

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

CAIO RYUICHI NAKASONE

**ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO ATRAVÉS DA
RESERVA OPERACIONAL DE LONGO PRAZO**

ARARANGUÁ

2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

ryuichi nakasone, caio
ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
ATRAVÉS
DA RESERVA OPERACIONAL DE LONGO PRAZO / caio ryuichi
nakasone ; orientador, Leonardo Elizeire Bremermann,
2018.
50 p.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus
Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2018.
Inclui referências.
1. Engenharia de Energia. 2. Flexibilidade de Sistema
de geração. 3. Reserva Operacional de longo prazo. I.
Elizeire Bremermann, Leonardo. II. Universidade
Federal de
Santa Catarina.

CAIO RYUICHI NAKASONE

**ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO
ATRAVÉS DA RESERVA OPERACIONAL DE LONGO PRAZO**

Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentado à Universidade Federal de
Santa Catarina, como parte das
exigências para a obtenção do título de
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 19 de junho de 2018.

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Leonardo Elzeire Bremermann (Orientador)
Universidade Federal de Santa Catarina


Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli
Universidade Federal de Santa Catarina


Eng. Me. Ivo Cristiano de Almeida Gonçalves da Costa

RESUMO

Os estudos de adequação dos sistemas de geração objetivam dar suporte ao planejamento da expansão dos Sistemas Elétricos de Potência. Devido às restrições ambientais e aos custos das centrais térmicas, a crescente inclusão de fontes renováveis de energia no portfólio de geração, nomeadamente a eólica, demanda estudos de confiabilidade que considerem uma matriz energética composta por fontes convencionais e renováveis de energia elétrica. Neste sentido, a flexibilidade de um sistema elétrico de potência pode ser definida pela habilidade do sistema despachar seus recursos para responder às mudanças na demanda de carga da rede, onde esta também pode ser caracterizada como a carga não suprida por energia renovável. Este trabalho tem o objetivo de, através do conceito de reserva operacional de longo prazo, avaliar a confiabilidade de sistemas de geração considerando a inclusão de fontes renováveis de energia (hídrica e eólica). Os resultados demonstram a importância do estudo da flexibilidade dos sistemas elétricos de potência através da análise de diferentes cenários de matriz energética e de diferentes patamares de inclusão de fontes renováveis de energia no sistema.

Palavras-chave: Reserva Operacional. Reserva Estática. Confiabilidade. Simulação de Monte Carlo Sequencial. Energia Eólica.

ABSTRACT

The adequacy studies of generation systems aim to support the planning of the expansion of the Electric Power Systems. Due to environmental restrictions and costs of thermal power plants, the increasing inclusion of energy sources in the generation portfolio, namely wind power, requires reliability studies that consider an energy matrix composed of conventional and renewable sources of electricity. In this sense, the flexibility of an electric power system can be defined by the ability of the system to dispatch its resources to respond to the changes in the load demand of the network, where it can also be characterized as the load not supplied by renewable energy. The objective of this work is to evaluate the reliability of generation systems considering the inclusion of renewable sources of energy (hydro and wind) through the long-term operational reserve concept. The results demonstrate the importance of the study of the flexibility of electric power systems through the analysis of different scenarios of energy matrix and different levels of inclusion of renewable energy sources in the system.

Key Words: Operational Reserve. Static Reserve. Reliability. Sequential Monte Carlo Simulation. Wind Energy.

1. INTRODUÇÃO

No atual contexto onde a maior parte dos países buscam caminhos para diminuir as emissões de gases do efeito estufa e ampliar a oferta de energia elétrica para atender a crescente demanda, as fontes de energia renovável vêm desempenhando um papel importante na composição da matriz energética. Segundo o Balanço Energético Nacional de 2017 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a capacidade instalada das fontes de energia renovável são as que mais crescem no Brasil. O crescimento é visto como um ponto positivo, uma vez que apresenta solução simultânea para a crescente demanda de energia e não prejudica o meio ambiente tanto quanto combustível de fontes fósseis. Porém, a inserção desse tipo de fonte no sistema elétrico de energia pode criar incertezas quanto ao fornecimento de carga devido sua característica sazonal. Isso cria um problema no planejamento do sistema, principalmente na determinação reservas energéticas, uma vez que essas fontes geralmente não trabalham com a sua capacidade nominal. Portanto, torna-se necessário um estudo para verificar a como o sistema se comporta em termos de confiabilidade e segurança ao adicionar fontes de geração variável. Assim, pode-se verificar se a flexibilização do sistema elétrico, tem um impacto positivo ou negativo dentro do sistema .

O principal objetivo de um sistema de geração é prover energia elétrica de um modo confiável e econômico (BILLINTON, 1994). Para que seja possível concluir o objetivo, existe a necessidade de um dimensionamento sobressalente e redundante do sistema, para que a demanda seja atendida mesmo em casos de falhas e desligamento de plantas e/ou retirada de geradores para manutenção. O quão redundante e sobressalente o sistema deve ser, depende da demanda de energia elétrica e do quanto se pode gastar na produção de energia. Dessa forma, a probabilidade do consumidor ficar desconectado por qualquer motivo pode ser reduzida com investimentos na fase de planejamento e/ou operação. Entretanto, um investimento muito alto pode gerar gastos excessivos de operação, o que acarreta em um aumento nas tarifas de energia. Por isso, um equilíbrio no investimento para a produção de energia é necessário, assim será possível fornecer eletricidade ao cliente com confiabilidade e viabilidade econômica.

O método determinístico foi utilizado durante muitos anos para resolver o dilema entre a confiabilidade e o investimento necessário no sistema. Essa metodologia vinha sendo utilizada tanto para o planejamento da capacidade de geração quanto para o planejamento da reserva energética, o que era aceitável, uma vez que se utilizavam fontes de energia fóssil que tem como característica o fornecimento constante de energia, desde que se tenha combustível. Porém, esse método vem se tornando obsoleto por conta da inserção de novas fontes de energia no Sistema Elétrico de Potência (SEP) (REBOURS, 2008). Com a crescente inserção de fontes de energia renováveis no sistema, os métodos determinísticos começam a perder espaço para a implementação de métodos probabilísticos que têm a capacidade de representar o comportamento estocástico desta nova matriz energética. Dessa forma, é possível fazer com que o sistema seja avaliado no futuro, assumindo que as falhas aleatórias que ocorreram no passado, também ocorrerão aleatoriamente no futuro, se comportando de maneira probabilística, ou mais precisamente, de maneira estocástica.

A avaliação da flexibilidade do sistema será feita pelos índices de confiabilidade que podem ser obtidos de diversas maneiras, sendo o modo analítico e por simulação os principais métodos. O presente trabalho utilizará a simulação através do método de Monte Carlo Sequencial como forma para obter os índices e fazer a avaliação do sistema. A simulação trata o problema como uma série de experimentos, onde teoricamente são levadas em consideração todos os aspectos e contingências contidas no planejamento, design e operação do sistema.

Porém, mesmo com um poder computacional existente nos dias de hoje ainda não é possível analisar o sistema de energia elétrica como uma única entidade, um esforço computacional excessivo seria necessário e os resultados seriam tão vastos que seria difícil realizar uma interpretação significativa. Dessa forma, se faz necessário uma divisão no sistema para que esse seja analisado separadamente. Nesse trabalho será utilizado o conceito de nível hierárquico, sendo que o foco será naquele mais pertinente ao trabalho, ou seja, o nível hierárquico I que aborda instalações de geração.

O principal objetivo desse trabalho é conseguir avaliar a flexibilidade do sistema de geração através dos índices de confiabilidade da reserva operacional de longo prazo desse sistema. A avaliação será feita de modo comparativo

considerando diversos cenários onde serão considerados como principais fontes de energia: térmica, hídrica e eólica.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Nesse capítulo será apresentada uma breve descrição dos conceitos básicos para se compreender o que são e como são obtidos os índices de confiabilidade das reservas de longo prazo que vão servir de base para analisar a flexibilidade do sistema de geração. Inicialmente será abordado o significado de flexibilidade para o sistema de geração, em seguida alguns conceitos importantes para a compreensão do SEP serão mostrados.

2.1 Flexibilidade do Sistema de Geração

A importância da flexibilidade no planejamento do sistema de geração vem crescendo graças a grande penetração das fontes de geração variável no sistema de energia elétrica, tais como: energia eólica, solar, hídrica. A flexibilidade do sistema de geração pode ser definida nesse trabalho como a habilidade do sistema despachar seus recursos para responder qualquer tipo de mudança na demanda de carga da rede, onde essa mudança também pode ser caracterizada como a carga não suprida por energia renovável, falha na previsão de demanda de carga ou geração de energia. Logo, um sistema isolado contendo unidades de geração com tempo de entrada longo e baixas taxas de fornecimento de energia terão mais dificuldade para integrar os sistemas de geração de energia variável em comparação com aqueles sistemas com baixos tempos de entrada e altas taxas de fornecimento de energia (LANNOYE, 2012). Portanto, um dos novos desafios no planejamento energético é avaliar a habilidade de integração dos atuais sistemas de energia elétrica com as novas fontes de energia variável sem afetar a confiabilidade do sistema, assim fazendo com que haja um melhor planejamento da futura matriz energética (NERC, 2009).

Algumas organizações internacionais como North American Electric Reliability Cooperation (ADAMS, 2010; LANNOYE, 2010) e International Energy Agency (CHANDLER, 2009) entre outras vêm desenvolvendo estudos no planejamento em longo prazo dos sistemas de geração para entender o efeito de políticas

operacionais na utilização de fontes de energia renovável. Ao mesmo tempo, a penetração dessas fontes no SEP está redefinindo a necessidade de flexibilidade energética. Os efeitos podem ser vistos na indústria, uma vez que fabricantes de geradores estão prevendo um déficit de potência nos geradores de resposta rápida, desta forma estão tentando desenvolver unidades de geração mais flexíveis com tempo de resposta mais rápido e geração de energia mínima maior (LANNOYE, 2012). Dessa forma pode-se concluir que os estudos de flexibilidade do sistema estão se tornando cada vez mais importantes no contexto do planejamento energético.

Construções de novas plantas de geração de energia requerem um longo planejamento que deve ser feito com anos de antecedência para garantir a segurança da geração de energia futura. Geralmente a responsabilidade dessa tarefa é atribuída pelos reguladores ou operadores do sistema, porém na maioria dos casos nem todos os parâmetros importantes são considerados para a realização dessa tarefa. Os atuais estudos de adequação do sistema de geração levantaram a questão de quanta capacidade é necessária fornecer para atender a demanda de carga em determinada hora do dia, porém não considera se as atribuições das fontes de energia estão operando de forma suficientemente flexível.

Identificar a capacidade de geração e quais as características essa capacidade deve possuir são os pontos chave para que os órgãos regulamentadores garantam o melhor design de geração em longo prazo. Além disso, serve para que os órgãos de gestão de energia sejam mais integrados a ponto de garantir que as plantas de geração planejadas para utilização futura estejam adequadas, antes que seja necessária a realização de um estudo de engenharia mais detalhada e uma execução das análises operacionais. Esse assunto não é de interesse apenas dos órgãos governamentais que geralmente gerenciam a energia elétrica, os investidores e construtoras de plantas também estão interessados nesses pontos chaves, uma vez que surgem como potenciais investidores da área.

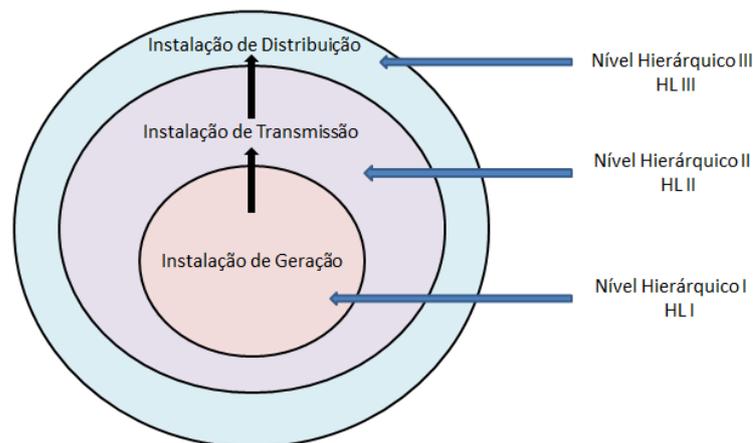
2.2 Adequação da Capacidade de geração do SEP

A confiabilidade do sistema pode ser dividida em duas categorias, adequação da capacidade de geração e segurança do SEP. O conceito de adequação da capacidade de geração pode ser considerado como a existência de instalações de geração de energia elétrica dentro do SEP suficientes para suprir a demanda total

de carga, incluindo as perdas na transmissão e distribuição até o consumidor. Portanto, este possui uma ligação direta com as condições estáticas que não incluem perturbações no sistema. Já a categoria de segurança do SEP está associada a como o sistema corresponde aos diferentes tipos de perturbação no sistema, ou seja, as condições dinâmicas (BILLINTON; ALLAN, 1996).

O atual sistema elétrico possui alta complexidade, devido a sua extensão e por ser altamente integrado, dessa forma é muito difícil avaliar o sistema de potência inteiro e por essa razão este deve ser dividido de maneira apropriada. Nesse trabalho será utilizado o conceito de níveis hierárquicos que podem ser vistos na figura 1. O primeiro nível (HL1) representa as instalações de geração e a sua habilidade conjunta de satisfazer o sistema de demanda, o segundo nível (HLII) faz referência ao sistema composto de geração e transmissão e sua capacidade de fornecer energia aos pontos de distribuição e o terceiro nível (HLIII) representa o sistema completo incluindo a distribuição e a sua habilidade de satisfazer a capacidade e demanda de energia de cada consumidor. O foco desse trabalho será no nível hierárquico I, uma vez que esse nível se refere à adequação da capacidade de geração para o atendimento da carga total do SEP (ROSA, 2009; LEAL, 2014).

Figura 1 - Níveis Hierárquicos do sistema elétrico de energia (NAKASONE, 2018).



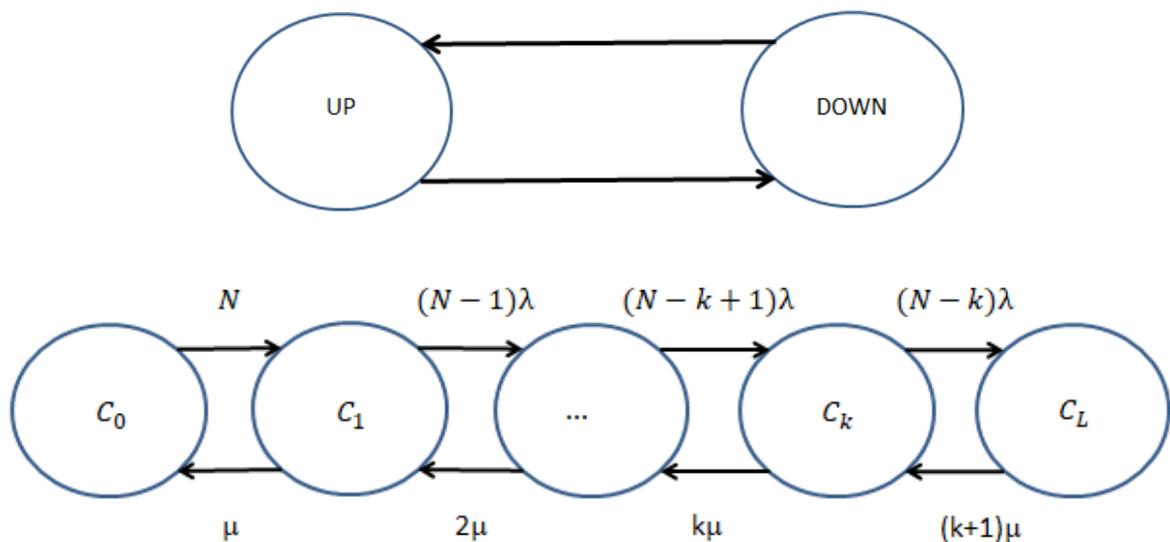
2.3 Modelagem do Sistema de Energia Elétrica

2.3.1 Modelo de geração

Para que seja possível abranger as fontes de geração intermitentes na avaliação é necessário adotar um modelo probabilístico que seja compatível com o

despacho de energia dessas fontes. O ciclo de *Markov* a dois estados e a multiestados pode ser utilizado para modelar o comportamento dessas fontes de geração com ou sem comportamento estocástico (ROSA et al., 2013). O ciclo *up/down* é gerado a partir das taxas de falha (λ) e reparo (μ) de cada componente. A distribuição exponencial é representada pela duração de cada estado considerado. A figura 2 ilustra o funcionamento do ciclo de *Markov* em dois estados e em multiestados.

Figura 2 - Ciclo de *Markov* a dois estados e multiestados (ROSA et al., 2013).



O parâmetro N representa o número de unidades geradoras e C é a capacidade da unidade geradora e a quantidade de energia associada com o estado de ordem k é dada pela equação 1.

$$C_k = (N - k)C, k = 0, \dots, N \quad (1)$$

A probabilidade cumulativa P_k (de 0 a k) associada com este estado pode ser facilmente calculada. A fim de reduzir o número destes estados durante a Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS) cronológica, um processo simples de truncamento define a ordem de precisão desejada (ROSA et al., 2013) (BREMERMANN, 2014).

2.3.2 Modelagem de carga

As curvas de carga podem variar por diversos fatores, como a estação do ano, dia da semana, hora do dia; por conta disso as características de confiabilidade do sistema podem mudar durante o ano (JONNAVITHULA, 1997). A maioria dos sistemas de carga são dominados por sistemas de refrigeração no verão, enquanto os chuveiros e aquecedores elétricos exercem predomínio na carga elétrica no inverno. Em ambos os casos existem diferenças nas curvas de carga, então é necessário uma modelagem que possa ser expressa de forma mais aproximada possível da realidade. A precisão da modelagem se dá pela quantidade e qualidade dos dados disponíveis. Um exemplo de modelo detalhado suficientemente para o estudo da confiabilidade seria uma curva que representa os 365 dias do ano contendo 8760 pontos, os quais representam o total de horas contido nesse ano.

É importante destacar que em estudos mais detalhados de modelagem de carga deve-se levar em conta que o pico de carga real geralmente é diferente do valor previsto, contendo certo erro. Portanto, como a previsão de carga na maioria das vezes é baseada em experiências passadas, um nível de incerteza pode ser incorporado na simulação para gerar um distúrbio na representação cronológica.

2.4 Métodos de Avaliação

As principais metodologias utilizadas para se determinar o nível de reserva necessária são: determinístico e probabilístico (ROSA et al., 2013). A primeira metodologia utiliza a experiência e as regras práticas deliberadas pelo operador de rede, portanto é feita de forma rápida e menos precisa. Enquanto, a segunda é baseada nos conceitos de probabilidade, necessitando um número maior de dados para o melhor detalhamento do cálculo da reserva (LEITE DA SILVA et al., 2010; BREMERMAN, 2014). A grande questão é encontrar o equilíbrio no grau de redundância que o sistema deve ter para atender de forma adequada a demanda e minimizar o custo de operação.

O método determinístico é conhecido por não considerar a característica estocástica dos componentes, sua cronologia ou seu comportamento dependente do tempo. Nos últimos anos essa abordagem vem sendo utilizada pelo fato de que se pode obter uma medida de risco consistente e de maneira simples, rápida e geralmente conservadora (REBOURS, 2008). Na maior parte dos casos essa

metodologia é baseada em critérios simples como a perda da unidade de maior produção de energia ou uma porcentagem da demanda de carga em um determinado período de tempo (ROSA et al., 2013). A utilização desse método pode gerar um despacho de recursos maior do que o necessário, o que gera mais custo e desperdícios, porém isso faz com que o sistema se torne mais confiável. Ainda existe uma pequena possibilidade de se ter um valor de reserva abaixo do que se necessita, gerando um menor custo e desperdício, mas com um sistema menos confiável (BREMERMANN, 2014). Portanto, o método determinístico não reflete a natureza estocástica do comportamento do SEP e não captura toda a diversidade das situações que podem ocorrer durante sua operação.

Já metodologia probabilística vem sendo utilizada com sucesso em diversas áreas incluindo no planejamento da capacidade de geração e transmissão, avaliação da reserva operacional, sistema de distribuição etc. (LEITE DA SILVA et al., 2010). Essa metodologia é considerada mais complexa em relação à determinística, uma vez que, para que se tenha um resultado com boa qualidade é necessário um modelamento detalhado dos componentes e recursos que fazem parte do SEP. Os cálculos realizados podem levar em conta a variabilidade e incerteza do sistema elétrico de potência o que deixa o comportamento do sistema mais próximo da realidade. Ainda que as experiências passadas com recursos renováveis, como a energia eólica seja limitado, o inevitável crescimento da utilização de recursos renováveis no sistema de geração dá o embasamento necessário para escolher os modelos probabilísticos como base principal das novas metodologias a serem desenvolvidas (LEITE DA SILVA et al., 2010).

A Simulação Monte Carlo Sequencial se demonstrou uma das melhores opções para avaliar ou investigar os aspectos cronológicos associados ao comportamento estocástico e probabilístico de sistemas elétricos de potência com grande inserção de energias renováveis. Além disso, essa metodologia permite acompanhar os traços do histórico operacional dos estados do sistema, sua flexibilidade permite modelar as incertezas no sistema, fazendo com que essa metodologia se torne uma ferramenta útil para a determinação da reserva operacional apropriada.

2.5 Índices de confiabilidade

A análise de confiabilidade pode ser usada como uma ferramenta de verificação que possibilita a determinação da probabilidade da ocorrência de um evento indesejado. Tradicionalmente os índices de confiabilidade que são mais utilizados para os sistemas de geração são aqueles que se caracterizam pela insuficiência de geração de energia (GENTLE, 2008). Portanto, o objetivo desses índices é estimar a probabilidade de não atendimento a demanda de energia, a frequência e a duração média, bem como os custos associados às falhas do sistema. Os principais índices de confiabilidade podem ser vistos a seguir:

- LOLE: *Loss of Load Expectation* (Expectativa de Perda de Carga);
- LOLP: *Loss of Load Probability* (Probabilidade de Perda de Carga);
- EPNS: *Expected Power Not Supplied* (Potência Esperada Não Suprida);
- LOEE: *Loss of Energy Expected* (Perda de Energia Esperada);
- LOLF: *Loss of Load Frequency* (Frequência de perda de carga);
- LOLD: *Loss of Load Duration* (Duração de perda de carga).

Esses índices de confiabilidade vão ser obtidos através da Simulação de Monte Carlo Sequencial, pois através da simulação é possível aliar as representações do espaço de estados e a representação cronológica (ROSA, 2009). Outro modo de aplicar os métodos probabilísticos é de modo analítico, onde é apenas considerado a representação do espaço de estados, porém no caso desse trabalho a simulação se torna melhor por conta da importância da representação cronológica.

2.6 Reservas do Sistema Elétrico de Energia

O SEP está suscetível a diversas variáveis como o comportamento da carga e a variabilidade de geração das fontes renováveis. Portanto, existe uma necessidade de disponibilizar reservas de geração flexíveis que garantam a estabilidade da rede em situações onde se convive com diversas incertezas, como: erros de previsão de diversas ordens, possíveis saídas por manutenção ou interrupções de unidades de

geração ou linhas de transmissão, diminuição da inércia do sistema pelo desligamento de grandes unidades geradoras ocasionadas pela inclusão das energias intermitentes. Dessa forma, as reservas podem ser divididas em duas: reserva operacional e reserva estática (SALES, 2009; ROSA, 2009; EHSANI et al., 2009).

A reserva estática pode ser considerada como a capacidade instalada, no qual o planejamento e a construção foram feitas antecipadamente em relação à previsão de carga do SEP. Essa deve ser suficiente para suprir a demanda mesmo com geradores em manutenção, falhas não previstas ou aumento além do estimado na demanda de energia elétrica. Geralmente, os estudos de confiabilidade em sistemas de geração levam em conta apenas a reserva estática. Porém, os aspectos dinâmicos do SEP são desconsiderados, como por exemplo, tempos de resposta de unidades geradoras, o que dificulta a análise da operação de curto prazo do sistema.

Já a reserva operacional de longo prazo é uma proposta de avaliar a capacidade do sistema satisfazer a carga considerando-se a variabilidade nas condições de curto prazo do sistema, em outras palavras, pretende determinar a flexibilidade do sistema e avaliar o risco de escalonamento das unidades geradoras. Essa variabilidade é determinada pelas incertezas presentes no ambiente dos sistemas de geração como: os erros de previsão da carga e a imprevisibilidade das fontes de geração variável. Nesse contexto, são válidas as definições de reserva primária, secundária e terciária que compõe a reserva operacional.

A reserva primária ou de regulação é a capacidade de reserva responsável por fornecer capacidade para o sistema para que esse permaneça estável com as variações de frequência e níveis de tensão. A utilização de reguladores de velocidade nas unidades geradoras do sistema ou (CAG) com a finalidade de aumentar ou diminuir a potência gerada e assim manter o equilíbrio entre a geração e a demanda (SALES, 2009).

Já a reserva secundária ou girante, é a capacidade de reserva conectada ao sistema, porém operando à vazio, que possui um tempo de resposta rápido para variações bruscas no sistema. Além disso, é utilizada principalmente devido a erros na previsão de carga de curto-prazo e variação da geração disponível devido às falhas não programadas (SALES, 2009).

A reserva terciária ou rápida consiste em uma capacidade de geração não conectada ao sistema, que deve possuir o tempo de resposta inferior à uma hora para tomar carga (SALES, 2009).

3. METODOLOGIA

Nessa seção serão apresentadas as bases da metodologia a ser desenvolvida no presente trabalho, com uma concisa descrição sobre as parcelas que compõem a equação da reserva operacional de longo prazo apresentada na seção 2, para assim compreender melhor sua modelagem, representação e caracterização das reservas de potência que a conformam.

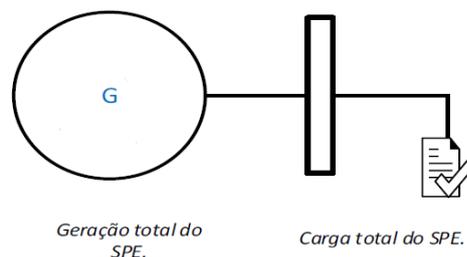
3.1 Modelagem proposta dos componentes

A escolha apropriada da modelagem dos sistemas que compõe a simulação é de essencial importância, uma vez que estas devem ser precisas o suficiente para que consigam representar de forma adequada o comportamento real das unidades simuladas. Quanto mais próximos os modelos estão da realidade, melhor são os resultados da simulação proposta. Portanto a seguir será descrito como foi feita a modelagem dos componentes presentes na Simulação de Monte Carlo Sequencial.

3.1.1 Modelo de barramento único

Para a avaliação do HL1 será utilizado o Modelo de Barramento Único, onde a rede de transmissão e distribuição é desconsiderada e todos os geradores e as cargas são alocados em um barramento único (ROSA et al., 2013). Qualquer distúrbio no sistema tanto do lado da geração quanto no lado da carga deve ser evitado. O modelo pode ser representado pela Figura 3.

Figura 3 - Modelo de barramento único (NAKASONE, 2018).



Com isso o modelo de geração e de carga devem atender as condições normais de operação e a igualdade da Equação 2 deve ser satisfeita.

$$P_G(t) = L(t) \quad (2)$$

Sendo $P_G(t)$ a potência total gerada e $L(t)$ a carga total no instante t a ser satisfeita (BILLINTON; ALLAN, 1996).

3.1.2 Modelo proposto do sistema de geração

Como descrito no capítulo 2.3, os sistemas de geração seguem o modelo a dois estados e multiestados de *Markov*. Nesse trabalho foram simulados casos contendo usinas térmicas, hídricas e eólicas, este modelo ainda pode ser usado em plantas de geração distribuída com pequenas unidades concentradas; usinas fotovoltaicas e em PCH's. A descrição dos modelos utilizados pode ser vista a seguir:

- Usina térmica: baseada no modelo a dois estados de *Markov*, onde os ciclos de falha/reparo são representados para todas as tecnologias térmicas, como: nuclear, carvão, óleo e gás, dentre outras. Assume-se que o tempo de residência em cada estado é exponencialmente distribuído e pode ser calculado segundo a equação 3 e 4. Na representação das usinas térmicas a disponibilidade de energia é dependente apenas da disponibilidade da unidade de geração.

$$T_{down} = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (3)$$

Onde T_{down} é o tempo de residência de cada equipamento, λ é a taxa de falha do componente quando este está em estado *up* e U é um número aleatório uniformemente distribuído, amostrado no intervalo entre $[0,1]$;

$$T_{up} = -\frac{1}{\mu} \ln(U) \quad (4)$$

Onde T_{up} é o tempo de residência de cada equipamento, μ é a taxa de reparo do componente quando este está em estado *down* e U é um número aleatório uniformemente distribuído, amostrado no intervalo entre $[0,1]$;

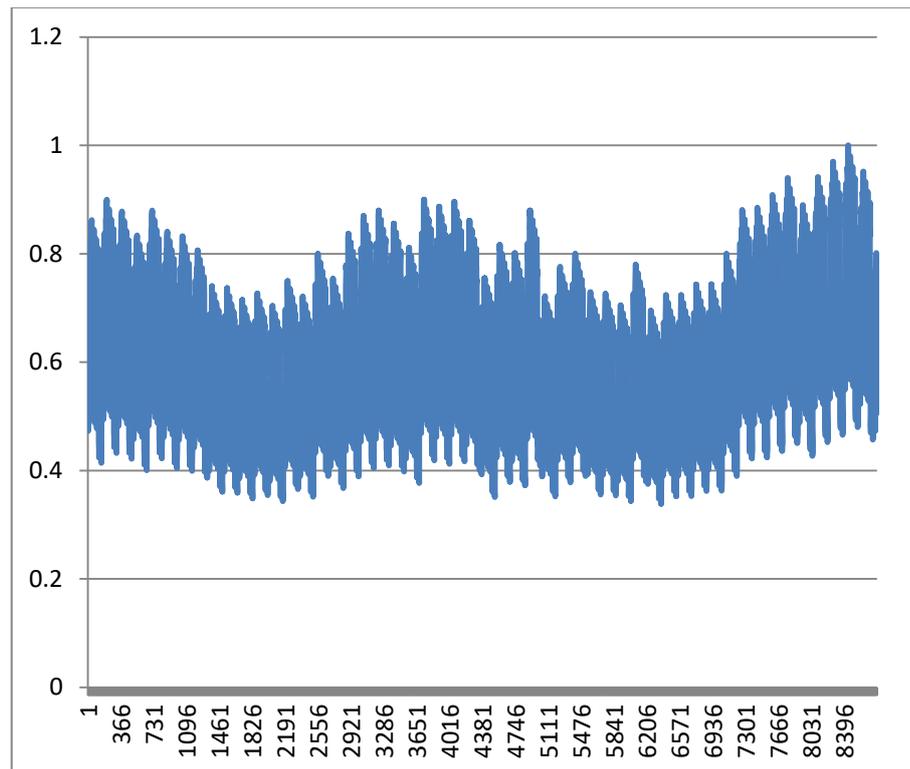
- Usina hídrica: baseada no modelo a dois estados de *Markov*, onde os ciclos de falha/reparo são representados para todas as tecnologias hídricas. Assume-se que o tempo de residência em cada estado é exponencialmente distribuído e pode ser calculado segundo a equação 3 e 4. Diferente das usinas térmicas a disponibilidade de energia dessas usinas não depende apenas da disponibilidade da unidade de geração, esta também depende quantidade de reservatório de água estocado. A variação dos níveis de reservatório de água pode variar devido a diversos fatores como políticas de distribuição de água, condições hidrológicas mensais/anuais, balanço na produção diária de energia a partir de fontes térmicas-hídricas, dentre outras. Porém para simplificar e tornar a simulação menos pesada computacionalmente é adotado um modelo em que a energia disponível para cada unidade pode ser representada por dois fatores: o nível proporcional da estocagem de água de cada reservatório e utilizando um modelo polinomial pré-estabelecido ligado a cada um dos reservatórios. Portanto, as usinas hídricas são ligadas a diversos reservatórios contendo cinco séries históricas mensais, fazendo com que capacidade de cada unidade hídrica seja determinada mensalmente de acordo com uma dessas séries históricas.

- Usina eólica: devido ao fato de que na maioria dos casos usinas eólicas são compostas por um conjunto de torres eólicas, esta é modelada a multiestados de *Markov*. Apenas dois parâmetros estocásticos são necessários: taxa de falha e reparo da unidade. Porém a produção de energia das unidades de geração vai ser definida de forma horária e de acordo com o tempo da série de velocidade de vento para cada região geográfica. A série de vento tenta para capturar as características de velocidade do vento e conversão de energia. Serão consideradas três séries históricas anuais de flutuações de capacidade por unidade, sendo as séries: pessimista, média e otimista.

3.1.3 Modelo proposto de carga

O perfil do modelo de carga utilizado nesse trabalho é horário e é composto por 8670 níveis. Esse modelo foi escolhido por fazer parte do sistema teste IEEE-RTS 96, a figura 4 representa o seu comportamento durante um ano simulado.

Figura 4 – Demanda de carga em PU (NAKASONE, 2018).



Pode-se observar que o gráfico representa bem uma curva de carga, uma vez que apresenta valores bem característicos. Os menores valores de carga são observados no outono e primavera, pois esses períodos apresentam temperaturas mais amenas, enquanto os maiores valores são vistos no verão e no inverno. Como visto na seção 2.3.2 esse aumento da carga nesses períodos ocorre devido ao uso de sistemas de refrigeração no verão e aquecedores no inverno.

3.2 Simulação de Monte Carlo Sequencial

Como dito no capítulo 2.4 o método de Simulação Monte Carlo Sequencial consegue manter a ligação entre as principais variáveis sem perder a ligação temporal destas, tornando-o melhor método para fazer uma avaliação considerando fontes de geração intermitentes a longo prazo. Quando se trata de uma simulação

sequencial significa que o histórico de simulação do sistema é feito em etapas de tempo fixo (GENTLE, 2008). Com isso, é possível simular o processo estocástico do sistema operacional através da sua distribuição de probabilidade em conjunto com as médias das taxas de falha e reparo. Considerando que os geradores são modelados segundo o modelo de *Markov*, as funções de distribuição de duração dos estados de operação e reparo são assumidas como exponencial. As avaliações são usualmente feitas em um período de um ano, por conta da compatibilidade com a dinâmica do SEP e dos modelos de curva de carga e geração adotadas nesse trabalho. Portanto, de forma discreta, as estimativas dos índices de confiabilidade podem ser descritos pela equação 5, vista a seguir.

$$E[F] = \frac{1}{NY} \sum_{n=1}^{NY} F(y_n) \quad (5)$$

Onde, NY é o número de anos simulados, y_n é a sequência de estados do sistema x^k em um ano n e $F(y_n)$ é a função para calcular os índices de confiabilidade anuais na sequência y_n . O resumo do passo-a-passo que ocorre nessa abordagem sequencial que pode ser vista a seguir:

- a) Uma sequência sintética de estados do sistema y_n é gerada e aplica em sequência os modelos estocásticos de falha (MTTF) e reparo (MTTR) dos equipamentos e o modelo cronológico de carga. Então, o estado inicial de cada componente é amostrado, geralmente na primeira amostra assume-se que todos os componentes estão no estado *up*, ou seja, operando. A duração de cada componente residente em seu presente estado é amostrado a partir da sua probabilidade de distribuição. Assumindo uma probabilidade de distribuição exponencial e usando o método da transformada inversa, a duração de cada componente pode ser descrito de acordo com a seguinte equação 3.
- b) Avaliar cronologicamente cada estado do sistema x^k na sequência y_n e acumular os valores;
- c) Para se obter os índices de confiabilidade anual, calcular a função teste $F(y_n)$ com os valores obtidos em b;

- d) Estimar os valores médios esperados dos índices anuais como média dos seus resultados para cada sequencia simulada y_n .
- e) O critério de parada também é baseado na incerteza relativa dos índices estimados. A medida de precisão dessa metodologia é calculada através do desvio padrão da estimativa e do valor médio do índice estimado.

$$\beta = \frac{\sqrt{V[E[F]]}}{E[F]} \times 100\% \quad (6)$$

- f) Verificar se o grau de precisão ou o intervalo de confiança é aceitável. Quando o resultado for positivo a simulação deve parar, senão volta para o passo “a”.

Na abordagem sequencial o sistema é avaliado de acordo com diferentes estados do sistema, estes variam de acordo com o índice de confiabilidade desejado. Por exemplo, se a função $F(y_n)$ for igual à soma da energia não suprida para o sistema e estiver associado aos estados de falha e reparo em y_n , então $E[F]$ irá representar o índice de confiabilidade *Expected Energy Not Supplied (EENS)*, assim para se obter outros índices de confiabilidade é necessário adaptar a função $F(y_n)$ de forma adequada.

3.2.1 Validação da Simulação de Monte Carlo Sequencial

A validação da simulação feita nesse trabalho será feita a partir da comparação com o artigo base que realizou o mesmo procedimento aqui adotado. Os valores comparados são dos índices de confiabilidade da reserva estática, uma vez que no artigo base são utilizadas outras ordens de despacho no sistema, o que afeta os índices da reserva operacional. O caso a ser comparado será o IEEE-RTS 96HW e pode ser vista a seguir na Quadro 1:

Quadro 1 - Validação do algoritmo para a reserva estática do IEEE-RTS96HW (NAKASONE, 2018)

Validação	Artigo Base	Trabalho
LOLEest (h/ano)	0.3449	0.3160
EENSest (MWh/ano)	65.20	57.3
LOLFest (oc./ano)	0.1239	0.1153
LOLDest (h)	2.7830	2.7397

O valor dos índices dos dois trabalhos são um pouco distintos devido ao fato de que foram simulados em diferentes plataformas. Outro fator que contribui para a distinção entre os valores dos dois trabalhos é que o processo de convergência diferente, onde o valor β é 3.89% no artigo base e 5% no presente trabalho. Além disso, o número de anos simulados para obter essa convergência em ambos trabalhos são diferentes. Porém devido à proximidade dos valores obtidos é possível concluir que a simulação feita é válida.

3.3 Avaliação das reservas estática e operacional de longo prazo

Tradicionalmente os estudos de planejamento de longo prazo são atrelados à capacidade estática ou a adequação da capacidade de geração a demanda de energia elétrica. Com o aumento da utilização de fontes de energia renovável no SEP, faz com que seja necessária uma avaliação complementar a reserva estática, porque os índices dessa são calculadas a partir da condição hipotética que o montante de geração total disponível se encontra sempre sincronizada. Dessa forma, a avaliação da reserva de longo prazo se faz necessária.

Nesse capítulo será demonstrado o conceito em que são fundamentados os cálculos de reserva operacional de longo prazo, a partir de um algoritmo já existente baseado em SMCS realizado em JAVA para fazer avaliações de confiabilidade.

3.3.1 Avaliação da reserva estática

O objetivo dessa avaliação é determinar se a configuração proposta do sistema simulado consegue atender a demanda prevista de carga para determinado

ano no futuro, em cada transição de estado do processo SMCS a equação 7, que pode ser vista a seguir, é testada.

$$R_{sta}(t) = G(t) - L(t) \quad (7)$$

Onde $R_{sta}(t)$ é a reserva estática na hora “t”, $G(t)$ representa a geração total do sistema disponível na hora “t” do SEP e $L(t)$ representa a carga total prevista do sistema na hora “t”. A variável aleatória G depende das disponibilidades de equipamentos e sobre as flutuações de capacidade devido a, por exemplo, hidrologia e variações do vento. Já a variável L é dependente do tempo, ou seja, a hora do ano (BREMERMANN, 2014).

Pode-se observar que a reserva estática desconsidera o aspecto dinâmico da operação das unidades geradoras do sistema, uma vez que não se leva em conta o tempo de partida das unidades de geração do sistema real. Existem métodos como o PJM, onde o operador tem conhecimento das unidades de geração que entram na reserva, fazendo com que essa tenha um bom desempenho em curto prazo. Porém o objetivo é obter índices de avaliação de longo prazo, portanto deve-se considerar o aspecto cronológico da geração do sistema para verificar os tempos de partida das unidades de geração, seus tempos de duração no tempo de falha e reparo assim como a flexibilidade das reservas do SEP (LEITE DA SILVA, SALES, et al., 2010; BREMERMANN, 2014).

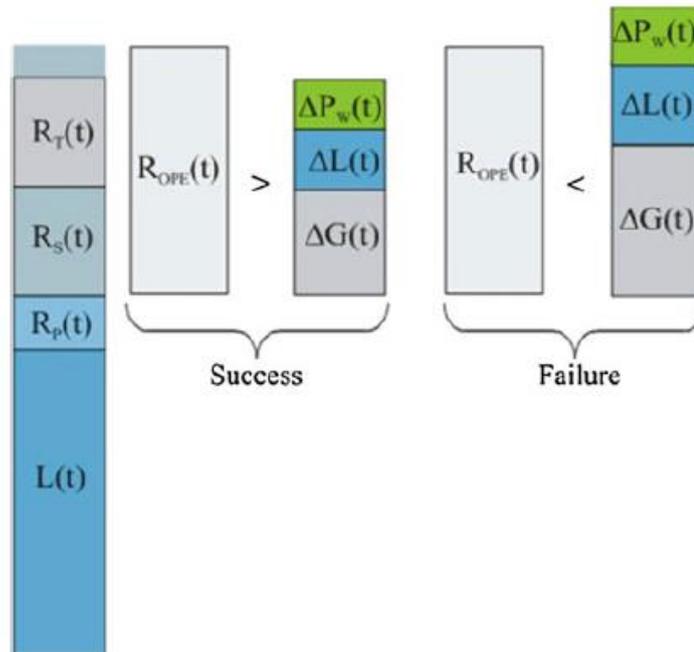
3.3.2 Avaliação da reserva operacional

A ponderação do desempenho da reserva operacional em longo prazo é necessária, pois esta leva em conta as relações entre as variáveis dependentes do tempo. Portanto, as curvas de carga anual, variação da geração de energia eólica, condições hidrológicas mensais e outras variáveis dependentes do tempo podem ser consideradas nessa avaliação. Ao analisar esses fatores junto com amostragem o tempo de falha e reparo das unidades geradoras, pode-se obter estatísticas de perda de carga, como: probabilidade de perda de carga (LOLP), expectativa de perda de carga (LOLE) e energia não suprida esperada (EENS) (ROSA 2009; MATOS 2014).

Dessa forma se torna possível avaliar a flexibilidade do SEP para lidar com as incertezas inerentes as fontes intermitentes de energia elétrica. Uma vez que o planejamento do sistema de geração foi implementado sem nenhum ou com poucas análises com respeito à utilização de energia renováveis em larga escala, posto que a utilização desse tipo de energia começou a ser utilizado dessa forma poucas décadas atrás (BREMERMANN, 2014; MATOS 2014).

Na figura 4 observam-se as variáveis e os processos de avaliação da reserva operacional de longo prazo. Algumas dessas variáveis podem ser pré-estabelecidas, por exemplo, a reserva girante que pode ser redefinida caso seu desempenho esteja acima ou abaixo de um valor aceitável. Logo, torna-se possível modelar alguns procedimentos operacionais para ponderar a capacidade da reserva operacional, que consiste na soma da reserva secundária com a reserva terciária disponível no momento da avaliação. Vale ressaltar que a reserva terciária ou rápida é deve composta por unidades geradoras capazes de assumir carga num curto período de tempo, tal como 1 hora (BREMERMANN, 2014).

Figura 4 – Avaliação da Reserva Operacional (Rosa et al., 2013).



Com isso, a equação de balanço de energia é feita para avaliar os índices de riscos associados com a reserva operacional, onde:

$$R_{ope}(t) = R_S(t) + R_T(t) < \Delta P_w(t) + \Delta L(t) + \Delta G(t) \quad (8)$$

O $\Delta P_w(t)$ representa a variação de energia eólica gerada na hora t , $\Delta L(t)$ representa a variação da carga prevista em curto e longo prazo na hora t e $\Delta G(t)$ é a variação da geração de energia no momento t . Também é possível observar que a reserva terciária possui uma quantidade de energia extra, isso ocorre devido à natureza discreta da capacidade das unidades de geração. Dessa forma, a equação consegue dimensionar o risco da mudança de geração da energia eólica, mudança no sistema de carga e geração que não é coberta pela reserva operacional.

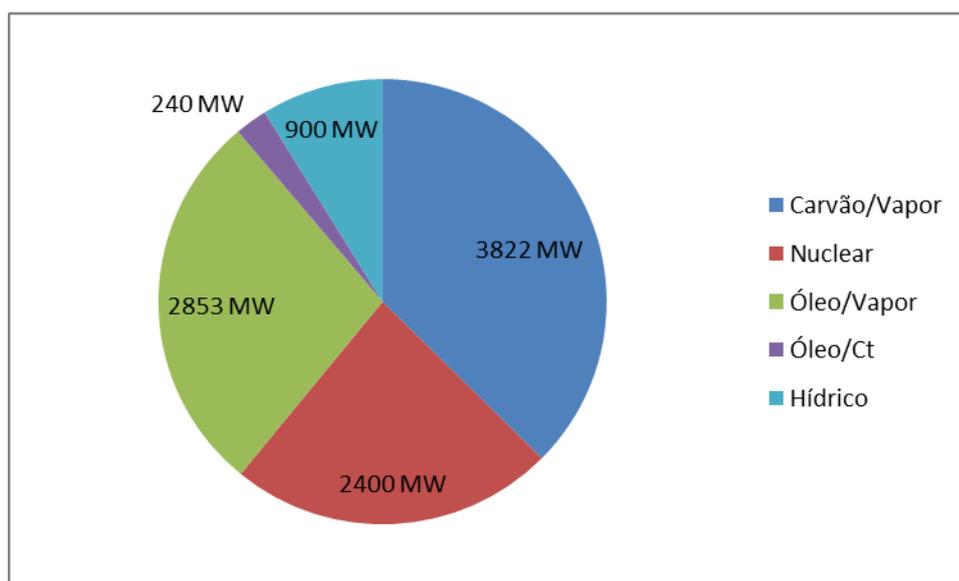
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A metodologia proposta será aplicada em cinco cenários diferentes, onde a intenção é fazer com que cada cenário represente uma configuração de sistema de geração em que a maioria dos países obtém ou que possa obter no futuro. Dessa forma, o IEEE-RTS 96 será modificado para se adequar aos cenários simulados, portanto a ordem de despacho e a configuração do sistema de geração serão alterados. Os cenários serão comparados a partir dos seus índices de confiabilidade da reserva operacional, sendo que o LOLE será utilizado como índice referência.

4.1 IEEE-RTS 96H

O primeiro cenário simulado utiliza apenas as fontes de geração térmica e hídrica. Na configuração original do sistema são consideradas 96 unidades geradoras de energia que se dividem em cinco tecnologias diferentes, essas podem ser vistas na figura 5 junto com suas respectivas capacidades. A capacidade total instalada é de 10215 MW com um pico anual de carga de 8550 MW.

Figura 5 – Capacidade total instalada IEEE-RTS 96H (NAKASONE, 2018).



Pode-se observar que apenas 8.8% da geração são provenientes do único recurso renovável, energia hídrica. O restante é dividido em quatro tecnologias térmicas que tem o carvão como o principal combustível e a nuclear como a segunda tecnologia mais utilizada, com isso é possível fazer uma comparação desse cenário com o que ocorre em países desenvolvidos que não possuem energias renováveis na matriz de geração, como por exemplo, os Estados Unidos. As simulações foram feitas considerando condições médias, portanto quando se trata dos parâmetros hídricos todas as séries terão a mesma probabilidade de ocorrer, como no caso são consideradas cinco séries históricas, cada uma terá uma probabilidade de ocorrência de 20%. Já as condições médias para as séries eólicas tem uma probabilidade de ocorrência de 50% na série média e 25% nas séries pessimista e otimista.

Tabela 1: Índices de confiabilidade IEEE-RTS 96H (NAKASONE, 2018).

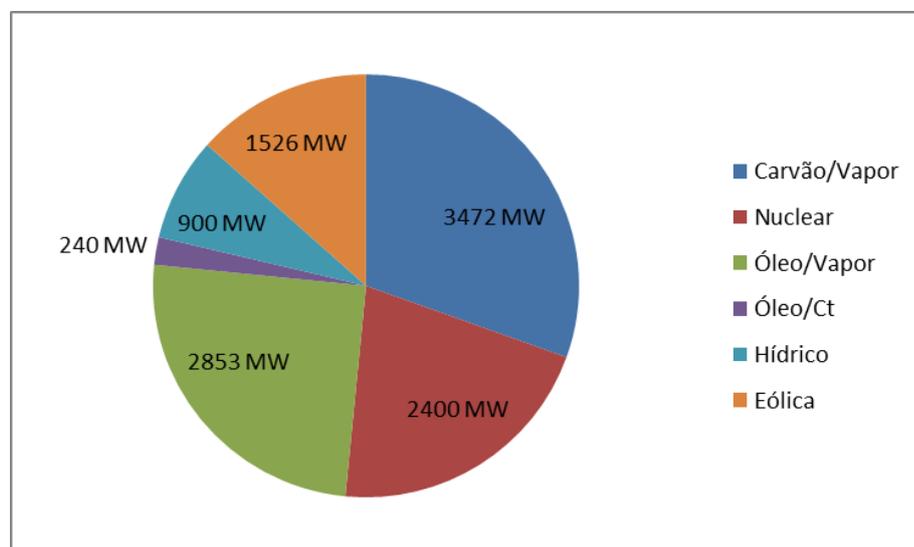
<i>Índices</i>	<i>Estático</i>	<i>Operacional</i>
LOLP (prob.)	6.43E-05	1.36E-04
LOLE (h/ano)	0.563685	1.19552
EENS (MW)	0.012452	0.04896
LOEE (MWh/ano)	109.1	428.9
LOLF (oc./ano)	0.19934	0.41291
LOLD (h/oc.)	2.827689	2.89533

Foram simulados 10081 anos com valor de convergência β 3.59%. O índice referência LOLE obtido nesse cenário foi de 1.19 h/ano, ou seja, uma expectativa de perda de carga baixa. Outro índice que pode ser destacado é o LOLP, onde a probabilidade de perda de carga é $1.36E-04$. Portanto, os índices de confiabilidade desse sistema apresentam valores que mostram que este é um sistema seguro quanto o fornecimento de energia elétrica. Isso ocorre por conta de que a maior parte do sistema é composta por fontes térmicas, essas são consideradas fontes seguras, uma vez que não são dependentes das condições ambientais para gerar energia.

4.2 IEEE-RTS 96HWa

Nesse cenário além das fontes de geração hídrica e térmica, serão consideradas as unidades de geração eólicas. Porém, ao invés de 96 unidades geradoras esse cenário possui 115 unidades, por conta da adição das unidades de geração eólica no sistema. Isso ocorre porque uma unidade de geração térmica que utiliza carvão e com capacidade de geração e 350 MW é substituída por 20 plantas de geração eólica que possuem no total uma capacidade de geração de 1526 MW, fazendo com que a capacidade total instalada seja de 11391 MW. A taxa de conversão de energia térmica com carvão para eólica é de aproximadamente 0.23, seu uso é necessário por conta da variação de geração de energia eólica. Portanto, o presente sistema contém uma presença maior de energias renováveis no portfólio de geração de energia, atingindo 21.3%. A configuração do sistema pode ser visto na figura 6.

Figura 6 - Capacidade total instalada IEEE-RTS 96HW (NAKASONE, 2018).



Foram simulados 16074 anos com valor de convergência β 3.67%. O subsistema de geração eólico é composto por 763 unidades de 2 MW que está distribuído em três áreas diferentes, a primeira área possui 267 unidades, enquanto a segunda possui 229 unidades e a última possui 267 unidades. Cada uma das áreas está submetida a uma condição climática retirada das três séries históricas que podem ser vistas no ANEXO I. A ordem de despacho desse sistema é primeiramente as unidades de geração térmica, depois as unidades eólicas e em seguida as hídricas. Os resultados podem ser vistos na tabela 2.

Tabela 2: Índices de confiabilidade IEEE-RTS 96HWa (NAKASONE, 2018).

<i>Índices</i>	<i>Estático</i>	<i>Operacional</i>
LOLP (prob.)	3.61E-05	1.06E-04
LOLE (h/ano.)	0.316056	0.92542
EENS (MW)	0.006536	0.031061
LOEE (MWh/ano)	57.3	272.1
LOLF (oc./ano)	0.11536	0.3567
LOLD (h/oc.)	2.739735	2.594373

Observa-se que esse cenário possui índices de confiabilidade da reserva operacional são menores em relação ao primeiro caso. Houve uma pequena diminuição na probabilidade de falha que foi de 0.0136% para 0.0106% e uma redução da perda de carga esperada de 22.6%, ou seja, alterações mínimas que fazem com que esse sistema seja muito semelhante ao anterior. O resultado não era esperado uma vez que ao se adicionar outra fonte de geração de energia renovável, ou seja, de geração intermitente, espera-se índices de confiabilidade maiores em relação a um sistema com menor geração variável. É importante ressaltar que a maior flexibilidade adicionada ao sistema, ocorre devido a diferente composição da matriz energética. Mesmo possuindo uma capacidade instalada maior em relação ao cenário anterior, esses sistemas devem ser considerados iguais nesse quesito, uma vez que a taxa de conversão utilizada na substituição da energia térmica pela eólica garante a compatibilidade entre ambos os sistemas. Portanto, observa-se que mesmo aumentando a utilização de fontes de energia renovável o sistema continua com índices de confiabilidade baixos, o que o torna um sistema seguro.

4.3 IEEE-RTS 96HWb

Existe apenas uma diferença em relação ao presente cenário com o anterior, a ordem de despacho, logo esse sistema também pode ser representado pela figura 6. Os índices de confiabilidade não dependem apenas da capacidade total instalada, estes também são influenciados pela ordem de despacho do sistema, como será demonstrado a seguir. Nesse cenário a ordem de despacho simulada foi primeiramente térmica, depois hídrica e em seguida eólica.

Pode-se afirmar que essa ordem de despacho não é adequada, uma vez que as unidades geradoras eólicas estariam fazendo parte da reserva terciária rápida, porém não é possível ter certeza se essas unidades estarão operando da forma esperada quando forem acionadas. A intermitência dessa fonte geradora faz com que a sua alocação como última fonte de energia na ordem de despacho não seja recomendado. Os resultados dessa simulação podem se vistas na tabela 3 a seguir:

Tabela 3: Índices de confiabilidade IEEE-RTS 96HWb (NAKASONE, 2018).

<i>Índices</i>	<i>Estático</i>	<i>Operacional</i>
LOLP (prob.)	3.65E-05	1.05E-04
LOLE (h/ano)	0.319303	0.922959
EENS (MW)	0.006613	0.031316
LOEE (MWh/ano)	57.9	274.3
LOLF (oc./ano)	0.11652	0.35587
LOLD (h/oc.)	2.740254	2.593536

Foram simulados 15308 anos com valor de convergência β 3.71%. Ao comparar esse cenário com o anterior observa-se que os índices de confiabilidade operacionais são muito similares. Isso ocorre porque em ambos os casos a energia térmica é a primeira a ser despachada e por ser uma fonte de energia segura consegue suprir energia mesmo com as variações de carga. Além disso, nos casos em que a energia térmica não consegue atender a demanda e outra fonte de energia precisa ser acionada, observa-se que em ambos cenários essa demanda seria suprida por fontes intermitentes, ou seja, a reserva secundária seria composta por fontes de energia renovável. Dessa forma, devido à semelhança na variação dos recursos renováveis para a geração de energia os índices de confiabilidade

apresentam valores muito próximos. Porém, devido à alta variabilidade de geração de energia eólica e a dificuldade de se elaborar um modelo de previsão de velocidade do vento preciso faz com que a utilização dessa fonte em último na ordem de despacho dificulte o planejamento do sistema de geração, diferente da energia hídrica que possui um tempo de resposta curto quando possuir reservatório de água mínimo para suprir a demanda de energia.

4.4 IEEE-RTS 96HWc

Assim como o terceiro cenário simulado, este apresenta características similares com a segunda simulação e pode ser representado pela figura 6, porém com uma ordem de despacho diferente. A primeira fonte a ser despachada nesse caso será a eólica, em seguida as fontes hídricas e por fim as térmicas. Espera-se que nessa simulação os índices de confiabilidade operacional apresentem os resultados menores, pois esta ordem fornece uma confiabilidade maior ao sistema, uma vez que as fontes térmicas não dependem das condições ambientais para produzir energia. Na tabela 4 a expectativa a respeito dos índices de confiabilidade é confirmada.

Tabela 4: Índices de confiabilidade IEEE-RTS 96HWc (NAKASONE, 2018).

<i>Índices</i>	<i>Estático</i>	<i>Operacional</i>
LOLP (prob.)	3.65E-05	7.36E-05
LOLE (h/ano)	0.319303	0.644534
EENS (MW)	0.006613	0.02679
LOEE (MWh/ano)	57.9	234.7
LOLF (oc./ano)	0.11652	0.21764
LOLD (h/oc.)	2.740254	2.961532

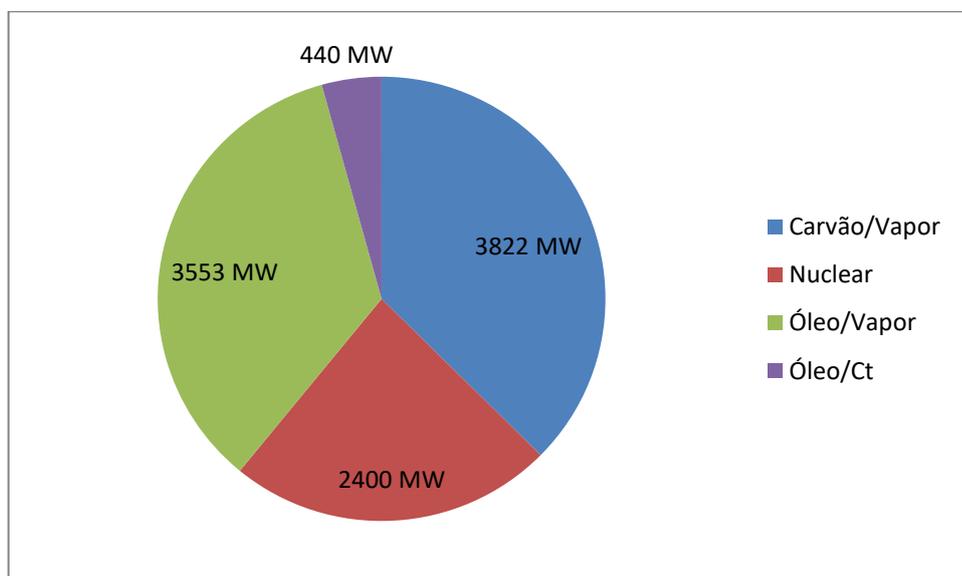
Foram simulados 18700 anos com valor de convergência β 3.98%. Observamos através de todos os índices de confiabilidade adquiridos a partir da simulação que esse cenário é o que apresenta os menores valores de índices de confiabilidade. A probabilidade de perda de carga é de 0.00736%, enquanto que o LOLE é 0.6445 horas por ano valor 30% menor em relação ao cenário anterior, que já apresentava bons índices, outro índice que indica a melhor desempenho desse cenário é a expectativa de energia não suprida que é 234.7 MWh/ano valor 15%

inferior em relação ao cenário anterior. A presença das fontes térmicas no topo da ordem de despacho faz com que as fontes de energia intermitentes sejam as primeiras a serem utilizadas para atender a demanda de carga. Toda a carga que não é suprida devido à variação de carga ou variação da geração das fontes renováveis é atendida pela reserva secundária que será composta principalmente por fontes térmicas que garantem segurança para o sistema, fazendo com que os valores dos índices de confiabilidade da reserva operacional sejam menores em relação aos outros cenários. Portanto observa-se que a ordem e despacho também tem um papel importante no planejamento energético do sistema, buscar a melhor maneira de despachar os recursos faz com que o sistema se torne mais seguro. Esse cenário simulado é o mais robusto e com melhor flexibilidade no sistema de geração, o que faz com que essa configuração seja a melhor para a adição de energias renováveis na matriz energética.

4.5 IEEE-RTS 96T

O quinto cenário tem intenção de demonstrar um caso extremo, onde apenas unidades térmicas são utilizadas. Assim como no primeiro cenário este possui uma capacidade total instalada de 10215 MW, porém possui uma unidade de geração a menos, ou seja, apenas 95 e o mesmo pico de carga de 8550 MW. A geração térmica é dividida entre cinco tecnologias e a porcentagem de cada tecnologia utilizada pode ser vista na figura 7.

Figura 7 - Capacidade total instalada IEEE-RTS 96HW (NAKASONE, 2018).



Esse cenário foi simulado na intenção de demonstrar o que ocorreria caso apenas fontes de energia térmica fosse utilizadas na matriz energética. A ocorrência de um cenário como este atualmente é improvável devido principalmente ao aumento de conscientização ambiental e o custo operacional elevado. Mesmo com o desenvolvimento tecnológico de fontes como a nuclear, a maioria dos países tem diminuído sua utilização devido ao perigo ambiental atrelado a esse tipo de tecnologia. Ainda assim esse tipo de simulação é válido para demonstrar o que ocorreria em situações extremas, caso aconteça mudanças ambientais bruscas e improváveis. Podem-se observar os resultados desse cenário na tabela 5 a seguir:

Tabela 5: Índices de confiabilidade IEEE-RTS 96T (NAKASONE, 2018).

<i>Índices</i>	<i>Estático</i>	<i>Operacional</i>
LOLP (prob.)	2.07E-05	1.24E-04
LOLE (h/ano)	0.181154	1.08874
EENS (MW)	0.003672	0.038773
LOEE (MWh/ano)	32.2	339.7
LOLF (oc./ano)	0.068109	0.81695
LOLD (h/oc.)	2.659758	1.332684

Foram simulados 6052 anos com valor de convergência β 3.69%. A partir dos resultados observa-se que os índices operacionais apresentam resultados ruins, uma vez que a matriz energética desse sistema é composta apenas por unidades térmicas, não possuindo flexibilidade no sistema diferente do que pode ser observado nos outros cenários presentes em 6.2, 6.3 e 6.4. Nos outros casos existem mais tecnologias diferentes compondo a matriz energética. Além disso, as unidades de geração térmica geralmente apresentam uma capacidade maior em relação aos outros tipos de energia o que faz com que a perda de uma unidade seja por falha, manutenção ou qualquer outro motivo tenha um impacto maior em relação à perda de qualquer outra unidade hídrica ou eólica. Por outro lado por apresentar taxas de falha e reparo melhor em relação a fontes renováveis esse apresenta uma duração por ocorrência maior em relação aos casos anteriores. Portanto, como foi dito anteriormente esse cenário é altamente improvável, mas caso ocorra este teria

índices de confiabilidade ruins em relação aos sistemas que se pode encontrar hoje em dia.

4.6 IEEE-RTS 96 *Renewable*

O último cenário simulado é uma representação do que ocorreria com os índices de confiabilidade caso fosse utilizado apenas fontes de energia renovável na matriz energética. A capacidade total do sistema é de 20970.00 MW, onde aproximadamente 60% dessa capacidade é composta por energia hídrica e 40% é composta por energia eólica. A capacidade total do sistema foi aumentada por conta da manutenção da taxa de conversão de energia térmica para eólica de 0.23. O pico de demanda de carga continua o mesmo 8550 MW. Nesse caso o número de unidades de geração é muito maior que nos casos anteriores, existem 123 unidades hídricas e 195 parques eólicos, números muito superiores aos 18 unidades hídricas e 20 parques eólicos vistas em 6.2, 6.3 e 6.4.

A intenção de se realizar uma simulação como esta é demonstrar como ficariam os índices de confiabilidade da reserva operacional caso a matriz energética fosse composta inteiramente por energia renovável sem um planejamento de flexibilidade do sistema de geração. Um cenário que poderia ocorrer com novas políticas de investimento e a pressão por utilização de energias renováveis. Isso serve de exemplo para que seja elaborado um planejamento a longo prazo da futura matriz energética, que atualmente não considera a flexibilidade que este deveria possuir. O atual planejamento apenas considera a capacidade instalada mínima que está deve possuir para atender a crescente demanda de energia elétrica. Os resultados da simulação podem ser vistos a seguir na tabela 6.

Tabela 6: Índices de confiabilidade IEEE-RTS 96 (NAKASONE, 2018).

<i>Cenário</i>	<i>Estático</i>	<i>Operacional</i>
LOLP (prob.)	1.67E-01	1.41E-01
LOLE (h/ano)	1461.38	1231.9
EENS (MW)	195.38	125.02
LOEE (MWh/ano)	1711522	1095165
LOLF (oc./ano)	156.48	128.76

LOLD (h/oc.)	9.339269	9.567427
--------------	----------	----------

Com os resultados mostrados é possível concluir que esse sem dúvidas é o pior cenário simulado. Isso ocorre por conta da intermitência das fontes de geração de energia, fazendo com que os índices de confiabilidade fiquem muito ruins em comparação com os outros cenários aqui vistos. Mesmo com taxas de falha e reparo parecidas com as fontes de geração térmica, em alguns casos muito melhores, não há garantia de que essas fontes estão produzindo energia quando estão no estado *UP*, pois estas dependem das condições ambientais. Portanto a adoção de fontes de energia renováveis sem o devido planejamento da flexibilidade do sistema de geração impacta diretamente da segurança do SEP.

O preço de operação dessas fontes pode ser muito inferior em comparação aos outros cenários simulados, porém com índices de confiabilidade como estes não compensa ter um preço pequeno se a probabilidade de não fornecimento de energia for tão alta. Por isso é de extrema importância levar em consideração a flexibilização da matriz energética quando é realizado o planejamento do sistema de geração, tendo índices de confiabilidade como suporte seja para o investimento na construção de novas fontes de energia renovável ou na desativação de usinas térmicas.

5. CONCLUSÃO

O aumento da conscientização ambiental e a adoção de políticas públicas que visam à diminuição da emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa fazem com que o crescimento da utilização de fontes de energia renováveis seja inevitável. A integração dessas fontes de geração variável na matriz energética deve ser feita sem comprometer a segurança do sistema de geração atual. Isso faz com que os estudos de flexibilidade do sistema de geração tenham um papel importante no planejamento da matriz energética futura.

Através dos resultados obtidos pode-se concluir que a ordem de despacho das fontes energéticas influencia na flexibilidade do sistema de geração. Foi possível observar uma diferença nos índices de confiabilidade da reserva operacional devido à intermitência das fontes renováveis que ora faziam parte da base da reserva energética, ora faziam parte do topo.

Também foi possível observar que quanto mais fontes de energia distintas se adota mais flexível se torna o sistema. Os índices de confiabilidade da reserva operacional da simulação IEEE-RTS 96HW foram melhores do que os índices das demais simulações que adotavam no máximo dois sistemas de geração distintos. Portanto é importante fazer um planejamento da matriz energética considerando diversas tecnologias para que se mantenha a segurança do SEP.

Com os resultados obtidos é possível concluir que um sistema de geração composto apenas por fontes de energia renovável apresenta péssima segurança no fornecimento de energia. Os índices de confiabilidade do cenário IEEE-RTS *renewable* foram os piores de todos os casos simulados. Isso demonstra que não se deve levar em consideração apenas a mínima potência instalada para suprir a demanda de energia, a flexibilidade do sistema tem um grau de importância semelhante à capacidade instalada.

Ainda foi possível concluir que o melhor cenário simulado nesse trabalho foi IEEE-RTS HWc, pois este apresentou os melhores índices de confiabilidade da reserva operacional. Isso ocorreu devido ao fato de que essa simulação apresentava a melhor ordem de despacho das fontes de energia. Além disso, esse cenário era o que possuía o mais número de fontes de geração distintas, sendo esta composta por fontes de geração hídrica, térmica e eólica.

Por fim, recomenda-se a modelagem de sistemas de geração diferentes daquelas abordados aqui mostrados em trabalhos futuros, como por exemplo: solar, sistemas de armazenamento de energia e/ou geração distribuída. Além disso, incertezas quanto à demanda de carga e geração de energia eólica e hídrica podem ser adotado em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

ADAMS, J.. **Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies**. Princeton: Nerc, 2010. 63 p. Disponível em: <http://www.nerc.com/files/IVGTF_Task_1_4_Final.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2018.

ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; ABDEL-GAWAD, N. M. K.. **The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System**. Manchester: Ieee, 1986. 7 p.

BILLINTON, Roy; LI, Wenqing. **Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo methods**. Nova Iorque: Plenum Press, 1994.

BILLINTON, Roy; ALLAN, R. N.. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. Nova Iorque: Springer Science+Business Media, 1996. 477 p.

BILLINTON, Roy.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. 2 ed. Nova Iorque: Springer Science+Business Media, 1992.

BREMERMANN, L. E. **Impact Evaluation of the large scale integration of electric vehicles in the security of supply**. 2014. 240 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade do Porto, Porto, 2014.

BREMERMANN, L. E. et al. Electric vehicle models for evaluating the security of supply. **Electric Power Systems Research**, [s.l.], v. 111, n. 1, p.32-39, jun. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.02.001>.

Chandler, H.. **Empowering variable renewables: options for flexible electricity systems**. Paris, 2009. 35 p.

GENTLE, James E.. Simulation and the Monte Carlo Method, 2nd edition by RUBINSTEIN, R. Y. and KROESE, D. P. **Biometrics**, [s.l.], v. 64, n. 4, p.1308-1308, 24 nov. 2008. Wiley. http://dx.doi.org/10.1111/j.1541-0420.2008.01138_11.x.

GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A. et al. Avaliação da Confiabilidade de Sistemas com Dependência Cronológica via Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 18., 2010, São Paulo. **Artigo**. Itájuuba: Cba, 2010. p. 4014 - 4021..

Jonnavithula A. Composite system reliability evaluation using sequential Monte Carlo simulation. Ph.D. **Tese**. 1997, Saskatchewan. University of Saskatchewan

KHAN, M.E.. Composite system spinning reserve assessment in interconnected systems. **Iee Proceedings - Generation, Transmission And Distribution**, [s.l.], v. 142, n. 3, p.305-309, maio 1995. Institution of Engineering and Technology (IET). <http://dx.doi.org/10.1049/ip-gtd:19951716>.

KIRSCHEN, Daniel S et al. Optimizing the flexibility of a portfolio of generating plants to deal with wind generation. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, Detroit. **Artigo**. Detroit: IEEE, 2011. p. 1 - 7.

LANNOYE, Eamonn; FLYNN, Damian; O'MALLEY, Marl. Evaluation of Power System Flexibility. **IEEE Transactions On Power Systems**. Dublin, p. 922-931. maio 2012.

LEAL, Sofia. **Integrating Short-Circuit Analysis in Distribution System Adequacy Evaluation using Sequential Monte Carlo Simulation**. 2014. 80 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica e de Computadores, Engenharia Elétrica e de Computadores, Universidade do Porto, Porto, 2014.

MATOS, Manuel et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases.

International Journal Of Electrical Power & Energy Systems, [s.l.], v. 31, n. 9, p.562-569, out. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.031>.

OBAMA, Barack. The irreversible momentum of clean energy. **Science**, [s.l.], v. 355, n. 6321, p.126-129, 9 jan. 2017. American Association for the Advancement of Science (AAAS). <http://dx.doi.org/10.1126/science.aam6284>.

REBOURS, Yann. **A comprehensive assessment of markets for frequency and voltage control ancillary services**. 2008. 322 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, University Of Manchester, Manchester, 2008.

ROSA, Mauro et al. Operational Reserve Assessment Considering Wind Power Fluctuations in Power Systems. **Handbook Of Wind Power Systems**, [s.l.], p.379-411, 2013. Springer Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-41080-2_12.

ANEXO I – Séries Históricas Hídrica

Hydrological Series 1						
Area	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
1	0.629	0.688	0.841	0.778	0.815	0.971
2	0.790	0.824	0.798	0.737	0.830	0.777
3	0.903	0.919	0.891	0.900	0.917	0.893
Area	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.892	0.791	0.646	0.665	0.610	0.413
2	0.737	0.703	0.664	0.681	0.727	0.772
3	0.885	0.885	0.873	0.821	0.837	0.848

Hydrological Series 2						
Area	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
1	0.534	0.612	0.648	0.736	0.696	0.765
2	0.851	0.918	0.863	0.785	0.773	0.698
3	0.821	0.869	0.878	0.903	0.877	0.877
Area	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.751	0.626	0.647	0.618	0.588	0.405
2	0.680	0.625	0.588	0.535	0.600	0.746
3	0.834	0.875	0.841	0.839	0.819	0.919

Hydrological Series 3						
Area	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
1	0.524	0.822	0.838	0.723	0.700	0.888
2	0.923	0.927	0.880	0.872	0.858	0.768
3	0.964	0.925	0.897	0.899	0.893	0.916
Area	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.870	0.852	0.822	0.764	0.643	0.491
2	0.725	0.682	0.648	0.590	0.633	0.687
3	0.909	0.906	0.889	0.872	0.836	0.883

Hydrological Series 4						
Area	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
1	0.684	0.514	0.587	0.679	0.647	0.701
2	0.703	0.693	0.663	0.654	0.699	0.708
3	0.920	0.889	0.907	0.902	0.904	0.895
Area	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.848	0.857	0.795	0.801	0.731	0.631
2	0.648	0.578	0.529	0.325	0.692	0.805
3	0.895	0.894	0.872	0.839	0.882	0.963

Hydrological Series 5						
Area	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
1	0.685	0.871	0.612	0.611	0.705	0.915
2	0.834	0.759	0.697	0.826	0.792	0.724
3	0.913	0.884	0.896	0.896	0.898	0.898
Area	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.845	0.779	0.740	0.673	0.649	0.580
2	0.683	0.630	0.569	0.521	0.462	0.439
3	0.882	0.889	0.877	0.843	0.836	0.830

Fonte: LEITE DA SILVA, 2010

Eólica

(A) Fatores mensais de produção de vento (por unidade)

(B) Fatores horários de produção de vento (por unidade)

Area	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
1	0.659	0.523	1.0	0.561	0.411	0.428
2	0.614	0.459	0.679	0.765	0.222	0.546
3	0.442	0.277	0.452	0.959	0.216	0.330
Area	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0.542	0.344	0.456	0.719	0.938	0.826
2	0.463	0.450	0.315	0.598	0.606	1.0
3	0.445	0.397	0.251	0.483	0.770	1.0

(A)

Area	1	2	3	4	5	6
1	0.414	0.413	0.417	0.422	0.416	0.408
2	0.552	0.517	0.520	0.527	0.536	0.532
3	0.366	0.368	0.385	0.402	0.413	0.411
Area	7	8	9	10	11	12
1	0.402	0.395	0.393	0.391	0.386	0.396
2	0.534	0.511	0.478	0.451	0.407	0.394
3	0.421	0.399	0.391	0.383	0.369	0.357
Area	13	14	15	16	17	18
1	0.408	0.405	0.426	0.424	0.434	0.428
2	0.388	0.381	0.388	0.394	0.415	0.444
3	0.357	0.360	0.357	0.371	0.375	0.363
Area	19	20	21	22	23	24
1	0.428	0.413	0.413	0.409	0.407	0.407
2	0.440	0.469	0.516	0.522	0.538	0.554
3	0.353	0.342	0.329	0.332	0.341	0.353

(B)

Fonte: LEITE DA SILVA, 2010