



## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### ANÁLISE DA FLEXIBILIDADE NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE COM ENERGIAS RENOVÁVEIS INTERMITENTES E RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO SIN

**THIAGO JOSÉ DA LUZ(1);CLODOMIRO UNSIHUAY VILA(1);CYNTIA CRISTINNE CORRÊA BAIA DE  
AQUINO(1);ALEXANDRE RASI AOKI(1)  
UFPR(1)**

#### RESUMO

Este informe técnico apresenta um estudo da flexibilidade no planejamento da expansão da capacidade para atender a demanda projetada para o Sistema Interligado Nacional em 2050. Para avaliar o impacto das energias renováveis variáveis, três cenários são propostos (base, referência e com crise hídrica) e avaliados utilizando a ferramenta computacional IRENA FlexTools. Foi possível identificar um déficit máximo de 12 GW, ocorrendo entre as 18h e 21h e curtailment no início do dia e no zênite solar. As eólicas foram o grande destaque com 155,5 GW de potência instalada e as térmicas a gás natural foram necessárias para fornecerem flexibilidade.

#### PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão; Energias Renováveis Variáveis; Recursos Energéticos Distribuídos; Flexibilidade.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

Estamos passando por uma transição energética onde busca-se atingir a neutralidade carbônica até 2050. O contexto atual também é marcado por um aumento da oferta de Energias Renováveis Variáveis (ERV) e de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). As ERV são fontes de energia não controláveis e não despacháveis (Solar e Eólica), e com significativa variação no curto prazo (1). De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, sigla em inglês), 60% da energia elétrica produzida em 2050 será através de ERV (solar e eólica) (2).

Os RED são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia localizados normalmente juntos aos consumidores. Podem ser caracterizados como RED: eficiência energética; geração distribuída (GD); gerenciamento pelo lado da demanda (GLD); resposta da demanda (RD); sistemas de armazenamento distribuído; veículos elétricos (VE) e estruturas de recarga (3). Se por um lado têm-se a imprevisibilidade da geração, pelo outro enfrenta-se o aumento na dificuldade para prever o consumo de energia. A integração das tecnologias existentes e emergentes demandará por um novo modelo de planejamento que avalie a sinergia entre as várias tecnologias.

Em Portugal, nos últimos anos a energia eólica tem sido responsável por cobrir mais de 100% do consumo de energia elétrica durante algumas horas no ano e ainda não foi reportado nenhum problema técnico de operação. No entanto, existe uma preocupação em garantir a segurança do sistema, o que levou a criação de um grupo de trabalho formado por vários atores (indústria, academia e consumidores), para identificando medidas que possam aumentar a flexibilidade (4). Neste sentido, a IRENA desenvolveu uma ferramenta de planejamento da expansão de longo prazo, para analisar os possíveis déficits de flexibilidade (2). A IEA também coordena um grupo de trabalho para promover a flexibilidade do sistema de energia, através do fórum *Clean Energy Ministerial* (Ministerial de Energia Limpa) (5). O impacto futuro das ERV e dos RED não é apenas uma preocupação externa e longe da realidade brasileira. Há alguns anos, a flexibilidade do sistema já vem preocupando o governo e a academia e neste âmbito alguns documentos foram produzidos. O grupo de estudo GESEL da UFRJ, apresentou um relatório onde é debatido o impacto da geração distribuída. Este documento alerta sobre os efeitos do aumento da participação da energia solar, causando o fenômeno descrito como curva do pato. Este fenômeno é caracterizado por uma queda acentuada da carga líquida em torno da metade do dia, e por uma retomada nas horas subsequentes (6). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) também apresentou um relatório técnico onde alguns conceitos sobre flexibilidade e capacidade são abordados e debatidos no âmbito do planejamento energético. Este documento afirma que o atual modelo com metas mensais pode não ser viável na operação onde as variações são horárias e sub horárias (1).

O Plano Decenal de Expansão (PDE) tem utilizado o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) desde 2017 e este modelo vem sendo aprimorado a cada ano pela EPE. No MDI atual, são definidos três patamares de carga para cada mês e a demanda máxima instantânea para cada mês. A meta mensal de geração das hídricas é definido a priori através do modelo SUSHI. Com esse modelo, é possível garantir que a capacidade instalada seja maior que a demanda máxima instantânea, ao mesmo tempo que a sazonalidade, tanto da geração como da demanda também

é analisada através da escala temporal mensal. No entanto, a flexibilidade do sistema para responder ao incremento ou à redução da produção, e em escala horária, não é verificada, tão pouco a capacidade de alocação dos recursos hídricos dentro do modelo de otimização.

Assim sendo, o informe técnico (IT) apresenta um estudo para o planejamento da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro, considerando não apenas a grande participação das ERV centralizadas, tais como usinas eólicas e solar fotovoltaicas, se não também o impacto dos RED na flexibilidade e otimização da expansão do SIN. Para isso é utilizada a ferramenta computacional IRENA *FlexTools* desenvolvida pela IRENA. São utilizadas as projeções de crescimento da demanda, da geração distribuída e o custo para 2050. É otimizada: a potência a ser instalada por cada uma das tecnologias consideradas; os recursos energéticos distribuídos (baterias, hídricas reversíveis e resposta da demanda); a capacidade de armazenamento dos reservatórios das hidroelétricas; e o despacho econômico. Para analisar esses impactos, três cenários são propostos: i) cenário base; ii) cenário de referência com e sem RD; e iii) cenário de crise hídrica.

O modelo consiste em atender a demanda futura de energia a mínimo custo de instalação e operação, com segurança e confiabilidade. Para analisar a flexibilidade e a capacidade de atender a demanda instantânea, uma escala temporal horária é utilizada para capturar a variabilidade que há nas ERV e RED. Também é utilizado um ano típico a fim de otimizar a gestão dos reservatórios e maximizar a complementariedade sazonal que há entre as fontes e regiões. Na seção 2, é apresentada uma breve revisão da literatura do conceito flexibilidade dentro do sistema elétrico. A ferramenta de otimização utilizada e a formulação do modelo são apresentadas na seção 3. Na seção 4 são apresentados os dados utilizados. Os Três cenários e resultados são apresentados na seção 5 e finalmente alguns *insights* e conclusões são apresentados na seção 6.

## 2.0 FLEXIBILIDADE NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

### 2.1 Recursos energéticos distribuídos

No MDI, as fontes renováveis não despachadas centralizadamente são os parques eólicos, pequenas centrais hidroelétricas (PCH e CGH), centrais solares fotovoltaicas e pequenas centrais térmicas de fontes renováveis com custo variável unitário nulo. Essas centrais recebem fatores de contribuição para cada patamar de carga, para estimar a produção, sendo estes, valores mensais para representar a sazonalidade dessas fontes (7). A IRENA define as energias renováveis variáveis como fonte de energia renovável que são caracterizadas por variabilidade e incerteza, por exemplo, solar e eólica, e as vezes hídricas a fio d'água e energia das ondas (2).

Já os Recursos Energéticos Distribuídos são as tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizadas dentro dos limites da distribuição de energia e normalmente juntos as unidades consumidoras (3). Similarmente, a IRENA define os RED como fontes de energia de pequeno e médio porte conectadas à rede de distribuição ou perto do usuário final, na qual incluem: geração distribuída; baterias atrás do medidor (*behind-the-meter*); cargas controláveis que podem ser usadas para resposta da demanda; veículos elétricos de carregamento inteligente (*smart charging*); e equipamentos que transformam eletricidade em aquecimento (*power-to-heat*) (8).

Na União Europeia, os RED podem oferecer 100 GW de potência em RD, na Austrália é esperado para 2050, que os RED supram de 30% a 45% da demanda de eletricidade (9). No Brasil, os RED têm avançado principalmente através da GD com a geração solar fotovoltaica e tem sinalizado um alerta de oportunidades e desafios no setor elétrico. No relatório elaborado pelo GESEL, são apresentadas algumas metodologias para calcular o custo evitado pela integração da energia solar na GD (6). Se por um lado a GD contribui para a redução de investimentos em produção de energia, por outro lado exige uma maior flexibilidade do sistema para responder ao incremento ou à redução da produção.

### 2.1 Flexibilidade elétrica

Flexibilidade é definida como a capacidade do sistema elétrico em gerenciar as mudanças. Uma definição mais completa pode ser a sugerida pela IRENA, como “a capacidade de um sistema de energia de lidar com a variabilidade e incerteza que a geração das ERV introduz no sistema em diferentes escalas de tempo, desde o curtíssimo ao longo prazo, evitando a redução das ERV e fornecendo de forma confiável toda a energia demandada aos clientes” (8).

À medida que a geração solar e eólica tem os seus custos reduzidos, tanto na geração centralizada como na GD, elas se tornam a melhor opção para substituir fontes tradicionais. No entanto, com a mesma velocidade que elas avançam, cresce a exigência por flexibilidade no sistema elétrico. Da mesma forma, o descomissionamento das termoelétricas também reduz a flexibilidade do sistema.

A flexibilidade pode ser categorizada de acordo com as necessidades do sistema elétrico. Na perspectiva do sistema, as necessidades estão relacionadas com a manutenção da frequência e o suplemento de energia. Já na perspectiva local, a flexibilidade está relacionada com a manutenção da tensão no barramento e garantir a capacidade de transferência da energia. Neste sentido, a IEA (5) define quatro categorias: i) Flexibilidade para Potência; ii) Flexibilidade para Energia; iii) Flexibilidade para Capacidade de Transferência; e iv) Flexibilidade para Tensão. Na potência, tem-se o equilíbrio de curtíssimo prazo (frações de segundo até uma hora), entre a geração e o consumo, impactando diretamente a estabilidade da frequência. O aumento de fontes intermitentes seja na forma centralizada ou GD, aumenta as incertezas e variabilidade da oferta e do consumo, exigindo mais capacidade de balanceamento (para cima ou para baixo). No fornecimento de energia, tem-se o equilíbrio de longo prazo (de horas até alguns anos).

Nesta categoria é necessário garantir a segurança energética em frente as variações sazonais e anuais, como períodos de secas que duram anos. Com o aumento das ERV e a redução da capacidade de armazenamento de longo prazo (reservatórios das hídricas e combustíveis das térmicas), aumentará as incertezas no suprimento.

Para a capacidade de transferência, tem-se o curto prazo (de minutos à algumas horas), e corresponde a capacidade do sistema em transportar a energia produzida até o local de consumo. Com o aumento da demanda de ponta, o aumento do pico de geração (por exemplo com a solar) e da GD, o sistema poderá enfrentar limitações de capacidade na transmissão e distribuição. Neste sentido, a flexibilidade não está apenas ligada ao balanço de energia, mas também à capacidade de transferência. Por último, na categoria de tensão, a flexibilidade requerida é de curtíssimo prazo (de segundos até dezenas de minutos). A manutenção da tensão é importante para manter a estabilidade do sistema e a qualidade da energia. O aumento da GD, irá ocasionar um fluxo de potência bidirecional, reverso e a variação de operação dos cenários. A redução na capacidade de geração de potência reativa e da inércia síncrona também impactará o sistema elétrico, além de reduzir a corrente de curto-circuito (4).

À medida que as ERV crescem, os impactos no sistema elétrico aumentam e novas estratégias são necessárias. Com o objetivo de preparar melhor os países para a transição energética, a IEA elaborou um relatório para avaliar a segurança na transição energética e classificou essa integração em seis fases, conforme descrito na Figura 1.

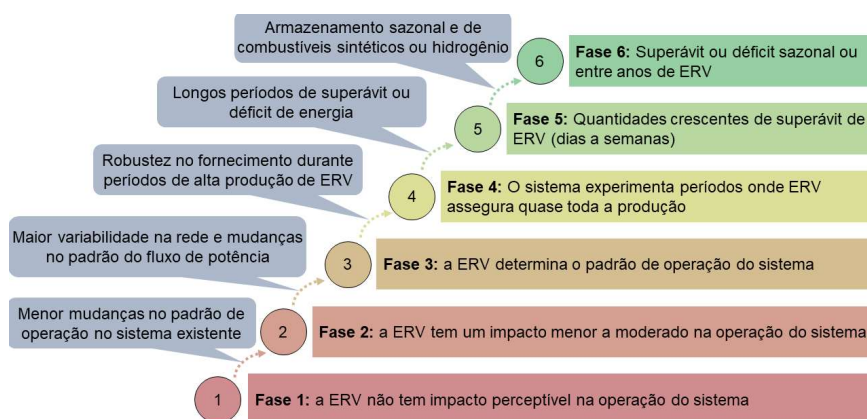


FIGURA 1 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS E DESAFIOS NAS DIFERENTES FASES DE INTEGRAÇÃO NO SISTEMA (9).

Na fase um estão os países onde a participação da ERV está abaixo de 5% e por isso não causam impacto ao sistema. Na fase dois estão os países com taxas entre 5% e 10%, nesta fase são verificados os primeiros desafios na integração dessas fontes. Na fase três, a participação ultrapassa os 10%, aumentando as incertezas e a variabilidade. Nesta fase, são necessários sistemas endereçados para garantir o balanço entre produção e consumo. Na fase quatro, as ERV asseguram a maior parte na produção e por isso, são necessárias técnicas avançadas para assegurar a estabilidade do sistema. Na fase cinco, a energia disponibilizada pelas ERV frequentemente ultrapassa o consumo (dias para semanas). Esse excesso leva ao *curtailment* (contingenciamento) dessas centrais. Nesta fase, a eletrificação de outros setores de uso final (por exemplo, transporte e aquecimento), pode aumentar a flexibilidade e atenuar esse problema. Na fase 6, a flexibilidade requerida é sazonal ou até mesmo entre anos para armazenar o excesso ou déficit de energia. Nesta fase, são necessários sistemas com grande capacidade de armazenamento<sup>2</sup>. As opções de flexibilidade podem ser oferecidas: na geração; na transmissão; na distribuição; na demanda; no armazenamento; e no modelo de mercado. Por exemplo, plantas térmicas com maior capacidade de rampa e menor tempo de partida; sistemas de controle do fluxo de potência no transporte da energia elétrica (FACTS); uso de técnicas de limites dinâmicos para linhas aéreas (*dynamic line rating* - DLR), por exemplo, em Portugal já é utilizado um fator de dimensionamento de 120% para as linhas de transmissão conectadas aos parques eólicos; programas de resposta dinâmica da demanda; construção de novos reservatórios; e uso de tarifas dinâmicas para influenciar o comportamento da demanda e da oferta (2),(4),(5),(9).

Atualmente, a flexibilidade do sistema não é um desafio presente no planejamento da expansão em alguns países como o Brasil, apesar de já haver preocupações por parte da EPE e a ONS para atualizar os modelos atuais. No entanto, à medida que a integração das ERV aumente, torna-se cada vez mais complexo garantir o fornecimento de energia com qualidade, confiabilidade e segurança. O planejamento antecipado da flexibilidade é fundamental para evitar soluções urgentes e de alto custo para resolver problemas que surjam devido a falta de flexibilidade no sistema. A implementação da análise da flexibilidade no planejamento de longo prazo permite encontrar soluções e cenários de menor custo, garantindo a segurança no atendimento a demanda. Nesta análise deve ser identificado: i) os gaps de flexibilidade; ii) a capacidade atual de integrar ERV; iii) o tempo restante para começar a investir em flexibilidade; e iv) identificar um conjunto de soluções a serem implementadas para aumentar a flexibilidade.

### 3.0 FERRAMENTA COMPUTACIONAL

Neste IT foi utilizado o IRENA *FlexTools*, uma ferramenta desenvolvida pela IRENA para otimização da expansão da capacidade do sistema elétrico a mínimo custo, com foco na flexibilidade do sistema elétrico. Esta ferramenta utiliza

o horizonte de um ano e escala de tempo de uma hora. Ela permite otimizar tanto a expansão, como o despacho elétrico para um ano de operação. O software é ofertado gratuitamente e está disponível em código aberto. Outras ferramentas foram desenvolvidas por outras organizações, por exemplo: NREL *System Evaluation* desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL); GIVAR desenvolvido pela IEA; ou o InFLEXion da EPRI (Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica). No entanto, ou as ferramentas não são gratuitas, ou não são disponibilizadas livremente, sendo necessário entrar em contato com os desenvolvedores para solicitar uma cópia (2).

O *FlexTools* é um modelo determinístico, o erro de previsão é assegurado através da reserva de capacidade que pode ser determinada pela demanda e pela integração das ERV ou a utilização de cenários. O modelo utiliza programação linear, sendo assim, não é possível utilizar variáveis binárias para representar a partida e desligamento das térmicas. Neste sentido, é utilizado uma aproximação linear para calcular o custo de partida das térmicas a as variáveis online. O modelo permite utilizar nós para representar a expansão na transmissão de energia, utilizando o modelo de transporte, ou seja, as linhas de transmissão funcionam como oleodutos que podem transferir uma certa quantidade de potência. Embora possa haver transferência de energia entre os nós, não pode haver transferência de reserva de capacidade, no MDI da EPE essa transferência é possível. Esta simplificação é feita para reduzir o tempo de simulação. A ferramenta é de fácil utilização e foi desenvolvida na interface do Excel e permite analisar tanto a expansão como a operação do sistema elétrico. A vantagem em utilizar o IRENA *FlexTools* está na qualidade dos resultados que permite uma análise detalhada dos cenários. A Figura 2 apresenta o fluxograma das etapas de decisão ao utilizar esta ferramenta. Sendo possível utilizar no modo despacho ou investimento.

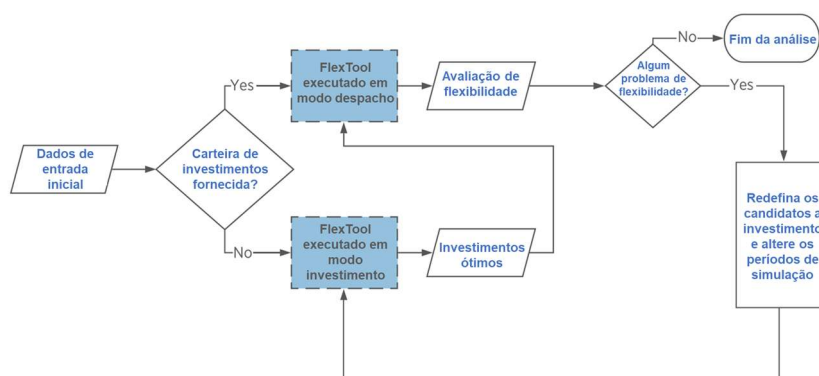


FIGURA 2 - FLUXOGRAMA DE COMO USAR O IRENA DEPENDENDO DAS INFORMAÇÕES DE INVESTIMENTO (8).

Na modelagem matemática da ferramenta IRENA *FlexTools*, a função objetivo minimiza os custos de investimentos na geração, armazenamento e linhas de transmissão. Além dos custos operacionais como: custos fixos e variáveis de operação e manutenção; custos do combustível; custo da emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); custo de partida e desligamento das térmicas; custo das penalidades por corte de carga; e custo das penalidades por *curtailment*. O balanço de energia deve ser garantido para todos os períodos, sendo assim necessário o uso das variáveis de folga. O balanço de energia é feito para todos os nós e inclui a conversão de energia de outro sistema energético como por exemplo hidrogênio (o modelo permite a análise com outros sistemas energéticos). O modelo também considera as restrições de expansão da capacidade, geração mínima para as centrais térmicas e hídricas, restrições de armazenamento, restrição de proporção entre MW investido e capacidade MWh para armazenamento e conversão de energia entre os sistemas energéticos. Também são utilizadas as restrições de capacidade de rampa de subida/descida das centrais, restrições para reserva de capacidade, restrições para as linhas de transmissão, restrição para taxa máxima de participação das tecnologias não-síncronas (eólica, solar etc.) e restrições das variáveis online. A formulação completa e detalhada pode ser vista em (2).

#### 4.0 DADOS DE ENTRADA

A Tabela 1, apresenta em resumo os dados utilizados.

TABELA 1 - PARÂMETROS UTILIZADOS PARA AS TECNOLOGIAS CONSIDERADAS

Tecnologia	Potência Mínima (p.u.)	Taxa de var. rampa (p.u. por min.)	O&M R\$/MWh	Custos fixos R\$/kW/ano	CAPEX R\$/kW	Investimento R\$/kWh	Proporção kW/kWh	Custo de partida	Tempo de partida	Vida útil	Taxa %	Potência instalada (MW)	Máximo Investimento (GW)
Carvão	0,40	0,015	120	780	9.800	-	-	180	6h	25	8	3.583	-
GN ciclo combinado	0,50	0,03	347	410	4.100	-	-	260	4h	20	8	9.640	-
GN ciclo aberto	0,40	0,10	451	470	3.400	-	-	340	0h	20	8	6.113	-
Nuclear	1	0,05	44	1230	24.500	-	-	-	18h	30	8	1.990	-
Bagaço cana	-	1	-	280	4.000	-	-	-	-	20	8	12.062	-
Biomassa	-	1	-	370	6.000	-	-	-	-	20	8	3.374	-

Biogás	-	1	-	800	7.500	-	-	-	-	20	8	169	-
Resíduos urbano	-	1	-	1.350	19.600	-	-	-	-	20	8	28	-
Eólica	-	1	-	270	4.500	-	-	-	-	20	8	17.275	345
Eólica offshore	-	1	-	940	12.250	-	-	-	-	20	8	0	700
PV	-	1	-	200	400	-	-	-	-	20	8	3064	1.000
UHE c/ reservatório	0,15	0,40	-	650	5.000	-	0,0002	-	-	30	8	37.951	6,758
UHE fio d'água	0,15	0,40	-	650	10.000	-	0,182	-	-	30	8	71.090	60,820
PCH	-	1	-	320	7.500	-	-	-	-	30	8	6.367	16
Reversíveis	-	0,40	0,33	370	6.500	-	0,33	-	-	30	8	191	1.355
Baterias	-	1	15	50		2.000	0,5	-	-	10	6	0	-
RD	-	1	349	72	-	-	-	-	-	10	8	0	25

Para este estudo, foi utilizado a curva média anual horária normalizada entre os anos de 2015-2021 fornecidas pela ONS, e projetadas para 2050 com base na projeção do PNE 2050 (10). Foi utilizado a capacidade instalada atual do sistema elétrico (geração, armazenamento e transmissão) e os investimentos já programados para a expansão do sistema segundo a ONS, EPE e ANEEL. Os dados para radiação solar e eólica foram extraídos do PDE 2030, assim como os dados econômicos (11). Para as hidroelétricas, foi considerado que apenas 10% da capacidade de expansão disponível poderá ser composta por hidroelétricas com reservatório. Para a expansão, utilizou os valores inventariados no PDE 2030, excluindo as regiões com restrições. Os dados técnicos das térmicas foram extraídos de (2). Como está previsto a retirada das UTEs a óleo diesel e óleo combustível, elas não serão consideradas, semelhantemente como foi considerado no PNE 2050. Para a transmissão, foi considerado a capacidade instalada, mais a capacidade já contratada de: N-NE 8.500 MW; N-SE 13.400; NE-SE 7.500; SE-S 11.500. Com custo de: 1.400 R\$/kW para N-NE e NE-SE; 1.800 R\$/kW para N-SE; e 800 R\$/kW para SE-S. Para GD, foi considerado a projeção de 118 GWp para solar e 140,1 TWh para autoprodução, conforme o PNE 2050. Como está previsto uma grande redução nos custos das tecnologias eólica, solar e baterias. Os preços atuais foram projetados para 2050 conforme a análise de (12). Também foi considerado 5249,34 R\$/MWh para o déficit (11).

## 5.0 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados alguns cenários para atender a demanda brasileira em 2050, considerando as primícias apresentadas na seção anterior. Para analisar o impacto da expansão da transmissão, a complementariedade que há entre as regiões e as características regionais. O modelo utiliza a divisão de quatro subsistema, conforme definido pela ONS (Norte – N, Nordeste – NE, Sudeste/Centro Oeste – SE, Sul – S).

### 5.1 Cenário base

Neste cenário não é considerada a RD, são utilizadas as projeções da GD e autoprodução, máximo investimento para as hídricas, eólicas e solares. A Figura 3 apresenta as tecnologias que sofreram expansão e os subsistemas onde foram instaladas. Neste cenário as UHE's com reservatórios atingiram o valor máxima de expansão em todas os subsistemas. Um crescimento de 22%, passando de 167,2 TWh de capacidade útil de armazenamento (80% da capacidade total disponível), para 204,4 TWh em 2050. Um grande destaque foram as eólicas, dos 180 GW instalados, mais de 80% foram de eólicas. Apesar da PV centralizada ter um custo competitivo, ela demanda mais flexibilidade do sistema, aumentando o custo de expansão e por isso não foi instalada. Embora não houve crescimento da PV centralizada, este cenário já inclui os 118 GWp previstos na geração distribuída. Também há a instalação de térmicas a gás natural (ciclo combinado) e baterias nos subsistemas SE-S para aumentar a flexibilidade do sistema.

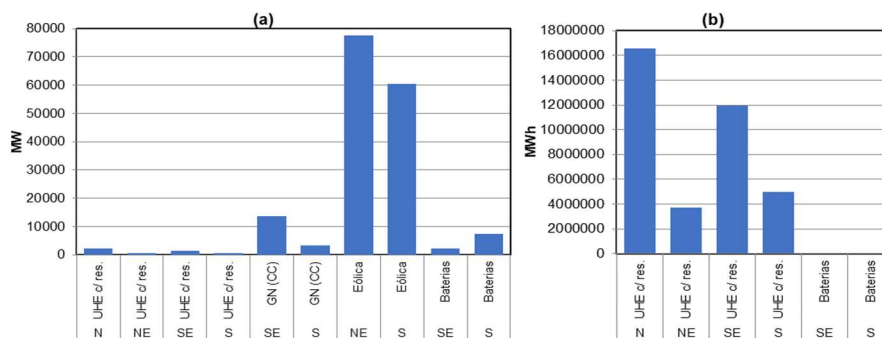


FIGURA 3 - (a) CAPACIDADE INSTALADA E (b) CAPACIDADE EM ARMAZENAMENTO INSTALADA.

Na Figura 4.a, tem-se a gestão dos reservatórios ao longo do ano. Observa-se que os reservatórios atingem os valores mínimos em Abril e os valores máximos em Novembro, utilizando 30% da capacidade global de armazenamento para fazer a gestão sazonal. O subsistema Norte é o que mais utiliza da capacidade de gestão (70%), chegando a valores mínimos justamente quando há maior vazão nos rios (Figura 4.b), isto para complementar a geração eólica. A correlação hídrica do Norte com as eólicas do Sul é -0,92 (12).

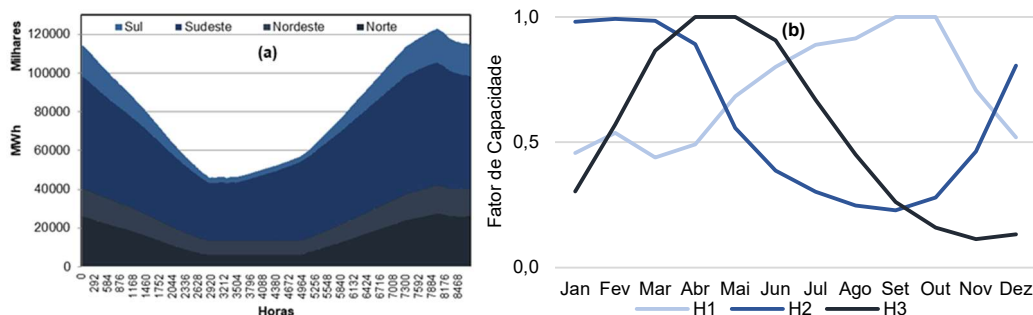


FIGURA 4 – (a) NÍVEL DO RESERVATÓRIO E (b) FATOR DE CAPACIDADE PARA H1 (SUL), H2 (SE-NE) E H3 (NORTE).

Este resultado de gestão do reservatório é divergente do que se pratica atualmente pela ONS, todavia no cenário atual há pouca participação das eólicas e solares.

A Figura 4 apresenta a operação horária do sistema para uma semana em Abril, período em que os reservatórios estão com menor nível e menor produção eólica. Pode-se observar o fenômeno da “curva de pato” causado pela GD (6), demandando do sistema uma maior capacidade de redução da geração no começo do dia, levando ao desligamento de todas as térmicas, redução das hídricas para a produção mínima permitida (15%), armazenamento nas baterias e *curtailment*. Já no fim dia, é observado uma necessidade de incremento no despacho devido a redução na produção solar e ao horário de ponta, levando ao aumento na produção hídrica, entrada das térmicas e uso das baterias para fornecimento de energia. Outro fenômeno observável é a complementaridade natural diária entre a solar e a eólica e a complementaridade diária solar e (hídrica-termelétrica).

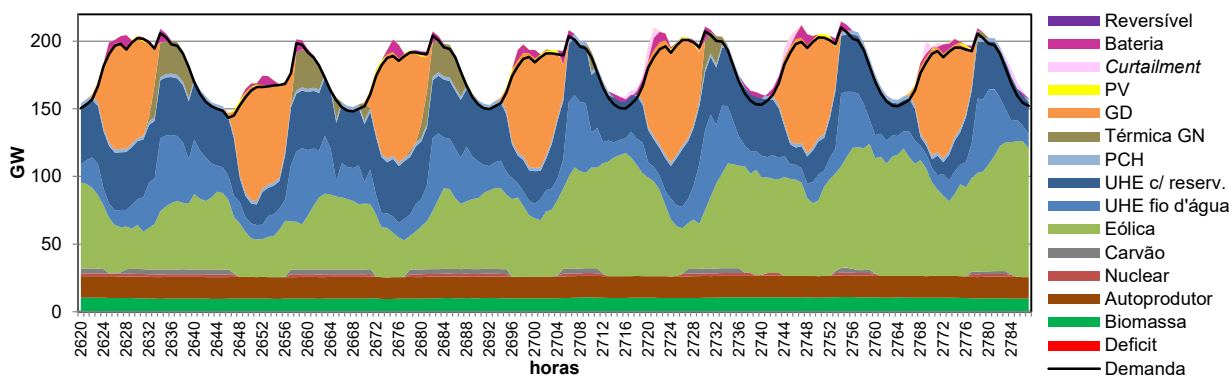


FIGURA 5 - RESULTADOS DO DESPACHO HORÁRIO PARA UMA SEMANA COMPLETA DE ABRIL DE 2050 NO SIN.

Para este cenário, a produção de ERV foi de 67%, sendo que 12% da produção a partir de EVR precisou sofrer *curtailment*. O déficit total para o ano de 2050 representou 0,05% da demanda, sendo que o corte máximo ocorreu as 21h do dia 19 de fevereiro e foi de 22 GW (representando 9,5% da demanda máxima de ponta), para este caso os déficits estão concentrados no Sudeste e Sul. Também foi observado o *curtailment* máximo de 125 GW (representando 54% da demanda máxima de ponta), com destaque no Nordeste com 90 TWh/ano. O Nordeste também foi o subsistema que mais exportou energia (229 TWh/ano) e o Sudeste o que mais importou (303 TWh/ano).

## 5.2 Cenário referência

Neste cenário, para garantir o desenvolvimento das principais tecnologias renováveis, foi considerado um limite mínimo de 20% no crescimento com base na capacidade disponível para expansão das UHE. Para PCH, bagaço de cana-de-açúcar, biomassa e eólica, um crescimento mínimo de 20% em relação a capacidade atual instalada. Devido à baixa participação ainda da PV centralizada e de hidrelétricas reversíveis, foi imposto um crescimento mínimo de 1 GWp para PV no NE e SE, respectivamente, e 1 GWh para reversíveis e baterias no SE e S, respectivamente. Nesse cenário o déficit foi reduzido para 0,02% e o *curtailment* aumentou para 13%, foi demandado um investimento maior em térmicas a gás natural (em 13%) e reduziu o investimento em baterias (em 8%) e em eólicas (em 3%). Para reduzir as renováveis não despacháveis, foi inserido ao modelo a participação da resposta da demanda, tanto para a redução de consumo como para o incremento de consumo. Neste modelo o consumidor pode reduzir ou aumentar o consumo de energia e recebe algum benefício da concessionária. Para a redução de consumo, o PDE utiliza 349 R\$/MWh (11), para aumento de consumo, foi utilizada uma referência da IRENA (2), onde o consumidor pagará R\$ 52,4 por MWh consumidos nos períodos que for acionado. Este modelo pode ser utilizado para consumo ou para armazenamento de energia *behind-the-meter*. Por exemplo, através de baterias em sua residência ou veículos elétricos, o consumidor pode fornecer energia e receber R\$ 349 por cada MWh, ou recarregar as baterias

em outros períodos pagando R\$ 52,4 por cada MWh consumido. A RD pode fornecer até 10% da demanda máxima verificada. A Figura 6 apresenta o despacho sem utilizar a resposta da demanda, e utilizando a RD.

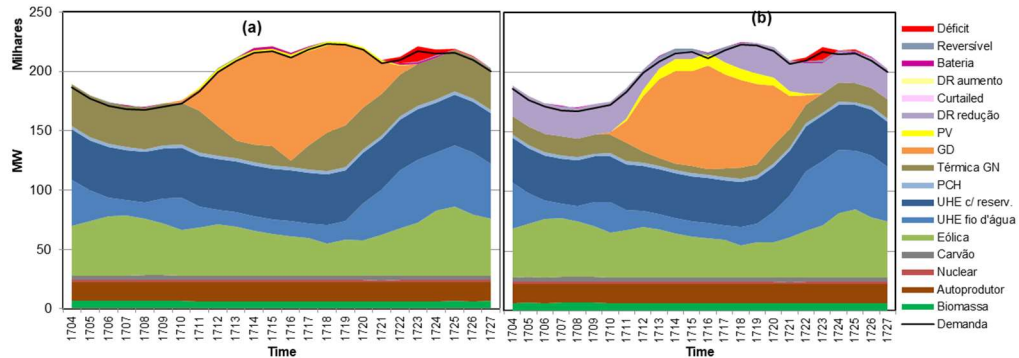


FIGURA 6 – (a) DESPACHO HORÁRIO DO SIN PARA 13 DE MARÇO de 2050 SEM RD E (b) COM RD.

Apesar da utilização da RD, ainda continuou a ocorrer déficit, no entanto o déficit foi reduzido para 0,01% (para metade). Outros fatores também ocorreram e contribuíram para a não eliminação total do déficit, por exemplo, as ERV aumentaram de 67% para 78%, com destaque na PV centralizada (8,7 GW). A RD também proporcionou a redução das térmicas a gás natural em 19 GW. O uso da RD para aumento de consumo permitiu reduzir o *curtailment* para 3%. A participação de 78% das ERV corresponde a fase cinco da Figura 1, onde é necessário a eletrificação e integração com outros setores para minimizar o *curtailment*. Para a eliminação total do déficit, seria necessário utilizar um custo maior de déficit do que o atualmente utilizado pela EPE, neste caso, viabilizaria o investimento em mais flexibilidade, por exemplo, térmicas a gás natural e baterias. No exemplo proposto, a RD não foi utilizada para eliminar o déficit, mas para reduzir o uso das térmicas e aumentar a integração PV, rezindo a função objetivo em 23%. Para análise de flexibilidade, calculou-se a máxima rampa horária de subida e descida para a demanda e para a carga líquida, ou seja, a demanda a ser atendida após descontar a contribuição das ERV. Para este cenário, a máxima rampa líquida de subida foi 56,5 GW, e de descida foi 41,5 GW. A Figura 7 apresenta uma semana em que ocorreu a rampa máxima de subida. Nela tem-se a rampa líquida (azul) e a rampa de subida (verde). As ERV que estão sofrendo *curtailment* podem ser utilizadas como reserva de rampa para o sistema (vermelho). Por exemplo, se 50 GW de PV está sofrendo *curtailment*, tem-se 50 GW de reserva que poderão entrar instantaneamente para atender o sistema em caso de aumento de demanda ou saída de operação de alguma central ou linha de transmissão.

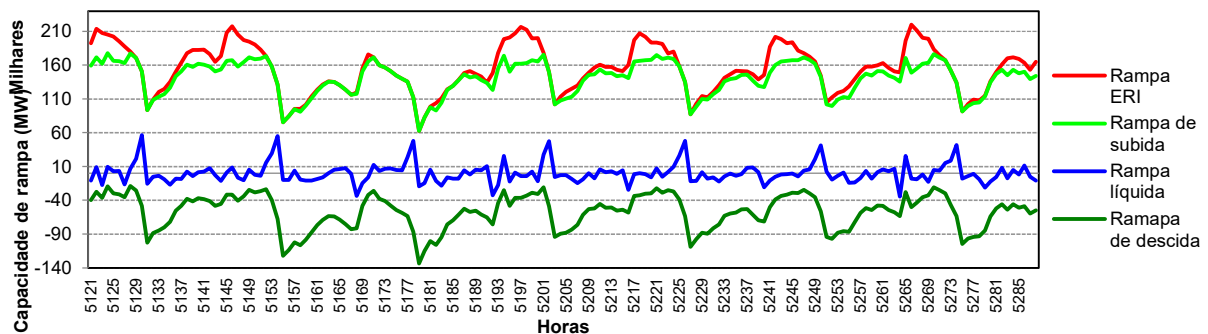


FIGURA 7 - CAPACIDADE REQUERIDA DE RAMPA PARA UMA SEMANA DE AGOSTO.

Dentro deste cenário foi avaliado o impacto da GD no sistema reduzindo em 20% a capacidade prevista para 2050 e deixando o software livre para escolher instalar ou não estes 20% removidos, porém sem custo de instalação. Ao realizar este teste, como não há custo para instalação da GD, os 20% que ficaram livres para ser otimizado em cada um dos subsistemas, foram instalados em todos os subsistemas e o resultado final foi o mesmo. Um segundo teste foi realizado para verificar qual seria a melhor distribuição da GD entre os subsistemas e para este teste a GD também foi reduzida em 20%, porém a expansão da GD passou a ter o mesmo custo da PV centralizada. Nesta avaliação, a expansão da GD foi concentrada no subsistema SE e os 24 GWp antes distribuídos proporcionalmente em cada um dos subsistemas, foram agora reduzidos para 19,7 GWp e instalados em apenas um subsistema. Com essa melhor distribuição da GD, foi reduzida a capacidade instalada, o déficit e o *curtailment*, mostrando que uma distribuição otimizada da GD pelos subsistemas pode reduzir os custos de operação e expansão do sistema.

### 5.3 Cenário crise hídrica

Para validar a robustez do cenário de referência, foi criado um caso de crise hídrica para ser atendido pelo mesmo sistema projetado na seção anterior. Neste cenário, a vazão hídrica foi reduzida em 60% e os reservatórios não poderão sofrer depreciação, ou seja, o volume final deve ser o mesmo que o inicial para 2050. Para tornar viável a

solução do problema, foi preciso reduzir a restrição de geração mínima para 5%, pois as vazões ficaram abaixo de 15% em alguns períodos. A Figura 8 apresenta o fator de capacidade das hídricas e das fontes despacháveis, pode-se observar a redução das hídricas para o cenário de crise hídrica e como as térmicas e RD foram mais acionadas do que no cenário referência.

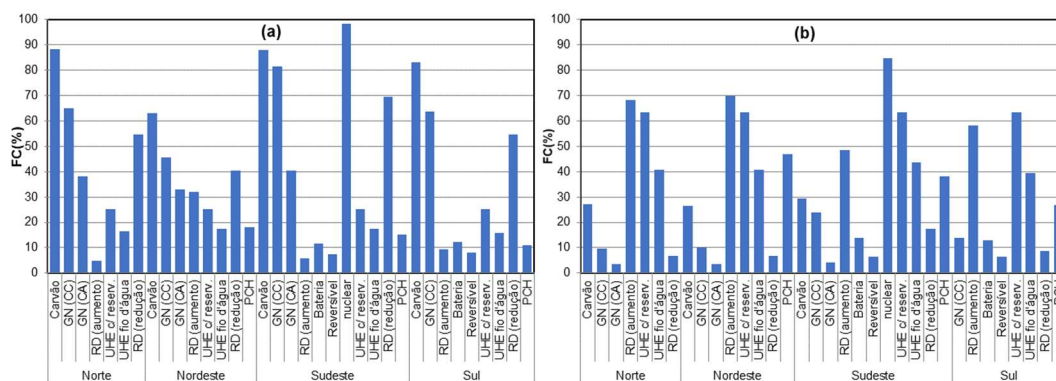


FIGURA 8 - Fator de Capacidade (FC) das hídricas, térmicas, baterias e RD no cenário de crise hídrica (a) e de referência (b).

Neste cenário o custo de operação teve um aumento de 575%, liderado principalmente pela participação das térmicas não renováveis (aumento de 299% na geração de energia). A RD também teve um papel muito importante neste ano de crise, fornecendo 137 TWh, o que corresponde a um aumento de 315% em relação ao cenário de referência. Para este ano de crise hídrica o déficit foi de 0.9% e 1.6% de *curtailment*.

## 6.0 CONCLUSÕES

Neste IT apresentou-se a ferramenta IRENA *FlexTools* e projetou-se alguns cenários para 2050. As eólicas se mostraram a melhor opção para atender a demanda futura (representando 80% da expansão no cenário base), no entanto foi necessário investir em fontes não renováveis para fornecer flexibilidade. Neste sentido, os recursos energéticos flexíveis distribuídos terão um importante papel. A GD impactou o sistema levando a não instalação de PV centralizada, sua integração deve ser analisada pois demanda flexibilidade do sistema e consequentemente, custos operacionais. Na análise regional foi possível identificar a complementaridade entre as regiões para decidir onde deve ser instalado cada tecnologia. Nesta análise identificou-se que a eólica teve maior expansão no Nordeste e a PV no Sudeste, assim é possível identificar quais estados a GD contribui mais para o sistema.

A proposta deste IT não foi eliminar o *curtailment* e déficit de energia, mas identificá-los. Desta forma, foi possível identificar um déficit máximo de 12 GW, ocorrendo entre as 18h e 21h. Por outro lado, o *curtailment* ocorreu no início do dia, exigindo maior rampa de descida das hídricas e térmicas e no zênite solar. Assim, conclui-se que medidas de gerenciamento pelo lado da demanda devem ser adotadas para mudar o hábito de consumo da população, na tentativa de trazer o consumo noturno para o horário de zênite solar.

A ferramenta utilizada apresentou algumas limitações, como dificuldade de convergência no modo despacho, análise para apenas um ano e é um modelo determinístico. Por exemplo, não foi possível determinar uma solução otimizada para atender tanto o cenário de referência, como o caso de crise hídrica. Apesar das limitações, esta ferramenta apresentou resultados consistente, permitiu a análise horária, restrições de rampa e linhas de transmissão. Como trabalhos futuros, outros cenários podem ser validados para baixa produção de ERV, a integração de outros sistemas energético pode ser incluída e o *curtailment* e déficit podem ser eliminados.

## REFERÊNCIAS

- (1) EPE. Flexibilidade e Capacidade : Conceitos Para a Incorporação de Atributos Ao Planejamento Flexibilidade. Brasil. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT\\_EPE\\_DEE-NT-067\\_2018-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf)
- (2) IRENA. Power system flexibility for the energy transition. Irena. Published 2018. Emirados Árabes Unidos. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition>
- (3) EPE. Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos No Planejamento Energético. Brasil. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND - Recursos Energéticos Distribuídos.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND-RecursosEnergeticosDistribuidos.pdf)
- (4) GONÇALVES, H., LEÃO, T.P. Fórum Energias Renováveis Em Portugal 2020. Portugal. Disponível em: <https://www.ineg.pt/wp-content/uploads/2020/11/Fórum-Energias-Renováveis-em-Portugal-2020.pdf>
- (5) CEM. Power System Flexibility. França. Disponível em: <http://www.cleanenergyministerial.org/campaign-clean-energy-ministerial/power-system-flexibility>

(6) CASTRO, N., CASTRO, G., FRANCESCO, D.F., TOMMASSO, F., MORAIS, R. Impactos Sistêmicos Da Micro e Minigeração Distribuída. Brasil. Disponível em: [https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde\\_de\\_Castro/12.tdse79\\_2018\\_Impactos\\_sistemicos\\_da\\_micro.pdf](https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde_de_Castro/12.tdse79_2018_Impactos_sistemicos_da_micro.pdf)

(7) EPE. MODELO DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS PARA A EXPANSÃO DO SIN. Brasil. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/NTEPE-DEE-NT-073\\_2020-MDI.PDF](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/NTEPE-DEE-NT-073_2020-MDI.PDF)

(8) IRENA. Innovation Landscape Brief: Market Integration of Distributed Energy Resources. Emirados Árabes Unidos. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Market\\_integration\\_distributed\\_system\\_2019.pdf?la=en&hash=2A67D3A224F1443D529935DF471D5EA1E23C774A](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Market_integration_distributed_system_2019.pdf?la=en&hash=2A67D3A224F1443D529935DF471D5EA1E23C774A)

(9) IEA. Status of Power System Transformation 2019: Power System Flexibility. França. doi: 10.1787/9789264302006-em

(10) MME/EPE. NATIONAL ENERGY PLAN 2050. Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

(11) EPE. 2030 Ten-Year Energy Expansion Plan. Brasil. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE\\_2030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE_2030_RevisaoPosCP_rv2.pdf)

(12) LUZ, T.J. Metodologias e Tecnologias para a Integração de Energias Renováveis no Sistema Elétrico Brasileiro. Portugal.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores pela Universidade de Coimbra – Portugal (2019). Atualmente é Professor da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e está no programa de pós-doutorado da UFPR. Pesquisador e revisor das revistas Elsevier, atuando nas áreas de energias renováveis, planejamento energético e técnicas de otimização.

(2) CLODOMIRO UNSIHUAY VILA

Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, Brasil, Doutorado Sanduiche em Engenharia Elétrica na Pontificia Universidad Comillas de Madrid, Espanha. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Paraná, também é membro permanente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Paraná. Atualmente vem desenvolvendo pesquisas relacionados aos seguintes temas: Planejamento da Operação e da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica Interconectados, Redes Elétricas Inteligentes, Redes Ativas de Distribuição e Microgrids; ii) Planejamento da Operação e da Expansão de Energias Renováveis, Recursos Energéticos Distribuídos considerando a Resposta da Demanda.

(3) CYNTIA CRISTINNE CORRÊA BAIA DE AQUINO

Cyntia Cristinne Corrêa Baia de Aquino possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Amapá (UNIFAP, 2018). Atualmente é mestranda em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) com ênfase em Sistemas de Potência. Sua área de pesquisa é em Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos de Potência.

(4) ALEXANDRE RASI AOKI

Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2003). Atualmente é Professor da Universidade Federal do Paraná (desde 2008) orientando alunos de mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Foi Pesquisador e Gerente dos Institutos Lactec por quase 15 anos (2003 até 2017) onde participou e coordenou diversos projetos de P&D para concessionárias de energia de todo País. É Senior Member do IEEE. É membro do Cigre (desde 2006) sendo atualmente Coordenador do Comitê de Estudos C6 - Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Energéticos Distribuídos.