjunto S-BESS. Nota-se que com o BESS o limiar de carregamento é respeitado nas três barras, sendo mais perceptível nas barras 101 e 201, em função do baixo limiar encontrado nessas barras.

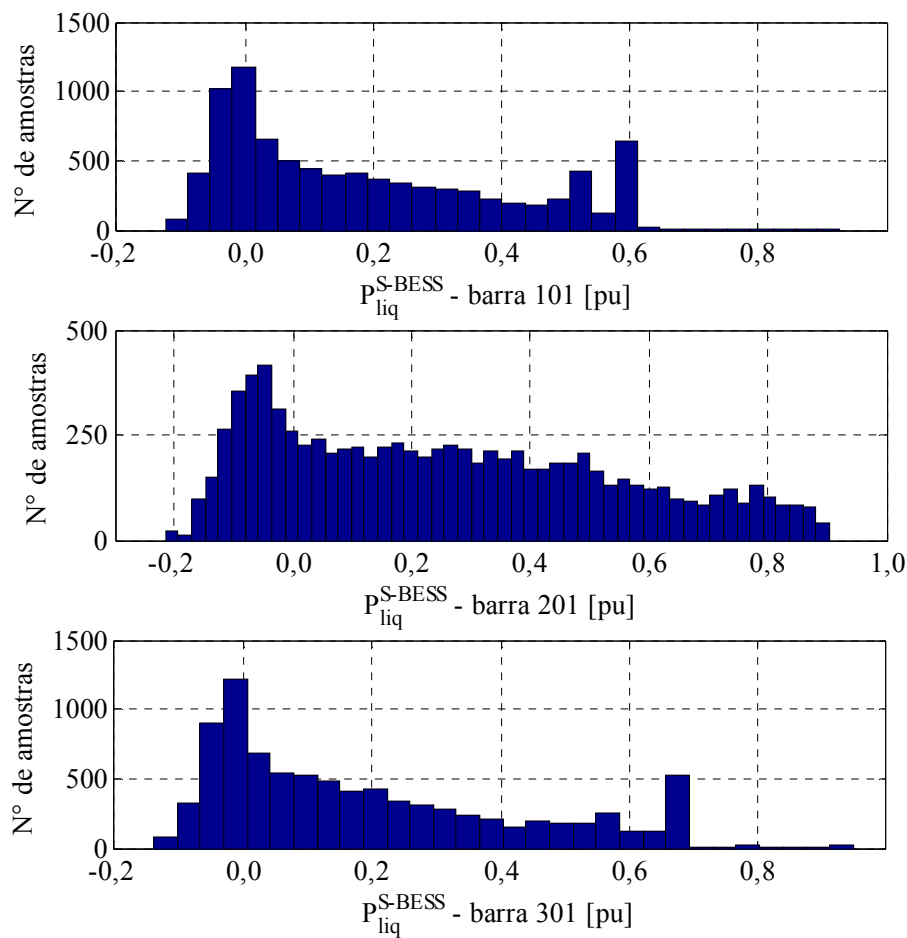


Figura 4.7. Histogramas de potência líquida com BESS - Caso 1.

#### 4.4.2. Caso 2

Trata-se de uma modificação do Caso 1, em que a capacidade de transporte desde a barra 101 é aumentada por meio da adição de um reforço na linha de transmissão 101-102. Dessa forma, o sistema é inicialmente avaliado em termos de desperdício de energia por meio dos índices calculados pela ferramenta FPC e cujos resultados são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 2.

<b>EWES<sub>G&amp;T</sub> (GWh/ano)</b>	<b>EWES<sub>G</sub> (GWh/ano)</b>	<b>EWES<sub>T</sub> (GWh/ano)</b>
76,619	11,264	65,418

O conjunto  $P_{liq}^{EWES}$  também é obtido por meio do FPC para cada uma das barras de geração eólica do sistema. Consequentemente, é possível determinar o limiar de fornecimento do conjunto S-BESS associado a cada barra geradora, cujos valores são mostrados na Tabela 4.10. Nota-se que mesmo que as barras com desperdício de energia renovável continuem sendo as mesmas do Caso 1, a barra 101 apresenta um incremento no seu limiar de fornecimento, em relação ao caso anterior. Isso é interpretado como uma redução do desperdício de energia renovável nessa barra após da adição do reforço no sistema de transmissão. Observa-se também uma redução dos limiares de fornecimento das barras 201 e 301, que sinalizam um aumento no seu desperdício de energia. Essas flutuações nos limiares podem ocorrer em função da alocação do reforço e a ordem no despacho das fontes renováveis de geração eólica. Levando em consideração que no caso do FPC, o despacho de energia eólica começa pelo gerador da barra 101 e o reforço feito na rede de transmissão corresponde a uma linha com ligação nessa barra.

Tabela 4.10. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 2.

Barra	ST <sub>S-BESS</sub> [pu]
101	0,73
115	1,00
201	0,84
215	1,00
301	0,49
315	1,00

Na Tabela 4.11 são apresentados os resultados obtidos no processo de dimensionamento do BESS considerando a máxima energia acumulada,  $CP_{E_a} = 1$ , e diferentes probabilidades de cobertura de  $P_{liq}^{EWES}$ ,  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$ . Nota-se que o incremento no desperdício de energia provocado nas barras 201 e 301 é refletido na capacidade de armazenamento requerida pelo sistema, sendo maior que a apresentada no Caso 1. Embora, isso aconteça apenas para a condição de não desperdício, ou seja, na alternativa com  $CP_{E_a} = 1$  e  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 1$ . Por tanto, pode-se dizer que mesmo que existam

amostras de potência líquida de grande magnitude provocando desperdício de energia nas barras 201 e 301, estas possuem uma probabilidade de ocorrência baixa, de tal forma que são desconsideradas nas outras alternativas.

Tabela 4.11. BESS para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  – Caso 2.

$CP_{P_{liq}}^{EWES}$	$P_{BESS}^{nom}$ [MW]			$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	$EWES_T^{BESS}$ [GWh/ano]	RCB
	Barra 101	Barra 201	Barra 301			
1,0	171	30	320	51.884	0,166	0,0018
0,9	135	22	176	20.096	7,665	0,0041
0,8	114	16	151	18.148	13,895	0,0040
0,7	100	10	129	15.952	21,500	0,0039
0,6	86	7	114	15.668	27,204	0,0035

A variação da RCB é ilustrada na Figura 4.8. Destaca-se que a alternativa associada ao dimensionamento do BESS considerando  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$  apresenta a maior RCB. Portanto, é considerada como a alternativa mais atrativa para esta configuração do sistema, de forma similar ao Caso 1. Os limiares de carregamento e descarregamento obtidos para essa alternativa são apresentados na Tabela 4.12.

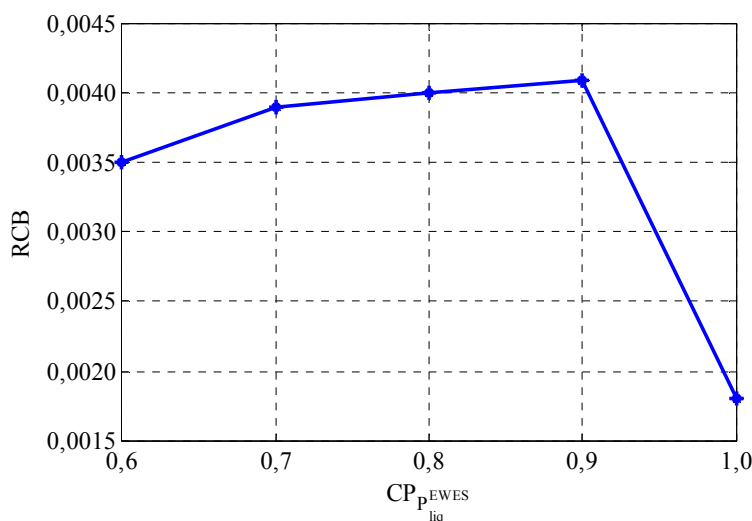


Figura 4.8. RCB para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  – Caso 2.

Tabela 4.12. Limiares operativos do BESS – Caso 2.

Barra	CT <sub>BESS</sub> [pu]	DT <sub>BESS</sub> [pu]
101	0,76	0,38
201	0,86	0,81
301	0,67	0,40

A alternativa escolhida consegue uma minimização de 88,3% do desperdício de energia renovável provocado por restrições no sistema de transmissão (EWES<sub>T</sub>), passando de 65,42 para 7,67 GWh/ano. O dimensionamento do BESS encontra-se ainda sobredimensionado ao assumir o atendimento do máximo montante acumulado de energia. Portanto, são realizadas novas simulações fixando a  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  em 0,9 e considerando diferentes  $CP_{E_a}$ . Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.13 e a variação em quanto a RCB é ilustrada na Figura 4.9.

Tabela 4.13. BESS para  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 2.

$CP_{E_a}$	$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	EWES <sub>T</sub> <sup>BESS</sup> [GWh/ano]	RCB	Custo viável [US\$/kWh]
1,0	20.096	7,665	0,0041	1,0929
0,9	9.300	12,173	0,0082	2,1723
0,8	6.560	18,039	0,0103	2,7467
0,6	3.280	30,296	0,0153	4,0723
0,4	2.036	38,334	0,0189	5,0590

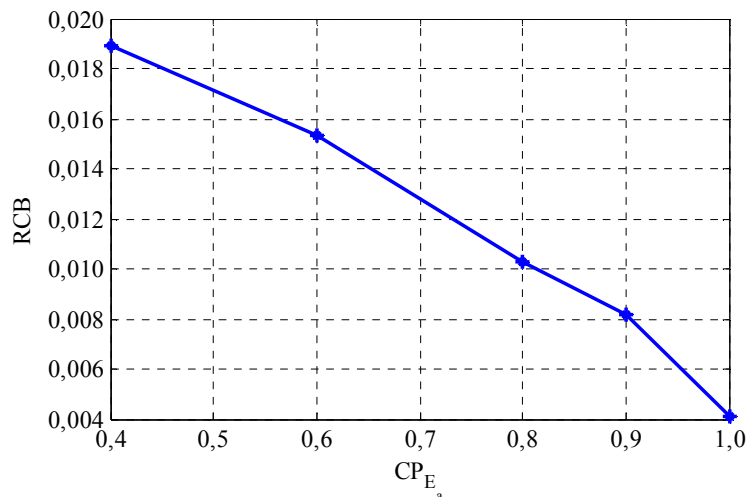


Figura 4.9. RCB para  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,9$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 2.

Destaca-se que as RCBs apresentadas para esta configuração do sistema são menores as obtidas para o caso sem reforços no sistema de transmissão, como consequência dos efeitos da linha inserida na minimização do desperdício de energia. Supondo o custo de investimento do BESS sugerido no Caso 1, de 5 US\$/kWh, a alternativa considerando  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,9$  e  $CP_{E_a} = 0,4$  seria economicamente viável, com uma RCB de 1,01.

Assim, assumindo essa alternativa como a escolhida, são obtidas as novas séries de capacidade de potência,  $P_{S-BESS}$ . Na Figura 4.10 são apresentadas as séries  $P_S$  (azul) e  $P_{S-BESS}$  (verde) durante um período de 1.760 horas. Destaca-se o aumento da potência líquida disponível (vermelho) na barra 101 em relação ao Caso 1 (Figura 4.6), causado pela adição do reforço na linha 101-102.

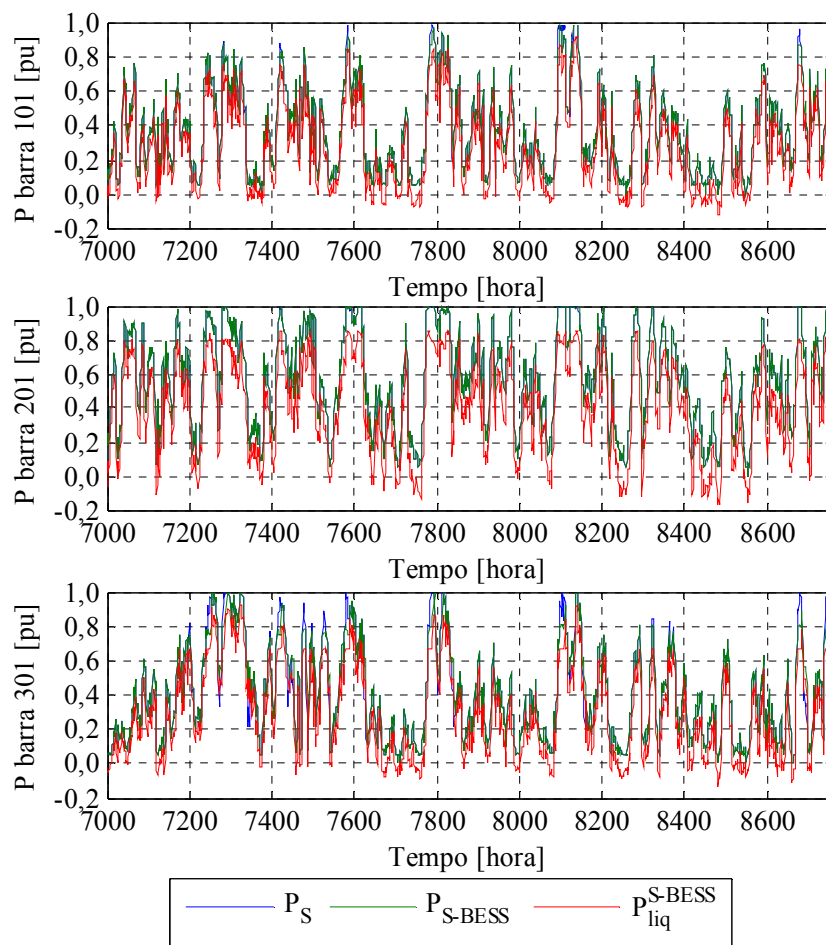


Figura 4.10. Séries de geração com e sem BESS - Caso 2.

Na Figura 4.11 são apresentados os histogramas de potência líquida em cada uma das barras de geração eólica com problemas de desperdício de energia renovável, conferindo que nas três barras parte das amostras são limitadas pelo limiar de carregamento do BESS para evitar o escoamento de energia renovável.

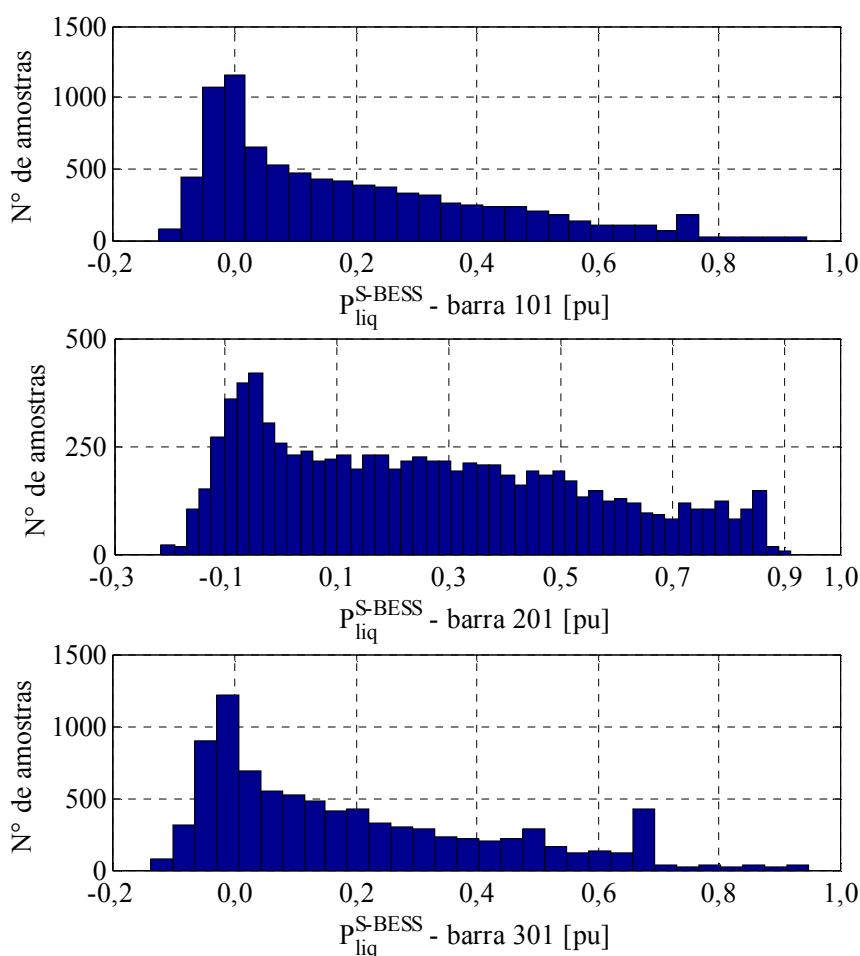


Figura 4.11. Histogramas de potência líquida com BESS - Caso 2.

#### 4.4.3. Caso 3

Trata-se de uma modificação do Caso 2, em que é adicionado um reforço na linha entre as barras 301-302 para aumentar a capacidade de transporte desde a barra geradora 301. Portanto, este estudo de caso contém dois reforços a mais do que no Caso 1 (sistema base), as linhas entre as barras 101-102 e 301-302. A partir dessa configuração, o sistema é avaliado por meio do FPC para determinar seu estado em termos de desperdício de energia sem armazenamento, na Tabela 4.14 são apresentados os resultados obtidos após avaliação.



Tabela 4.14. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 3.

<b>EWES<sub>G&amp;T</sub> (GWh/ano)</b>	<b>EWES<sub>G</sub> (GWh/ano)</b>	<b>EWES<sub>T</sub> (GWh/ano)</b>
30,829	10,921	20,058

Seguidamente, o limiar de fornecimento do conjunto S-BESS é determinado para cada barra de geração eólica, após obter as amostras de potência líquida que provocam desperdício, por meio da ferramenta FPC, os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 3.

<b>Barra</b>	<b>ST<sub>S-BESS</sub> [pu]</b>
101	0,71
115	1,00
201	0,81
215	1,00
301	0,83
315	1,00

Pode-se observar que as barras de geração eólica com aportes ao desperdício de energia renovável no sistema continuam sendo as mesmas dos Casos 1 e 2. Além disso, nota-se que o limiar de fornecimento do S-BESS da barra com ligação ao novo reforço (barra 301) aumentou consideravelmente, o que indica uma redução no seu desperdício de energia. Por outro lado, as barras 101 e 201 apresentaram uma redução mínima no seu limiar, com respeito aos resultados obtidos no Caso 2.

Na Tabela 4.16 são apresentadas várias alternativas de dimensionamento dos BESS, considerando a máxima energia acumulada,  $CP_{E_a} = 1$ , e diferentes  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ . Salienta-se o impacto positivo que apresenta a adição do novo reforço no desperdício de energia renovável do sistema, reflete diretamente no dimensionamento do BESS.

Tabela 4.16. BESS para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  – Caso 3.

$CP_{P_{liq}}^{EWES}$	$P_{BESS}^{nom}$ [MW]			$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	$EWES_T^{BESS}$ [GWh/ano]	RCB
	Barra 101	Barra 201	Barra 301			
1,0	183	40	75	13.084	0,000	0,0022
0,9	133	36	49	9.056	2,922	0,0027
0,8	114	20	41	7.212	4,788	0,0030
0,7	97	14	35	6.364	6,986	0,0029
0,6	85	8	29	5.496	8,799	0,0029

A Figura 4.12 ilustra o comportamento da RCB após variação na  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ . A alternativa associada ao dimensionamento do BESS considerando  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,8$  apresenta a melhor RCB. Portanto, é considerada como a alternativa mais atrativa para o sistema em análise. Os limiares operativos (carregamento e descarregamento) obtidos para os armazenadores de energia são apresentados na Tabela 4.17.

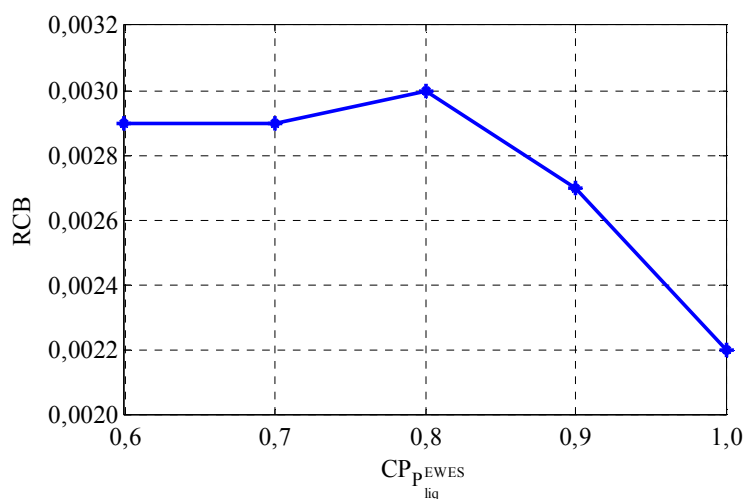
Figura 4.12. RCB para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  – Caso 3.

Tabela 4.17. Limiares operativos do BESS – Caso 3.

Barra	CT <sub>BESS</sub> [pu]	DT <sub>BESS</sub> [pu]
101	0,77	0,41
201	0,85	0,64
301	0,86	0,48

Para esta configuração do sistema, o índice EWES<sub>T</sub> reduziu de 20,05 para 4,79 GWh/ano, representando uma minimização de 76,1% do desperdício de energia renovável. No entanto, para evitar cair num sobredimensionamento ao considerar apenas o acumulado máximo de energia no processo de dimensionamento dos BESS, são realizadas novas simulações, fixando a  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  em 0,8 e considerando diferentes  $CP_{E_a}$ . Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.18, sendo a variação da RCB ilustrada graficamente na Figura 4.13.

Tabela 4.18. BESS para  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,8$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 3.

$CP_{E_a}$	$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	EWES <sub>T</sub> <sup>BESS</sup> [GWh/ano]	RCB	Custo viável [US\$/kWh]
1,0	7.212	4,788	0,0030	0,8052
0,9	3.876	5,675	0,0053	1,4112
0,8	2.640	7,027	0,0070	1,8772
0,6	1.400	10,113	0,0101	2,7015
0,4	700	13,389	0,0136	3,6232

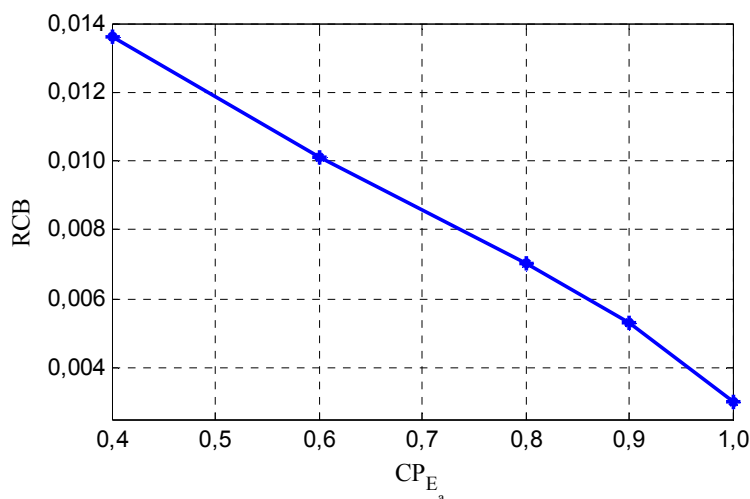


Figura 4.13. RCB para  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,8$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 3.

Mesmo que as capacidades dos BESS sejam dimensionadas para os valores mais prováveis tanto em potência como de energia, a RCB obtida para a alternativa mais atrativa continua sendo muito menor que 1. Nenhuma alternativa é viável para o custo de 5 US\$/kWh, sugerido nos estudos de caso anteriores. Dessa forma, conclui-se que o armazenamento de energia para esta configuração do sistema não é economicamente viável.

#### 4.4.4. Caso 4

Trata-se de uma modificação do Caso 3, em que o corredor conformado pelas linhas de transmissão entre as barras 101-105 e 105-110 é reforçado. Com essa configuração, os índices de desperdício de energia são avaliados por meio da ferramenta FPC, obtendo os resultados apresentados na Tabela 4.19. Nota-se que de forma geral para todos os estudos de casos, o desperdício de energia renovável é muito sensível à adição de reforços no sistema de transmissão. Embora, um desperdício residual de energia é mantido no sistema de transmissão  $EWES_T$  ainda após inserir os reforços que apresentam viabilidade econômica.

Tabela 4.19. Índices de desperdício de energia renovável – Caso 4.

<b>EWES<sub>G&amp;T</sub> (GWh/ano)</b>	<b>EWES<sub>G</sub> (GWh/ano)</b>	<b>EWES<sub>T</sub> (GWh/ano)</b>
13,527	10,903	2,819

Neste estudo de caso, busca-se avaliar se o armazenamento de energia é economicamente viável na minimização desse desperdício residual de energia. Os limites de fornecimento do S-BESS de cada barra são apresentados na Tabela 4.20. Nota-se que o desperdício de energia renovável é aportado apenas pelas barras de geração 201 e 301.

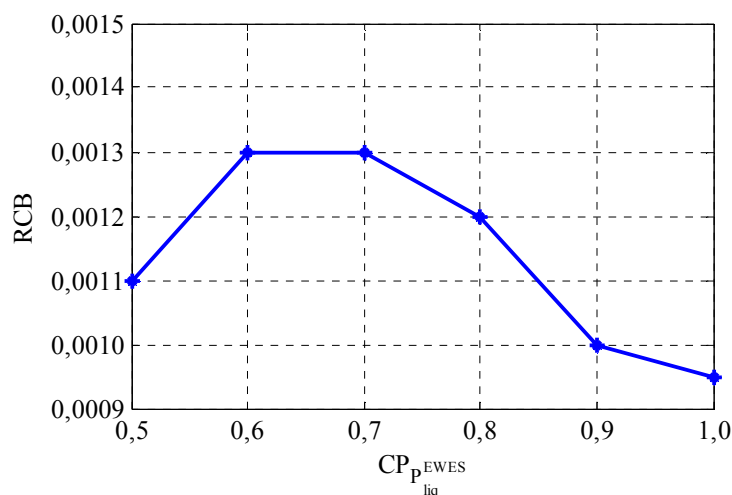
Tabela 4.20. Limiar de fornecimento do S-BESS – Caso 4.

<b>Barra</b>	<b>ST<sub>S-BESS</sub> [pu]</b>
101	1,00
115	1,00
201	0,81
215	1,00
301	0,83
315	1,00

Na Tabela 4.21 são apresentadas as alternativas de dimensionamento do BESS para as barras que apresentam desperdício de energia, considerando  $CP_{E_a} = 1$  e diferentes  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$ , a variação da RCB é ilustrada na Figura 4.14. Observa-se que a capacidade de armazenamento requerida pelo sistema é baixa em relação aos outros estudos de caso. Por outro lado, a energia que se pode recuperar também. Portanto, essa configuração apresenta RCBs ainda menores que nos casos anteriores.

Tabela 4.21. BESS para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  – Caso 4.

$CP_{P_{liq}}^{EWES}$	$P_{BESS}^{nom}$ [MW]		$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	$EWES_T^{BESS}$ [GWh/ano]	RCB
	Barra 201	Barra 301			
1,0	41	71	4.196	0,000	0,0009
0,9	37	46	3.100	0,582	0,0010
0,8	23	38	2.288	0,961	0,0012
0,7	19	32	1.836	1,207	0,0013
0,6	12	27	1.512	1,408	0,0013
0,5	9	21	1.416	1,739	0,0011

Figura 4.14. RCB para  $CP_{E_a} = 1,0$  e variando  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  – Caso 4.

Conforme Figura 4.14, as alternativas mais atrativas para esta configuração são associadas às  $CP_{P_{liq}}^{EWES}$  de 0,6 e 0,7. Os limiares de carregamento e descarregamento obtidos para  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,6$  são mostrados na Tabela 4.22.

Tabela 4.22. Limiares operativos do BESS – Caso 4.

Barra	CT <sub>BESS</sub> [pu]	DT <sub>BESS</sub> [pu]
201	0,87	0,78
301	0,87	0,28

Em seguida, são realizadas novas simulações, fixando a  $CP_{P_{liq}^{EWES}}$  em 0,6 e considerando diferentes  $CP_{E_a}$ . Os resultados são apresentados na Tabela 4.23, sendo a variação da RCB ilustrada na Figura 4.15.

Tabela 4.23. BESS para  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,6$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 4.

$CP_{E_a}$	$E_{BESS}^{nom}$ [MWh]	$EWES_T^{BESS}$ [GWh/ano]	RCB	Custo viável [US\$/kWh]
1,0	1.512	1,486	0,0013	0,3353
0,9	1.044	1,503	0,0018	0,4794
0,8	624	1,660	0,0026	0,7064
0,6	420	1,805	0,0034	0,9182
0,4	156	2,331	0,0045	1,1897

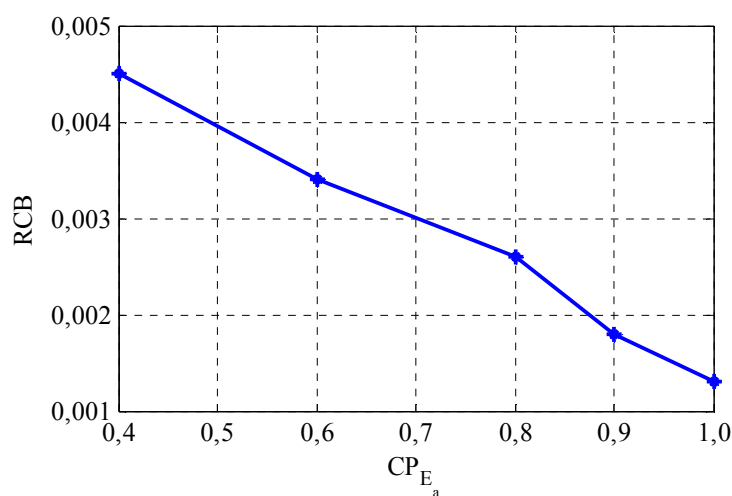


Figura 4.15. RCB para  $CP_{P_{liq}^{EWES}} = 0,6$  e variando  $CP_{E_a}$  – Caso 4.

Nesta configuração, os custos viáveis para investimento em baterias são ainda menores. De forma similar ao Caso 3, nenhuma alternativa é viável, nem para o custo de 5 US\$/kWh, sugerido casos anteriores. Portanto, em função do alto custo, o armazenamento de energia por baterias não é adequado para minimizar o desperdício residual de energia renovável, após a inserção de linhas de transmissão.

#### 4.5. Análise de sensibilidade às incertezas

O grau de sensibilidade da metodologia proposta às variações nas séries de geração renovável (neste caso, geração eólica) pode ser avaliado inserindo uma incerteza nas séries de potência eólica. Para avaliar a robustez da metodologia foram consideradas incertezas nas séries por meio de uma distribuição normal (com média zero e desvio padrão  $\sigma$ ), visando um erro na previsão das condições de vento e mantendo uma capacidade de armazenamento fixa nos BESS. Essa avaliação é realizada para a configuração base do sistema e para a alternativa do Caso 1,  $CP_{P_{liq}}^{EWES} = 0,9$  e  $CP_{E_a} = 0,6$ , considerada viável para o custo de BESS sugerido. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.24.

Tabela 4.24. Análise de sensibilidade às incertezas.

$\sigma$ [%]	EWES <sub>T</sub> [GWh/ano]	EWES <sub>T</sub> <sup>BESS</sup> [GWh/ano]
0	129,10	54,60
2	129,75	54,14
4	131,91	53,74
6	134,26	53,45
8	140,73	53,14
10	146,81	52,68

Verifica-se que com a inserção do BESS, o desperdício de energia renovável se mantém dentro do coeficiente de incerteza da SMC-NS (3%), mesmo inserindo incertezas nas séries de potência eólica. Diferentemente dos resultados obtidos para a configuração base, os erros de previsão não interferem nos índices de desperdício. Tais resultados demonstram que o sistema de armazenamento é eficaz para filtrar os eventuais erros cometidos na previsão de vento, mesmo quando não atendem ao objetivo de mínimo desperdício. Neste caso, os sistemas de armazenamento podem ser úteis para o planejamento dos sistemas elétricos no nível da operação, considerando, por exemplo, garantir viabilidade técnica as implantações de usinas renováveis.



#### **4.6. Conclusões**

Ao longo deste capítulo foi demonstrada a aplicação da metodologia desenvolvida para inserir os BESS no planejamento da expansão do sistema de transmissão para sistemas com elevada penetração de fontes de energia renovável. Baseado num algoritmo que dimensiona e opera os sistemas de armazenamento requeridos no sistema elétrico de tal forma que o desperdício de energia renovável seja minimizado.

A metodologia proposta é capaz de avaliar quais são as barras de geração eólica que provocam desperdício de energia renovável para começar com um processo de dimensionamento e operação dos sistemas de armazenamento requeridos pela rede.

Os resultados apresentados indicam um bom comportamento por parte dos sistemas de armazenamento na redução do desperdício de energia renovável. Portanto, pode-se dizer que os sistemas de armazenamento permitem manter o controle da potência líquida que vai ser transportada pelas linhas de transmissão ligadas à barra de geração eólica, levando em consideração as restrições da rede. Além disso, demonstrou-se uma mínima sensibilidade por parte do algoritmo às incertezas inseridas nas previsões do vento.

A metodologia proposta permite aumentar a competitividade dos BESS na minimização do desperdício de energia ajustando seu dimensionamento de tal forma que os estados pouco prováveis associados à variabilidade das fontes renováveis são descartados, evitando o sobredimensionamento da capacidade de armazenamento. No entanto, os custos de investimento em sistemas de armazenamento ainda são elevados atualmente e, portanto, inviabilizam sua utilização na minimização do desperdício de energia renovável, principalmente quando comparados com os reforços no sistema de transmissão.

## 5 Conclusão

A principal contribuição desta dissertação é a incorporação do armazenamento de energia (*battery energy storage system(s)* – BESS) no planejamento da expansão da transmissão, tratando o problema do desperdício de energia renovável. Para tanto, foi desenvolvida uma modelagem para o sistema de armazenamento de tal forma que este seja incorporado na usina de energia renovável e sua operação seja representada por meio de séries históricas do conjunto gerador-BESS. Essa modelagem permite avaliações rápidas a respeito da contribuição do sistema de armazenamento para melhor aproveitamento de energia renovável. A modelagem leva em consideração, além dos parâmetros do armazenador, as restrições na rede e o perfil de demanda, associado a cada barra de geração renovável. A principal vantagem dessa modelagem é que não precisa fazer modificações na ferramenta computacional utilizada, desde que essa já trabalhe com séries históricas.

O uso de armazenadores em conjunto com as usinas permite aumentar a flexibilidade no despacho de energia renovável, minimizando o desperdício de energia e diminuindo a sensibilidade do despacho frente às incertezas de previsão. Os resultados obtidos demonstram que os sistemas de armazenamento podem substituir a adição de reforços no planejamento da expansão do sistema de transmissão como alternativa de solução na minimização do escoamento da energia renovável nos períodos de elevada oferta.

O sistema de armazenamento que possibilita instalação junto a usinas renováveis sem depender das condições do local é aquele formado por bancos de baterias. No entanto, esse sistema de armazenamento ainda possui custos de investimento e manutenção muito elevados e não são atraentes para sustentar a escolha de sistemas de armazenamento no lugar de linhas de transmissão. Tão pouco permite a redução do desperdício residual, no caso do sistema já planejado, conforme demonstrado num dos casos apresentados nesta dissertação. Isso ocorre, pois o custo

total do sistema de armazenamento supera o custo marginal de substituição de térmica por renovável.

Embora, atualmente os altos custos dos armazenadores de energia limitem potenciais aplicações nos sistemas de potência, espera-se que o contínuo desenvolvimento desta tecnologia gere uma futura diminuição nos seus custos de investimento. O emprego do BESS não apenas permitirá reduzir o desperdício de energia renovável, mas também propiciará uma mínima regulação para a produção proveniente de fontes renováveis intermitentes, tornando mais viável/estável a ampliação de sua participação na matriz energética.

De acordo com os resultados, o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento para reduzir o desperdício é complexo e depende de diversas variáveis como, por exemplo, o despacho econômico; a definição dos limites operativos de carga e descarga; a capacidade de potência nominal do sistema de armazenamento; a vida útil do equipamento; além de considerações a respeito do uso coordenado da energia armazenada. Portanto, como continuação desse trabalho, propõe-se a aplicação de uma metodologia de otimização para a definição dos principais parâmetros do sistema armazenador.

Com base na experiência adquirida no desenvolvimento deste trabalho e nos estudos que foram realizados é possível indicar as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Desenvolver um algoritmo de otimização para melhorar o processo de busca do limiar de descarregamento e dimensionamento dos armazenadores, visando encontrar um balanço ideal entre o custo da capacidade e o custo de vida útil do BESS;
- Utilizar a metodologia proposta para avaliação do planejamento da operação, com o objetivo de definir o sistema de armazenamento para atuar em intervalos menores de tempo. Neste caso, não existe a necessidade de comparação com custos marginais da energia, visto que o objetivo passaria a considerar as possibilidades de controle da energia renovável;
- Desenvolver um modelo onde os sistemas de armazenamento sejam considerados no fluxo de potência como um equipamento individual capaz de fornecer

ou absorver energia, dependendo das necessidades para a minimização do desperdício de energia renovável. Neste caso, a ferramenta computacional deverá ser modificada para a implementação do novo modelo;

- Avaliar o impacto que pode ter a incorporação de sistemas de armazenamento no que se refere à análise de confiabilidade de sistemas de potência.
- Aplicar a metodologia proposta em redes reais utilizando um fluxo de potência AC não linear.

## 6

### Referências bibliográficas

- 1 REN21, RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables 2017 Global status report**. Paris. 2017.
- 2 BLAABJERG, F.; MA, K. Wind energy systems. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 11, p. 2116 - 2161, 2017.
- 3 ROUHANI, A.; HOSSEINI, S. H.; RAOOFAT, M. Composite generation and transmission expansion planning considering distributed generation. **Electrical power and energy systems**, v. 62, p. 792 - 805, 2014.
- 4 THAKURTA, P. G. et al. Increasing transmission grid flexibility by TSO coordination to integrate more wind energy sources while maintaining system security. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 3, p. 1122 - 1130, jul. 2015.
- 5 DU, P. et al. Probabilistic - based available transfer capability assessment considering existing and future wind generation resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 4, p. 1263 - 1271, out. 2015.
- 6 MOEINI-AGHTAIE, M.; ABBASPOUR, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Incorporating large scale distant wind farms in probabilistic transmission expansion planning — part I: theory and algorithm. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, 3, n. 1, ago. 2012. 1585-1593.
- 7 MOEINI-AGHTAIE, M.; ABBASPOUR, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Incorporating large scale distant wind farms in probabilistic transmission expansion planning — part II: case studies. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, 3, n. 1, ago. 2012. 1594-1601.
- 8 QIU, J.; ZHAO, J.; DONG, Z. Y. Probabilistic transmission expansion planning for increasing wind power penetration. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 6, p. 837 - 845, 2017.
- 9 FLÁVIO, S. A. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão com Elevada Participação de Fontes Renováveis**. UNIFEI. Itajubá. 2015. (1).

- 10 LEITE DA SILVA, A. M. et al. Chronological Power Flow for Planning Transmission Systems Considering Intermittent Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2314-2322, 2012.
- 11 UGRANLI, F.; KARATEPE, E. Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 65, p. 348 - 356, 2015.
- 12 BAKER, J. N.; COLLINSON, A. Electrical energy storage at the turn of the millennium. **Power engineering journal**, v. 13, n. 3, p. 107-112, 1999.
- 13 LAZARD. **Lazard's levelized cost of storage – Version 2.0**. [S.l.]. 2016.
- 14 DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—An overview. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 511 - 520, 2009.
- 15 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC. **Electrical energy storage**. Suíça, p. 3-78. 2011.
- 16 ZHANG, H. et al. Thermal energy storage: Recent developments and practical aspects. **Progress in energy and combustion science**, v. 53, p. 1-40, 2016.
- 17 DEPARTMENT OF ENERGY - UNITED STATES OF AMERICA. DOE - Global energy storage database, 16 ago. 2016. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org>>.
- 18 SOBIESKI, W.; BHAVARAJU, M.. An economic assessment of battery storage in electric utility systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-104, n. 12, p. 3453 - 3459, dez. 1985.
- 19 YUAN, Y. et al. Applications of battery energy storage system for wind power dispatchability purpose. **Electric Power Systems Research**, v. 93, n. 1, p. 54-60, dez. 2012.
- 20 LUO, F. et al. Coordinated operational planning for wind farm with battery energy storage system. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 1, p. 253-262, jan. 2015.
- 21 NGUYEN, C. L.; LEE, H. H.; CHUN, T. W. Cost optimized battery capacity and short term power dispatch control for wind farm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 51, n. 1, p. 595-606, jan. 2015.

- 22 NGUYEN, C. L.; LEE, H. H. Effective power dispatch capability decision method for a wind-battery hybrid power system. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 3, p. 661-668, mar. 2016.
- 23 ZHANG, F.; HU, Z.; SONG, Y. Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 7, n. 8, p. 919 - 928, ago. 2013.
- 24 AGUADO, J. A.; DE LA TORRE, S.; TRIVIÑO, A. Battery energy storage systems in transmission network expansion planning. **Electric Power Systems Research**, v. 145, n. 1, p. 63-72, abr. 2017.
- 25 DEHGHAN, S.; AMJADY, N. Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm - integrated power systems considering transmission switching. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 765 - 774, abr. 2016.
- 26 QIU, T. et al. Stochastic multistage coplanning of transmission expansion and energy storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 1, p. 643 - 651, jan. 2017.
- 27 ZHENG, J.; WEN, F.; ZHOU, M. **Transmission planning with renewable generation and energy storage**. Advances in Power System Control, Operation & Management (APSCOM 2015), 10th International Conference on. Hong Kong, China: [s.n.]. 2017.
- 28 REZENDE, L. S. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão: Avaliação de Metaheurísticas e Critérios de Segurança**. UNIFEI. Itajubá. 2011. (1).
- 29 HEMMATI, R.; HOOSHMAND, R. A.; KHODABAKHSHIAN, A. State of the art of transmission expansion planning: comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 23, n. 1, mar. 2013. 312-319.
- 30 LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. The new challenges to transmission expansion planning. Survey of recent practice and literature review. **Electric Power Systems Research**, 134, n. 1, fev. 2016. 19-29.
- 31 GARVER, L. L. Transmission network estimation using linear programming. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-89, n. 7, set. 1970. 1688-1697.

- 32 VILLASANA, R.; GARVER, L. L.; SALON, S. J. Transmission network planning using linear programming. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-104, 1985. 349-356.
- 33 ROMERO, R.; MONTICELLI, A. A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1, n. 9, 1994. 373-380.
- 34 SHARIFNIA, A.; AASHTIANI, H. Z. Transmission network planning: a method for synthesis of minimum-cost secure networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-104, n. 8, ago. 1985. 2026-2034.
- 35 MACEDO, L. H.; MONTES, C. V.; FRANCO, J. F. MILP branch flow model for concurrent AC multistage transmission expansion and reactive power planning with security constraints. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 12, p. 3023 - 3032, 2016.
- 36 UGRANLI, F.; KARATEPE, E. Transmission expansion planning using AC-based differential evolution algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 10, p. 1637 - 1644, set. 2014.
- 37 DERSIN, . **New insights in the use of the DC model for steady - state analysis of power systems**. IEEE Conference on Decision and Control including the 17th Symposium on Adaptive Processes. Fort Lauderdale: [s.n.]. 1978. p. 871-877.
- 38 MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- 39 AKBARI, T.; TAVAKOLI, M. Approximated MILP model for AC transmission expansion planning: global solutions versus local solutions. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 7, p. 1563 - 1569, maio 2015.
- 40 MONTICELLI, A. et al. Interactive transmission network planning using a least effort criterion. **IEEE Transaction on Power Apparatus and System**, PAS-101, n. 10, out. 1982. 3919-3925.
- 41 PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Application of sensitivity analysis of load supplying. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-104, n. 2, fev. 1985. 381-389.
- 42 ROMERO, R. et al. Analysis of heuristic algorithms for the transportation model in static and multistage planning in network expansion systems. **IEE**



- Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, 150, n. 5, set. 2003. 521-526.
- 43 RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. Power system transmission network expansion planning using AC model. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 1, n. 5, set. 2007. 731-742.
  - 44 GALLEG0, L. A. et al. High - performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 5, p. 1111 - 1118, jan. 2017.
  - 45 YOUSSEF, H. K.; HACKAM, R. New transmission planning model. **IEEE Transactions on Power Systems**, 4, fev. 1989. 9-18.
  - 46 DUSONCHET, Y. P.; EL-ABIAD, A. H. Transmission planning using discrete dynamic optimization. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-92, jul. 1973. 1358-1371.
  - 47 SEIFU, A.; SALON, S.; LIST, G. Optimization of transmission line planning including security constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, 4, out. 1989. 1507-1513.
  - 48 LEE, S. T.; HOCKS, K. L.; HNYLICZA, E. Transmission expansion by branch and bound integer programming with optimal cost - capacity curves. **IEEE Transaction on Power Apparatus and systems**, PAS-93, n. 5, fev. 1974. 1390-1400.
  - 49 RIDER, J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. Transmission system expansion planning by a branch-and-bound algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 2, n. 1, p. 90 - 99, jan. 2008.
  - 50 PEREIRA, M. V. F. et al. A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-104, n. 11, nov. 1985. 3074-3083.
  - 51 LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. How to solve the transmission expansion planning problem faster: acceleration techniques applied to Benders' decomposition. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 10, p. 2351 - 2359, jul. 2016.
  - 52 ORFANOS, G. A.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration. **IEEE Transactions on Power Systems**, 28, n. 2, maio 2013. 1355-1362.

- 53 ROMERO, R.; GALLEG0, R. A.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. **IEEE Transaction on Power Systems**, 11, n. 1, fev. 1996. 364-369.
- 54 GALLEG0, R. A. et al. Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, 12, n. 1, fev. 1997. 181-188.
- 55 GALLEG0, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Transmission expansion planning by extended genetic algorithm. **IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, 145, n. 3, maio 1998. 329-335.
- 56 GALLEG0, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Comparative studies on nonconvex optimization methods for transmission network expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, 13, n. 3, ago. 1998. 822-828.
- 57 LEITE DA SILVA, A. M. et al. **Tabu search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs**. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08. Proceedings of the 10th International Conference on. Rinc3n, Puerto Rico: [s.n.]. 2008. p. 1-7.
- 58 CECILIANO, J. L.; NIEVA, R. Transmission network planning using evolutionary programming. **Proc. of the 1999 Congress on Evolutionary Computation**, v. 3, p. 1796-1803, 1999.
- 59 RAHMANI, M.; ROMERO, R.; RIDER, M. J. Strategies to reduce the number of variables and the combinatorial search space of the multistage transmission expansion planning problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2164 - 2173, ago. 2013.
- 60 MORTAZ, E.; FUERTE, L. F.; GUTIÉRREZ, G. Transmission expansion planning using multivariate interpolation. **Electric Power Systems Research**, v. 126, n. 1, p. 87-99, maio 2015.
- 61 LEITE DA SILVA, A. M. et al. **Evolution strategies to transmission expansion planning considering unreliability costs**. Proceedings of the 9thPMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockholm, Sweden: [s.n.]. Jun 2006. p. 11-15.

- 62 MANSO, L. A. F. et al. **Planejamento da expansão da transmissão via estratégias de evolução considerando o valor da confiabilidade e os custos de perdas**. XIX SNPTEE. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.]. 2007.
- 63 REZENDE, L. S.; LEITE DA SILVA, A. M.; MANSO, L. A. F. **Aplicação de colônia de formigas ao planejamento cronológico da expansão da transmissão considerando restrições de confiabilidade**. XVII CBA - Congresso Brasileiro de Automática. Juiz de Fora, MG: [s.n.]. 2008.
- 64 LEITE DA SILVA, A. M. et al. Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 32, n. 10, p. 1077-1084, dez. 2010.
- 65 FLEURENT, C. et al. **A scatter search approach for unconstrained continuous optimization**. Proceedings of the 1996 IEEE International Conference on Evolutionary Computation. [S.l.]: [s.n.]. 1996. p. 643-648.
- 66 REZENDE, L. S.; LEITE DA SILVA, A. M.; HONORIO, L. M. **Artificial immune systems and differential evolution based approaches applied to multi-stage transmission expansion planning**. ISAP - 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems. Curitiba: [s.n.]. Nov. 2009. p. 1-6.
- 67 LEITE DA SILVA, A. M.; FREIRE, M. R.; HONÓRIO, L. M. Transmission expansion planning optimization by adaptive multi-operator evolutionary algorithms. **Electric Power Systems Research - EPSR**, v. 133, p. 173-181, 2016.
- 68 LEITE DA SILVA, A. M. et al. Pseudo chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, 15, n. 1, fev. 2000. 73-80.
- 69 DÍAZ GONZÁLEZ, F. et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 16, p. 2154–2171, 2012.
- 70 FATHIMA, A. H.; PALANISAMY, K. **Battery energy storage applications in wind integrated systems – a review**. Smart electric grid (ISEG), 2014 international conference on. Guntur, India: [s.n.]. 2014.
- 71 IRENA, I. R. E. A.-. **Electricity storage and renewables for island power**. Bonn, Alemanha. 2012.
- 72 BRADBURY, K. **Energy storage technology review**. [S.l.]. 2010.

- 73 ARUP. **Five minute guide - electricity storage technologies**. [S.l.].
- 74 PACIFICORP. **Battery energy storage study for the 2017 IRP**. Salt Lake, Estados Unidos. 2016.
- 75 UNICOBÁ. **Manual técnico - bateria chumbo-ácida selada regulada por válvula**. [S.l.].
- 76 MANSO, L. A. F.; M. LEITE DA SILVA, A. Modelagem de cargas variantes no tempo na avaliação de confiabilidade composta via simulação Monte Carlo não-seqüencial. **Revista Controle & Automação**, v. 15, n. 1, p. 93-100, 2004.
- 77 FLÁVIO, S. A. et al. **Reliability of Generation and Transmission Systems with Large Penetration of Renewable Sources**. Cigré International Symposium - Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources. Recife, Brazil: [s.n.]. 2011.
- 78 SUBCOMMITTEE ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IEEE. The IEEE Reliability Test System - 1996. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010-1020, 1999.
- 79 SUBCOMMITTEE ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IEEE. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 98, n. 6, p. 2047-2054, 1979.
- 80 MATOS, M. A. et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 31, p. 562-569, May 2009.
- 81 KONINKLIJK NETHERLANDS METEOROLOGICAL INSTITUTE (KNMI). KNMI - Climate and Services, Oct. 2010. Disponível em: <[http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele\\_wind/index.cgi?language=eng](http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele_wind/index.cgi?language=eng)>.
- 82 TESLA, INC. TESLA. Disponível em: <<https://www.tesla.com>>. Acesso em: Oct. 2017.