



HPPA

**PROPOSTA TÉCNICA E COMERCIAL PARA SERVIÇOS DE
CONSULTORIA**

***“Estudos de Estabilidade e Equilíbrio Sistêmicos
para aferir Impactos no Custo e Eficiência da
Operação frente ao Avanço da Geração Solar
Fotovoltaica”***

Elaborado para:



São Paulo, 21 de Outubro de 2024.

Sumário

1	Introdução e Objetivo.....	4
2	Diagnóstico e Benchmark Internacional - Operação de Sistemas Elétricos com ampla utilização de Energia Renovável	6
3	Reflexos da Expansão Solar Fotovoltaica Centralizada e Distribuída na Operação do SIN	9
3.1	Flexibilidade e Resiliência Operativa	9
3.1.1	Conceito de Flexibilidade no contexto do Projeto	11
3.1.2	Quantificação da Flexibilidade	13
3.1.3	Flexibilidade no nível de Sistema Interligado.....	14
3.1.4	Flexibilidade no nível de Fonte de Provimento.....	15
3.1.5	Diagnóstico para o SIN.....	16
3.2	Constrained-off de UFV	18
3.3	Alternativas para Provimento de Flexibilidade	22
3.3.1	Considerações Gerais	22
3.3.2	Opções Tecnológicas para provimento de Flexibilidade.....	23
3.3.3	Cálculo das Métricas de Flexibilidade	30
3.4	Impactos da Inserção da Geração Distribuída ao Sistema Elétrico Nacional....	34
3.4.1	Avaliação dos requisitos - Simulação de exemplos com redes típicas, centradas basicamente na Média Tensão e na Alta Tensão	35
3.4.2	Quantificação dos Impactos da GD	37
4	Prestação de Serviços Ancilares por UFV ao SIN	46
4.1	Visão da Conjuntura vigente	46
4.2	Serviços Ancilares – Perspectiva Internacional e Oportunidades de Aprimoramento para o SIN	48
4.3	Valoração de Serviços Ancilares – Contexto e Aspectos Metodológicos.....	49
4.3.1	Contexto	49
4.3.2	Aspectos Metodológicos	49

4.3.3	Métricas para Avaliação de Serviços Ancilares	51
4.4	Diretrizes Gerais para Remuneração dos Serviços Ancilares	52
4.5	Proposta de Aprimoramento na Remuneração dos Principais Serviços Ancilares relacionados a usinas fotovoltaicas.....	54
4.5.1	Serviço Ancilar de Suporte de Reativos.....	54
4.5.2	Inércia	55
4.6	Serviços Ancilares não tradicionais	56
4.7	Observações Finais Relativas a Serviços Ancilares	57
5	Requisitos adicionais do Termo de Referência da ABSOLAR	60
5.1	Proposição de Modelos de Negócios	60
5.2	Mapeamento de Incentivos e Impactos econômicos	61
5.3	Sustentabilidade Ambiental e Social de Projetos Solar FV.....	62
5.3.1	Aspectos Ambientais	62
5.3.2	Aspectos Sociais.....	63
5.3.3	Aspectos de Sustentabilidade e Governança	63
5.4	Estratégias e Recomendações de Planejamento e Operação	64
6	Relatório Final e Publicações	66
7	Principais Produtos e Cronograma das Atividades.....	68
7.1	Principais Produtos.....	68
7.2	Cronograma das Atividades.....	69
8	Proposta Comercial	71
9	Confidencialidade	73
10	Apresentação Institucional do Consórcio.....	74
10.1	MRTS Consultoria em Engenharia	74
10.1.1	Atuação.....	74
10.1.2	Compromisso com a Sustentabilidade	75
10.1.3	Experiência em Temas correlatos ao da proposta	76
10.2	HPPA – High Performance Power System Applications	79
10.2.1	Atuação.....	79

10.2.2	Principais clientes da HPPA	80
10.2.3	Experiência em Temas correlatos ao da proposta:	80
10.3	MC&E Consultoria	82
10.3.1	Atuação.....	82
10.3.2	Trabalhos recentes da MC&E	82
11	Equipe Principal do Projeto	85

1 Introdução e Objetivo

As empresas MRTS Consultoria, MC&E Consultoria e HPPA - *High Performance Power Systems Applications*, em parceria (**MRTS, MC&E e HPPA**), apresentam neste documento a Proposta Técnica e Comercial para atendimento ao **Termo de Referência (TR), versão 02/10/2024**, encaminhado pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – **ABSOLAR**, para contratação de serviço de consultoria especializada para a realização de “**Estudos de Estabilidade e Equilíbrio Sistêmicos para aferir Impactos no Custo e Eficiência da Operação frente o Avanço da Geração Solar Fotovoltaica**”.

Em linhas gerais, o estudo objetiva avaliar os rebatimentos da expansão da geração solar fotovoltaica centralizada e distribuída no contexto do planejamento da operação do sistema, avaliando-se os impactos decorrentes desta tendência, embasando a proposição de soluções para o endereçamento dos pontos principais.

No contexto dos estudos solicitados pela ABSOLAR, solicita-se a realização de levantamento detalhado e abrangente dos possíveis impactos na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a atual e expandida utilização da fonte solar fotovoltaica centralizada e distribuída, avaliando critérios como equilíbrio entre oferta e demanda, estabilidade eletromecânica, custos e benefícios, problemas operacionais, gargalos na infraestrutura, bem como a necessidade de aprimoramentos no controle de inversores e a utilização de novas tecnologias, como armazenamento de energia por baterias (BESS – Batteries Energy Storage Systems).

Em complemento, o escopo abrange a avaliação de modelos de negócio possíveis de serem estruturados para solucionar problemas atuais, no sentido de que sejam considerados aspectos como (i) novos produtos que se possa oferecer ao mercado, associados a serviços ancilares, a exemplo de serviços de atendimento de ponta, segurança dinâmica, redução dos cortes de geração; (ii) além da melhoria de indicadores de qualidade do suprimento; (iii) formulação de indicadores de estabilidade do sistema e de eficiência econômica, dentre outros relevantes à temática central. Dado que uma preocupação relevante do Operador Nacional do Sistema (ONS) é a expansão significativa de geração distribuída e seu efeito na operação do SIN, o trabalho foca também na possibilidade de atuação de agregadores que controlam tanto a geração distribuída, como o armazenamento eletroquímico distribuído para aumentar a controlabilidade do sistema.

Nas análises solicita-se que o estudo deva considerar aspectos técnicos como fluxo de potência, sistema de proteção, econômicos e regulatórios com indicação de eventuais ajustes do arcabouço regulatório vigente ou necessário de implementação, trazendo também experiências internacionais com suas devidas implementações para solução de problemas.

Os temas de sustentabilidade ambiental e social dos projetos, resiliência a eventos extremos, inteligência artificial e recursos energéticos distribuídos também serão objeto de avaliação no contexto das atividades a serem desenvolvidas.

As empresas **MRTS, MC&E e HPPA** (doravante denominadas **Consórcio**) possuem longo histórico de atuação no Setor Elétrico Nacional, sendo reconhecidas pela expertise e qualificação técnica de suas equipes, bem como na realização de estudos com independência técnica em relação as análises realizadas aos seus clientes institucionais e aos agentes de mercado. Para maior detalhamento vide capítulos de apresentação e qualificação das empresas, localizados ao final desta proposta.

Visando-se melhor aproveitamento das sinergias entre as atividades previstas e o sequenciamento de desenvolvimento, alguns itens foram reorganizados em relação a sequência original proposta no TdR da ABSOLAR. Nesse contexto, os capítulos apresentados a seguir representam as principais vertentes de atividade a serem desenvolvidas, constituindo o Plano de Trabalho previsto para o Estudo.

As atividades apresentadas nesta proposta visam atender plenamente as atividades previstas no Termo de Referência - 02/10/2024 da ABSOLAR.

2 Diagnóstico e Benchmark Internacional - Operação de Sistemas Elétricos com ampla utilização de Energia Renovável

<TR ABSOLAR> Revisão de literatura existente sobre operação de sistemas elétricos com ampla utilização de energia renovável, modelos de planejamento e operação, tecnologias auxiliares, experiência internacional e comparativo com a utilizada no Brasil; Análise de estudos de casos reais; Inteligência Artificial: Explorar o potencial da inteligência artificial para otimizar a operação do sistema e integrar as fontes renováveis; Analisar casos de sucesso de países que já possuem alta utilização de fontes renováveis, identificando fatores críticos, políticas operativas e lições aprendidas.

A crescente expansão de fontes de energia renovável, como solar e eólica, está transformando o setor elétrico global. Embora essas fontes contribuam para a sustentabilidade energética, sua natureza intermitente impõe desafios operacionais significativos aos sistemas de potência.

Esta atividade tem por objetivo a realização de um diagnóstico qualitativo sobre os principais fatores decorrentes a expansão de energia renovável variável (não despachável), como eólica e solar fotovoltaica, no contexto do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em complemento, estudo de benchmark internacional sobre a mesma temática será realizado, de modo que seja possível destacar os aspectos chave da experiência internacional, isto é, em distintos mercados, no tratamento da operação de matrizes elétricas com forte presença de renováveis, permitindo-se uma análise comparativa que considere as particularidades do sistema nacional.

Visando o atendimento do escopo da TR, os seguintes aspectos serão considerados no estudo de diagnóstico e benchmark:

- **Operação de Sistemas Elétricos com ampla utilização de energia renovável:** caracterização da expansão dos sistemas elétricos e rebatimentos na operação; mapeamento dos rebatimentos na operação dos sistemas, fatores críticos, modelos de planejamento e operação e soluções técnicas e regulatórias implementadas para otimização da operação.
- **Flexibilidade Operativa:** realização de estudo de benchmark internacional sobre as experiências de países (por exemplo, Energy Supplier Obligations - ESO no mercado do Reino Unido) na adoção de práticas e modelos utilizados para gerenciar a flexibilidade e os serviços ancilares em seus respectivos sistemas elétricos, incluindo requisitos do sistema em escala temporal de curto (controle de tensão, frequência e estabilidade) e médio prazos.

- **Tecnologias Auxiliares:** levantamento das tecnologias (tradicionais e novas) com crescente aplicação em sistemas elétricos para otimização da operação com confiabilidade e segurança.
- **Estudos de Casos Reais:** realização de análise de casos internacionais visando identificar os efeitos na operação da expansão de renováveis, fatores críticos, políticas operativas adotadas e lições apreendidas. São exemplos de mercados a serem avaliados: CAISO (California Independent System Operator), National grid (Reino Unido), PJM (Pensilvânia, New Jersey and Maryland Pool) e AEMO (Australian Energy Market Operator).
- **Inteligência Artificial:** análise da aplicação de técnicas baseadas em Inteligência Artificial para otimizar a operação de sistemas e integração de fontes renováveis.

Caberá ao **Consórcio** a escolha e de até três mercados internacionais a serem pesquisados como referências para o estudo.

Com base no diagnóstico brasileiro, como também no estudo de benchmark internacional, será realizada análise criteriosa comparando-se os cenários (nacional e internacional), de modo que as lições aprendidas no cenário internacional sejam devidamente avaliadas sob a ótica das particularidades do SIN, permitindo-se recomendações de diretrizes gerais sobre o tratamento a ser implantado no contexto nacional. Ressalta-se que as análises qualitativas abrangerão a visão da solar fotovoltaica nas modalidades centralizada e distribuída.

Como metodologia de trabalho, as análises serão realizadas com base em levantamento de informações e dados a serem coletadas em acervos técnicos-científicos nacional e internacional, tais como, relatórios técnicos de instituições de renome internacional, agências governamentais, artigos científicos, estudos acadêmicos, dentre outras publicações referenciadas e de notório reconhecimento técnico.

Recentemente (Agosto de 2024), a MC&E fez uma incursão presencial no mercado texano (considerado o mercado mais liberal do mundo) avaliando a operação do ERCOT e a regulação do PUCT. No segmento de distribuição, foram abordadas empresas agregadoras de carga, GD e armazenamento que definem despacho a cada 15 min através de preços formados através de oferta e procura. No mercado atacadista, foi também detalhado o efeito das eólicas e solares a oeste do Estado onde se administra o “curtailment” através de mecanismo de preço.

Nesta atividade poderão, a critério do **Consórcio**, ser realizadas reuniões técnicas com especialistas e com *stakeholders* relevantes, como operadores de sistema, reguladores e agentes de mercado.

Principais Subprodutos e Reuniões:

- Relatório Técnico: **Diagnóstico e Benchmark Internacional – Operação de Sistemas Elétricos com ampla utilização de Energia Renovável**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Uma reunião para apresentação da evolução do trabalho;
- Uma reunião de apresentação do Relatório Técnico.

3 Reflexos da Expansão Solar Fotovoltaica Centralizada e Distribuída na Operação do SIN

<TR ABSOLAR – item: Necessidades Técnicas para absorver a entrada de usinas previstas> Com base na entrada prevista dos projetos de fontes renováveis, elaborar necessidades para a operação do sistema de forma a minimizar impactos aos empreendedores e ao operador (constrained-off, falta de conexão, inversão de fluxo, etc) incluindo diferentes cenários de penetração e impacto dessas fontes nas redes de transmissão e distribuição; Resiliência: Avaliar a resiliência do sistema elétrico frente a eventos extremos e propor medidas para aumentar sua robustez; levantamento detalhado e abrangente dos possíveis impactos na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a atual e expandida utilização da fonte solar fotovoltaica centralizada e distribuída, avaliando critérios como equilíbrio oferta e demanda, estabilidade eletromecânica, custos e benefícios, problemas operacionais, gargalos na infraestrutura, necessidade de utilização de outras tecnologias, como armazenamento ou outras.

Esta atividade tem por objetivo principal a realização de estudos energéticos e elétricos para suporte às investigações sobre os efeitos da expansão da solar fotovoltaica (centralizada e distribuída) no planejamento da operação do SIN.

Os estudos compreenderão avaliar diferentes critérios, tais como: equilíbrio oferta e demanda, estabilidade eletromecânica, custos e benefícios, problemas operacionais, gargalos na infraestrutura, necessidade de utilização de tecnologias, como armazenamento por Bateria (BESS), dentre outros aspectos relevantes ao tema.

Baseado nos resultados esperados das análises qualitativas e quantitativas, pretende-se elaborar um relatório apresentando os aspectos positivos e negativos da expansão da solar, quanto ao planejamento da operação do sistema, em que também serão tecidas recomendações para o fortalecimento dos aspectos positivos e apresentados os encaminhamentos a serem dados para mitigar aqueles compreendidos como negativos.

A seguir são apresentados os principais estudos a serem realizados, cumprindo observar que estes visam atender plenamente o escopo do TR encaminhado pela ABSOLAR.

3.1 Flexibilidade e Resiliência Operativa

Cada vez mais são necessárias soluções bastante avançadas para aprimorar a flexibilidade operacional de sistemas de potência, proporcionando a capacidade de resposta rápida e eficiente às oscilações causadas pela geração de energia renovável.

A flexibilidade é uma característica fundamental para sistemas de potência que operam com alta penetração de fontes renováveis.

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE), flexibilidade é a capacidade do sistema de gerenciar variações e incertezas na oferta e demanda de forma confiável e econômica, em todas as escalas de tempo relevantes. Essa habilidade é crucial para manter a estabilidade da rede elétrica e evitar interrupções que possam comprometer a qualidade do fornecimento.

Pode-se considerar 4 tipos de possibilidade de provimento de flexibilidade:

- i. **Geração Flexível:** Implementação de tecnologias e processos que aumentam a capacidade de ramp-up e ramp-down de usinas térmicas e hidrelétricas.
- ii. **Armazenamento de Energia:** Utilização de sistemas de baterias e usinas hidrelétricas reversíveis para armazenar e redistribuir energia em momentos de maior demanda.
- iii. **Resposta do Consumidor:** Implementação de programas de resposta à demanda, permitindo que consumidores ajustem seu consumo em resposta às necessidades do sistema.
- iv. **Expansão da Rede de Transmissão:** Fortalecimento das redes para garantir a interconexão eficiente entre diferentes regiões, suavizando a demanda líquida e facilitando o intercâmbio de energia.
- v. **Requisitos às gerações e carga:** Possibilitar através de incentivos e regras que os agentes de geração e carga participem do controle da rede elétrica tanto no aspecto estático como no dinâmico.

O aumento da flexibilidade traz benefícios ao sistema, podendo-se citar:

- **Maior Confiabilidade e Segurança Operacional:** O foco é garantir que o sistema elétrico tenha capacidade para responder de forma eficiente às variações da oferta e demanda, evitando falhas e apagões.
- **Otimização de Custos:** Com a implementação de soluções de flexibilidade, é possível reduzir os custos operacionais ao minimizar a necessidade de geração de energia de backup ou, quando possível, compra de energia de outros mercados como, por exemplo, através de importação de energia.
- **Integração de Fontes Renováveis:** Quanto mais flexível o sistema, melhor a integração de grandes volumes de energia renovável, garantindo uma operação mais estável e previsível, mesmo com a variabilidade da geração solar e eólica.
- **Redução de Volatilidade de Preços:** A flexibilidade também contribui para uma maior previsibilidade dos preços da energia, otimizando as condições de mercado e permitindo uma melhor arbitragem de energia.

Alguns dos principais indicadores de Flexibilidade e Monitoramento podem ser mencionados:

- **Capacidade de Rampa:** Medida da rapidez com que o sistema pode aumentar ou diminuir a geração.
- **Indicadores Probabilísticos:** Avaliação da probabilidade de o sistema não conseguir atender às rampas necessárias em diferentes cenários.
- **Redução do “vertimento renovável”:** Quantificação da geração eólica e solar não efetivada em função de restrições ligadas à rede de transmissão, sendo substituída por geração mais cara, seja térmica ou mesmo hidrelétrica (“constrained-off” ou “curtailment”, imposto pelo Operador do Sistema para preservar a segurança operacional).
- **Monitoramento de Volatilidade de Preços:** Ferramentas para prever e ajustar o sistema conforme variações de preço no mercado de energia.

Com maior flexibilidade o sistema elétrico estará preparado para enfrentar os desafios do futuro, garantindo a integração eficiente de fontes renováveis e mantendo a confiabilidade, segurança e competitividade no mercado de energia.

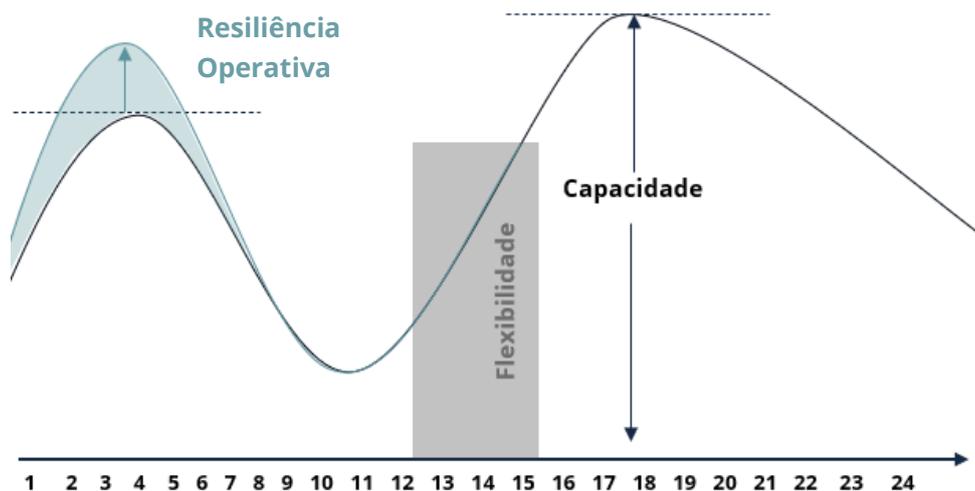
3.1.1 Conceito de Flexibilidade no contexto do Projeto

Dentre as muitas definições de flexibilidade, uma genérica e abrangente é a seguinte: “Flexibilidade é a habilidade de sistemas de potência em lidar com variabilidade e incertezas em todos os momentos”¹.

Está embutida nessa definição a relação temporal de momentos em que se deve focar o desempenho do Sistema. No curto prazo (milissegundos a minutos) o sistema deve ter os recursos adequados para manter a operação elétrica segura para condições normais e sob distúrbio, com respostas proporcionadas fundamentalmente por ajustes de controles fixados a priori da variação ou distúrbio a ser enfrentado, sendo que esses controles devem direcionar respostas totalmente automatizadas, como por exemplo, aquelas do controle de carga e frequência do sistema. Essa definição tão ampla, que caracteriza o atributo Flexibilidade como associado à capacidade do sistema de reagir a qualquer variação, em escalas de tempo tão distintas, não se afigura como a melhor opção, de modo que se irá adotar neste estudo o conceito de Flexibilidade como associado a variações mais lentas.

¹ Hitachi “Power System Flexibility – A Key Enabler for The Energy Transition”, [Power System Flexibility – a key enabler for the energy transition | Hitachi Energy](#)

Por conseguinte, no contexto do Projeto em configuração, será adotada uma definição de natureza conceitual que já é compartilhada pelo Planejador do Sistema (EPE), em que “a **flexibilidade se refere à habilidade do sistema em lidar com variações de oferta e demanda em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração**”, conforme se pode visualizar na Figura a seguir, que ilustra o conceito que se propõe adotar para Flexibilidade.



Por outro lado, entende-se mais próprio associar as variações rápidas (milissegundos a poucos minutos) ao conceito de “**resiliência operativa**, que está relacionada **ao montante necessário para atender a variações de carga líquida e variações na configuração do Sistema, função da ocorrência de contingências de geração e na rede de transmissão, em escalas de tempo inferiores aos comandos de despacho**”. Essas ocorrências são frequentemente associadas a grandes variações no ponto operativo do Sistema (daí se estar associando ao conceito de resiliência operativa) e sua mitigação pode ser proporcionada por Serviços Ancilares adequados, complementando as necessidades do Sistema nessa escala de tempo.

Adiciona-se a esses conceitos, o conceito de “capacidade”, que está relacionado com a possibilidade de o sistema atender à demanda a todo instante, principalmente no horário de maior necessidade do sistema.

Há um reconhecimento global de que a **flexibilidade e resiliência** são componentes essenciais para se garantir a **confiabilidade**, estabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica à medida que aumenta a proporção de renováveis e o "novo mercado de energia" se consolida.

3.1.2 Quantificação da Flexibilidade

Para a avaliação quantitativa da flexibilidade, serão consideradas as seguintes métricas:

- i. Variação do Custo Marginal de Operação
- ii. Redução do vertimento renovável (“Constrained-off”)
- iii. Redução do Custo Total de Operação
- iv. Contribuição do atendimento da rampa de saída da geração solar (“Curva do Pato”)

Variação do Custo Marginal de Operação:

Nesse caso, quando se adiciona Flexibilidade ao SIN, através das opções tecnológicas de provimento, pode-se aferir uma redução do Custo Marginal de Operação, em relação a uma configuração de referência.

Redução do vertimento renovável (“Constrained-off”)

Com a participação massiva das fontes não controláveis na Matriz Elétrica (Eólica e Solar) / ou não despacháveis², quando a geração depende da disponibilidade instantânea do recurso primário (Vento e Sol), superpondo com a necessidade de transferir geração das usinas hidrelétricas localizadas ao Norte do País e restrições de transmissão (locais e mesmo inter-regionais), o Operador tem sido forçado a cortar geração renovável para garantir uma operação condicionada por requisitos de adequação e segurança, realizando de forma compulsória, para os agentes impactados, o que se denomina “constrained-off” ou ainda “curtailment”.

A consequência é que parte dessa energia renovável “vertida” tem que ser substituída por geração termelétrica ou geração hidrelétrica, que pode ter seu valor aferido pelo “valor da água” no instante do incremento de despacho, caracterizando um valor econômico que pode ser quantificado e cotejado com o custo de se reduzir esse montante a partir de opções tecnológicas de provimento de flexibilidade.

Redução do Custo Total de Operação

A variação do Custo Marginal de Operação é um indicador interessante para a contribuição de uma fonte de Flexibilidade ao SIN, mas não permite uma monetização direta que permita cotejar alternativas de provimento de Flexibilidade.

² Exceto despacho para redução de geração, que se pode denominar de “despacho para baixo”.

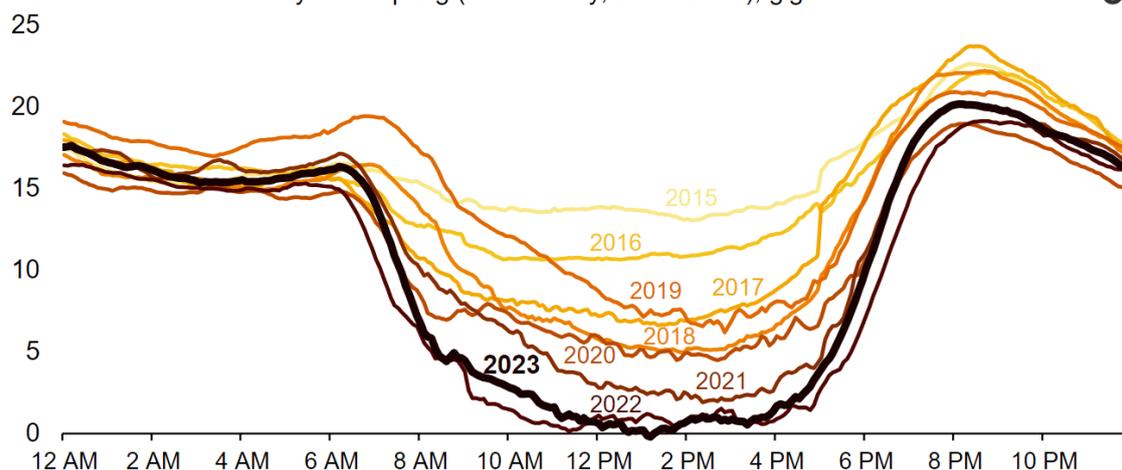
Nesse caso, o que pode ser feito é calcular e aferir a variação do Custo Total de Operação entre uma situação de referência estabelecida e uma situação em que “ceteris paribus” se considera apenas a alocação da fonte de Flexibilidade que se queira avaliar a influência.

Contribuição do atendimento da rampa de saída da geração solar (“Curva do Pato”)

Na atual conjuntura do SIN, já se começou a vivenciar, de forma intensa diga-se de passagem, a experiência que outros países já vivenciaram, tendo-se registro da primeira ocorrência significativa na Califórnia / EUA, do fenômeno que se tornou conhecido como “curva do Pato”, decorrente da influência da geração solar na curva de carga líquida, que se incrementa de forma rápida e vigorosa com a redução da intensidade de irradiação solar ao longo da tarde, tornando a curva de carga líquida “vista pelo sistema” como perfil que lembra um pato esquematizado, conforme figura a seguir.

California's duck curve is getting deeper

CAISO lowest net load day each spring (March–May, 2015–2023), gigawatts



Data source: [California Independent System Operator](#) (CAISO)

A rampa de saída da geração solar pode ser perfeitamente projetada em qualquer horizonte de análise que se deseje e, a partir daí, se pode quantificar a variação de despacho no sistema que corresponde à saída da geração solar, inclusive permitindo quantificar o acréscimo de despacho equivalente ao efeito isolado da redução de geração solar experimentada, bastando quantificar o montante de geração solar FV centralizada e distribuída que se considerou ao estabelecer o cenário horário da demanda.

3.1.3 Flexibilidade no nível de Sistema Interligado

De início, convém estabelecer uma metodologia para avaliação de Flexibilidade para o Sistema Interligado como um todo.

Cabe frisar que o conceito de adição de potência para prover as necessidades de capacidade para atender o pico de demanda, reserva de potência operativa (RPO) e atendimento da rampa de saída da geração solar (flexibilidade propriamente dita) não foca na avaliação de cada componente isoladamente, mas sim se afere ao montante total de potência adicional no SIN, após atendidos os critérios de ajuste de configuração sob a ótica essencialmente energética (Modelo NEWAVE), com o suporte do **Modelo de Balanço de Ponta**, desenvolvido pela EPE.

Nesse caso, a necessidade de Potência adicional, decorrente da análise com suporte do Modelo de Balanço de Ponta é indicada pela EPE ao Poder Concedente (MME) que, por sua vez, adota esse montante como meta de contratação em Leilão de Reserva de Capacidade.

Novamente aqui se deve enfatizar que a parcela que, nesse Documento, se denomina de atributo de Flexibilidade, pode ser estabelecida por diferença entre o requisito total de Potência e a necessidade de Reserva de Potência, elaborando a curva de carga líquida a ser atendida em cada horário e identificando-se a variação de requisito entre os horários de pico solar e o pôr do sol.

Para monetização da Flexibilidade do ponto de vista sistêmico, pode-se utilizar parâmetro de custo baseado em Leilões de Reserva de Capacidade, seja Leilões já ocorridos, como também em análises prospectivas de Leilões futuros e as fontes de provimento de Flexibilidade mais promissoras em determinado horizonte de avaliação.

Experiência internacional mostra que primeiro passo seria melhorar sinal de preço, tanto aperfeiçoando o modelo de formação de preço, quanto pela introdução da liquidação dupla – por exemplo, e posterior ajustes em mercados de flexibilidade ou ancilares, com pagamentos fixos e/ou variáveis e até por custo de oportunidade, como é o caso do CAISO, ERCOT e MISO.

3.1.4 Flexibilidade no nível de Fonte de Provimento

Nesse tópico, objetiva-se estabelecer uma metodologia para aferir a contribuição de determinada fonte de provimento de Flexibilidade, especificada em local e montante, para a Flexibilidade global do SIN.

Esse tipo de avaliação será fundamental para o Operador poder avaliar e comparar benefícios para contratação de reforços de Flexibilidade por processo mais expedito e simplificado em relação a um Leilão de Reserva de Capacidade, por necessidade decorrente de variação não prevista da demanda, surgimento de uma intensificação de período seco (prenúncio de “crise hídrica”), expansão não prevista na geração distribuída solar, etc.

Além disso, o Operador poderá se posicionar com propriedade quando instado pelo Regulador para subsidiar decisão relativa a autorizar ou não reforço de transmissão proposto por uma Transmissora, como por exemplo a adição de um dispositivo de armazenamento, como também direcionar a fixação de preços de reserva para Leilões de Resposta da Demanda, onde se inclua a contribuição monetizada para a Flexibilidade do SIN. Nesse âmbito de consideração, devem ser utilizadas as métricas anteriormente definidas para quantificação da referida contribuição, executando-se os passos a seguir:

- i. Definir local e fonte de provimento a ser considerada.
- ii. Definir uma configuração de referência para o SIN, a ser tomada como ponto de partida para a avaliação dos indicadores de Flexibilidade.
- iii. Efetuar as simulações necessárias para cada métrica, sempre considerando o racional da diferença entre o desempenho do SIN sem a fonte de Flexibilidade e o desempenho com a fonte adicionada.

Para avaliação das métricas de “Redução do Custo Marginal de Operação”; “Redução do Custo Total de Operação” e “Redução do Vertimento Renovável”, antes definidas, deve-se empreender uma simulação com o modelo NEWAVE (versão oficial ou mesmo NEWAVE Híbrido em fase de validação), considerando um primeiro caso para a configuração de referência e um segundo caso para a configuração de referência adicionada da fonte de Flexibilidade em análise, estabelecendo-se por diferença entre esses casos a quantificação dos indicadores desejados.

Observa-se que no item de “Opções Tecnológicas” serão discutidas alternativas para representar cada uma das opções de provimento de flexibilidade no Modelo NEWAVE e DECOMP, para possibilitar o cálculo das métricas definidas.

3.1.5 Diagnóstico para o SIN

3.1.5.1 Considerações Gerais

Será desenvolvida uma análise abrangente do estado atual da flexibilidade no sistema elétrico nacional, com foco em identificar possíveis deficiências operacionais e eventuais lacunas tecnológicas, direcionando a busca sistematizada de oportunidades de melhoria.

As atividades previstas deverão contemplar uma avaliação criteriosa das capacidades existentes para gerenciar a variabilidade das fontes renováveis, oferecendo uma perspectiva estratégica para direcionar o futuro instrumental que deverá estar disponibilizado para o Operador do Sistema.

3.1.5.2 Produtos a serem desenvolvidos e Metodologia para elaboração do Diagnóstico da Flexibilidade do SIN

A execução das atividades programadas para esta etapa do Projeto deverá permitir alcançar a consolidação de uma série de análises, com obtenção de resultados relevantes para a operação do SIN.

Avaliação da Flexibilidade Existente

Nessa atividade será desenvolvido o Diagnóstico técnico e operacional das capacidades atuais do sistema, incluindo fontes de geração, armazenamento, bem como a gestão da demanda, com o suporte de leilões de Resposta da Demanda.

Para definir a Flexibilidade existente será definida uma Configuração de Referência para um determinado ano do horizonte do PMO – Plano Mensal de Operação do ONS e, para essa configuração será avaliada a capacidade de atendimento da Rampa de Saída Solar, com suporte do Modelo de Balanço de Ponta da EPE e seguindo os passos indicados anteriormente quando da definição dessa métrica. Se os critérios de adequação não estiverem atendidos, se deverá realizar uma análise de sensibilidade reduzindo a rampa solar (por alteração da Demanda Líquida) até se obter o atendimento aos critérios. Vice-versa, se os critérios estiverem atendidos se efetivará uma análise de sensibilidade reversa ao caso anterior, aumentando a demanda líquida até o limiar de não atendimento aos critérios (Balanço de Ponta indicando necessidade nula de adição de Potência adicional na oferta da configuração). Em qualquer caso, o ponto de limiar de não atendimento aos critérios definirá a Flexibilidade sistêmica existente.

Identificação de Áreas Críticas

Nessa vertente de atividades será realizado um mapeamento das principais deficiências, vulnerabilidades e limitações que comprometem a flexibilidade do sistema no nível regional.

Para tanto, será efetivada uma análise de limiar de “constrained-off”, com suporte de modelo de fluxo de potência não linear (ANAREDE do CEPEL ou ainda o ORGANON, com recursos de Fluxo de Potência Ótimo), para estimar, no caso de algumas regiões mais críticas do Nordeste e Sudeste (Norte de Minas Gerais), a capacidade da configuração de referência do caso anterior de resistir em condição normal e de contingência aos critérios de avaliação de necessidade de “constrained-off” (nível de despacho regional das plantas renováveis intermitentes, termelétricas, hidrelétricas e nível de intercâmbio inter-regional). Os resultados indicarão a existência de áreas críticas e se poderá consagrar uma metodologia de análise desse tipo de solicitação do SIN e a extensão das medidas corretivas que o Operador terá que adotar.

Melhorias Necessárias

Uma vez estabelecido um Diagnóstico da situação do SIN em termos de atendimento aos critérios de desempenho associados às métricas de aferição de Flexibilidade, serão elaboradas propostas de medidas corretivas (quando for o caso) e sugeridas opções tecnológicas para enquadramento do SIN aos critérios fixados para aferição do atributo, caracterizando reforços de provimento que poderão ser implementados para otimizar a flexibilidade e a resiliência do sistema.

Impacto das Mudanças Climáticas

Nesse bloco de análise serão mensurados os desafios impostos pelas mudanças climáticas sobre o sistema elétrico, com ênfase na maior demanda por flexibilidade e, também, serviços ancilares mirando a garantia da resiliência e a segurança energética para o Sistema Interligado.

Para evitar a generalização, serão utilizados conhecimentos e informações já tratadas por este consórcio a partir dos resultados do IPCC que direcionam ao novo comportamento do clima nas regiões do Brasil. A partir destes previsores será possível avaliar as soluções propostas, por exemplo, via Serviços Ancilares.

Principais Subprodutos e Reuniões:

- Relatório Técnico: **Diagnóstico da Flexibilidade do Sistema Elétrico**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Uma reunião para apresentação da evolução do trabalho;
- Uma reunião de apresentação do Relatório Técnico.

3.2 Constrained-off de UFV

Esta atividade visa realizar um estudo exploratório sobre as ocorrências de *constrained-off* que afetam as usinas fotovoltaicas no SIN, baseadas em simulações em regime permanente que norteiem o endereçamento mais adequado quanto aos cortes de geração associados às situações de *constrained-off*, de modo que os resultados amparem reflexões sobre aprimoramentos regulatórios a respeito deste tema e auxiliar na identificação e proposição de solução de condições operativas de restrição do uso da rede elétrica, motivadas por elevada injeção de potência associada aos empreendimentos eólicos e solares.

A massiva inserção de renováveis não controláveis traz desafios para a operação do sistema elétrico, pelo que mantê-lo dentro dos critérios adequados de funcionamento representa um desafio crescente, com um custo no mesmo sentido. Em um sistema com muita geração renovável variável, a oferta de energia pode não estar disponível no momento que a demanda requer, pois depende da disponibilidade instantânea de vento e sol. Nesse sentido, o Operador deve lançar mão de recursos despacháveis ou manobras sistêmicas.

O termo *constrained-off* refere-se a restrições operativas impostas à capacidade de injeção de energia gerada no sistema de transmissão. Segundo o ONS, esta situação ocorre por três motivos: indisponibilidade de equipamentos na rede elétrica, limitação de escoamento da rede elétrica por confiabilidade e excesso de geração para atendimento da demanda. Os dois primeiros têm uma característica elétrica e o terceiro uma característica energética.

Um outro conceito bastante usado está associado ao “congestionamento” no sistema de transmissão (*transmission congestion*), situação em que o fluxo de energia em um determinado ponto do sistema atinge o limite máximo permitido, obrigando à redução da energia gerada nos pontos de interesse, mesmo quando essa geração seria economicamente interessante. O limite máximo permitido é normalmente identificado por estudos preliminares que buscam a confiabilidade e segurança da rede elétrica.

Situações em que o operador do sistema de transmissão (TSO) opta por operar um gerador mais caro ao invés de um gerador mais barato, subvertendo a ordem de mérito na busca de garantia ao atendimento dos padrões de segurança e confiabilidade do sistema, são conhecidas como congestionamento. Nessas condições o despacho encontra-se em uma condição subótima, ou seja, o custo operacional do sistema não está em seu mínimo.

A terceira situação ocorre por geração em excesso durante períodos de baixa demanda, fato que poderá levar geradores que operam na base a alcançar limites mínimos de geração, ou questões relacionadas à tensão ou interconexão, ou para manter requisitos de frequência, particularmente para redes pequenas e isoladas.

O *constrained-off* provém de comando centralizado do TSO e caracteriza-se pela impossibilidade ou limitação sistêmica de despacho em uma central geradora ou conjunto de usinas despachadas de forma centralizada, decorrente de restrições originadas externamente às instalações dos agentes de geração de energia elétrica. Em outras palavras, há uma redução no nível de geração programada, por questões operativas demandadas pelo operador centralizado, devido às limitações da rede de transmissão ou requisitos de reservas operacionais.

Nesse contexto, o *curtailment* (corte de geração) está relacionado a um corte compulsório na geração, limitando a produção do gerador afetado a valor abaixo do que poderia produzir em função dos recursos disponíveis, como, por exemplo, vento e sol.

Essa condição ocorre, na maioria das vezes, por situações involuntárias ao gerador, normalmente relacionadas às condições operativas da rede elétrica e resultam, como já dito, de um comando centralizado (TSO) para minimizar o congestionamento da transmissão, ou gerenciar o sistema, ou conseguir a combinação ótima de recursos, sendo que a redução da produção eólica e solar ocorre tipicamente por congestionamento de transmissão ou falta de carga do ponto de vista regional, criando um excesso momentâneo de geração que não tem possibilidade de escoamento em face de limitações da rede.

Com a crescente difusão de fontes renováveis de natureza não controlável, a problemática do *constrained-off* vem ganhando relevância. Dado que a ocorrência desses eventos não é gerenciável por parte das centrais de geração, compreende-se que a questão do ressarcimento dos geradores impossibilitados de escoar sua energia é uma temática que carece de tratamento regulatório isonômico, tendo em vista os possíveis rebatimentos sobre os contratos assumidos, uma vez que os agentes ficam impedidos de atender seus compromissos por meio de sua própria geração.

Destaca-se, nesse ponto, que o atual desenho de mercado prevê mecanismo para direcionamento dessa questão, ao tratar de termelétricas. O Caderno de Regras de Comercialização dos Encargos define que a diferença entre o despacho determinado pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE pode resultar em situações (i) *constrained-off* e (ii) *constrained-on*, sendo que há previsão de recuperação do custo de oportunidade para a primeira situação.

Dessa forma, constata-se que, para as termelétricas, o cálculo dos encargos relativos ao custo de restrição de operação incorpora também os efeitos de limitação de rede de transmissão ou alterações substanciais imprevistas no planejamento da operação de curto prazo do ONS.

No caso brasileiro, a temática relacionada às fontes não controláveis (*Variable Renewable Energy – VRE*), começou a se fazer presente com a entrada em operação dos empreendimentos do PROINFA e tende a se agravar à medida que as fontes não controláveis ganham participação na oferta, convivendo com a expansão da geração termelétrica a gás natural operando com inflexibilidade elevada. Como consequência, intensas discussões em nível regulatório, e até mesmo na esfera judicial, têm sido realizadas ao longo dos últimos anos e resultaram na REN 927/2021, atual REN 1030/22 e alterações posteriores, que consolida diversos atos regulatórios, dentre estes os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de CGEs e UFVs. Dado o potencial impacto sobre os resultados econômicos, é notória a relevância do entendimento dos riscos que empreendimentos de geração de natureza variável renovável estão sujeitos, sendo esse o caso dos grupos detentores de parques solares e/ou eólicos conectados à Rede Básica.

No caso de projetos em fase de desenvolvimento, a análise é ainda mais ampla pois, além dos tradicionais estudos de viabilidade, baseados em parâmetros técnicos e econômicos do projeto propriamente dito, é preciso levar em consideração as condicionantes relacionadas à conexão ao sistema de transmissão.

Simulações de Fluxo de Potência e Confiabilidade

As análises previstas para avaliação do constrained-off das usinas solar fotovoltaica, em escala regional, envolvem estudo de fluxo de potência e de confiabilidade, explorando situações de limites de geração regional, de forma exploratória, portanto não exaustiva.

A região a ser avaliada será definida em comum acordo com a ABSOLAR. A investigação está baseada em condições de despacho de geradores VRE (*Variable Renewable Energy*) que levem o sistema ao ponto de limitações de escoamento de potência.

Para pronta referência, citam-se as Subestações críticas deste evento para a fonte solar (ref. 2º trimestre de 2024), como as de AÇU III 230 e 500 (Município de ASSÚ/RN) e MOSSORÓ II (Município de Mossoró/RN) e a de ALEX 230 (Município de Limoeiro do Norte-CE), como regiões afetadas. Neste sentido, o ONS estabeleceu o F-ACT que limita as gerações do RN e leste de Fortaleza por afundamento de tensão.

O estudo de fluxo de potência envolve cenários específicos de rede elétrica em condições normais de operação (critério N-0), servindo de base para estudos de confiabilidade.

As análises de fluxo de potência serão desenvolvidas com três focos: (i) análise regional com identificação dos montantes de corte localizado versus regional; (ii) análise exploratória considerando o corte de geração somente em centrais com restrição no parecer de acesso; e (iii) sensibilidade de corte envolvendo áreas vizinhas.

Na frente de estudos de rede em regime permanente, será utilizado o modelo ANAREDE (CEPEL) ou o Modelo ORGANON da HPPA, para as análises de cenários em condição normal de operação. A finalidade de uso do Programa de Análise de Redes é de ajuste dos cenários de geração em regime permanente (programa de fluxo de potência), para pesquisa de situações de degradação de parâmetros operacionais da rede elétrica e possibilidade de ocorrência de comandos de *constrained-off*.

Na vertente de análise energética, será utilizado o modelo oficial de otimização do despacho hidrotérmico, NEWAVE (CEPEL). As possibilidades de uso estão relacionadas aos recursos de definição de cenários de geração / intercâmbio e cálculo de probabilidades de ocorrência de cenários de geração. Destaca-se que poderá ser utilizada a representação explícita da estocasticidade da geração eólica / solar, a partir de metodologia desenvolvida pela MRTS.

Principais Subprodutos e Reuniões:

- Relatório Técnico: **Constrained-off UFV e Desafios da Operação**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Uma reunião para apresentação da evolução do trabalho;
- Uma reunião de apresentação do Relatório Técnico.

3.3 Alternativas para Provimento de Flexibilidade

3.3.1 Considerações Gerais

No contexto da transformação da oferta de energia elétrica em escala global, com a inserção massiva de fontes de energia renováveis não despacháveis e o papel ativo do consumidor, ganham importância a necessidade de resiliência e de flexibilidade operativa.

A Resiliência Operativa, caracterizada por respostas adequadas a perturbações severas em escala de tempo inferior aos tempos de despacho, pode ser proporcionada por adequada Reserva de Potência Operativa (RPO), respondendo a variações rápidas de carga líquida ou perda importante de geração; controle de tensão; controle topológico possibilitado por configurações especiais de proteção; Sistemas de Armazenamento; adição de inércia sintética; e capacidade de auto-restabelecimento (“Black Start”). Por seu turno, a Flexibilidade, caracterizada por respostas adequadas a variações nas condições do sistema (ponto de operação) em tempos compatíveis à utilização de recursos de despacho de geração, pode ser proporcionada por Sistemas de Armazenamento de Energia (ESSs - *Energy Storage Systems*); Usinas Hidrelétricas Reversíveis; Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), englobando Resposta da Demanda (RD); Recursos Energéticos Distribuídos (REDs); *Virtual Power Plants* (VPPs) e microrredes; integração entre *Transmission System Operators* (TSOs) e *Distribution System Operators* (DSOs), com suporte de Comercializadores Agregadores; Usinas Termelétricas, em particular movidas a Gás Natural em ciclo aberto.

Cabe ainda avaliar a implementação de modificações e aprimoramentos regulatórios para incorporação de novas tecnologias aos sistemas de transmissão, tais como os “*Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTSs) em todo seu portfólio; Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua (CC) com controles adequados ao tipo de resposta desejado; *Virtual Power Lines* com aplicação de BESS nas extremidades da Linha de Transmissão a ser emulada; e até mesmo *Dynamic Line Ratings* (DLRs). Há também a possibilidade da criação de novos produtos e modelos de negócios nos mercados de atacado de eletricidade.

Nesse Capítulo serão abordadas as opções tecnológicas para provimento de Flexibilidade, alocando-se as opções para provimento de Resiliência Operativa para o Capítulo voltado aos Serviços Ancilares. As opções de alteração da configuração do Sistema, através da instalação de dispositivos FACTS, Elos de Corrente Contínua, ou Linhas de Transmissão Virtuais caracterizam muito mais um reforço de configuração na rede de transmissão, implementado por uma ação de Planejamento e, por isso, sua abordagem não fará parte do escopo do presente Projeto.

3.3.2 Opções Tecnológicas para provimento de Flexibilidade

3.3.2.1 Dispositivos de Armazenamento

Nessa opção, serão consideradas duas opções de dispositivos de armazenamento, a saber, os BESS – *Bateries Energy Storage Systems* e as Usinas Hidrelétricas Reversíveis – UHR's.

Do ponto de vista de contribuição para a Flexibilidade, conforme definida no contexto desse Projeto, as possibilidades são similares, com as UHR's apresentando limitações físicas quanto à localização e, também, dificuldades ambientais para liberação da implantação, posto que UHR's, para viabilização econômica, impõem altas quedas, ou seja, grande diferença de cotas entre os reservatórios superior e inferior. No caso brasileiro, os locais mapeados mais propícios se encontram em área de Mata Atlântica, praticamente tornando inviáveis do ponto de vista ambiental os potenciais aproveitamentos.

No que tange à estratégia de modelagem dessas tecnologias nos modelos oficiais do Setor, que são de “código fechado”, a MRTS Consultoria já tem experiência prévia na modelagem para o NEWAVE, que pode ser feita introduzindo a capacidade de armazenamento desejada, no Submercado definido para alocação, como um gerador termelétrico de CVU nulo e capacidade de geração apenas nos horários da rampa solar e, para compensar a energia injetada, introduzindo um acréscimo correspondente de carga líquida nos horários mais propícios para o carregamento.

3.3.2.2 Resposta da Demanda

Os programas de incentivo à resposta da demanda têm sido adotados em muitos mercados de energia elétrica, oferecendo resultados importantes. Em mercados predominantemente termelétricos, além do uso mais eficiente dos recursos, tem sido verificada uma redução de investimento em capacidade de ponta. Em mercados com predominância hidrelétrica, a reação da demanda assume maior importância na mitigação de insuficiência de energia (Risco de Déficit), mas no caso brasileiro, função das mudanças estruturais na Matriz Elétrica, a Resposta da Demanda está sendo endereçada para o atendimento dos requisitos de Potência, em particular a “**Rampa de Saída da Solar**”.

Conceitualmente, em função de incentivos econômicos, o consumo pode ser modificado das seguintes formas:

- Racionalização do consumo (contratos de demanda x tarifas muito elevadas, com forte penalização da ultrapassagem).
- Modulação da carga (tarifas horosazonais com preços diferenciados de forma importante em função do horário do dia).
- Instalação de sistemas de gerenciamento de demanda (Comercializador Agregador oferece esse serviço).
- Autoprodução.
- Redução voluntária de consumo em resposta a estímulos de preço (no âmbito da operação do Sistema e que justamente é o foco no âmbito do Projeto em pauta).

A implementação do Programa de Resposta da Demanda – PRD já em curso, pelo Operador do Sistema, pode potencializar benefícios importantes, que vão desde o aumento da eficiência de mercado, com melhor aproveitamento dos recursos de produção, dando margem à manifestação da preferência dos consumidores (“Customer choice”), proporcionando uma maior segurança do sistema, com aumento da confiabilidade no nível de suprimento (na medida em que se reduz o risco de racionamento ou, na atualidade do SIN, corte de carga por insuficiência de oferta de potência em determinados horários), trazendo, ao fim e ao cabo, uma redução da volatilidade de preço e a mitigação de picos de preço (menor risco de preço a ser gerenciado).

Os incentivos sinalizados pelo Operador, nos momentos em que existe tendência de suprimento comprometido e/ou preços elevados, podem ser de natureza conjuntural, no âmbito de Leilões para o “Dia Seguinte”, ou de natureza mais estrutural (disponibilidade por meses ou semanas), incentivando os agentes a adotarem medidas para participação mais ativa, quando se introduza uma contratação por um prazo que justifique, para o interessado, sistematização de processos e mesmo algum investimento específico para possibilitar uma participação mais expressiva no PRD. Vale lembrar que o Setor Elétrico Brasileiro da atualidade apresenta novos e tremendos desafios aos órgãos responsáveis ao planejamento e operação tais como:

- i. Períodos hidrológicos desfavoráveis e prolongados, como no caso no caso das baixas aflúências de 2013-2014 e 2020 - 2021, agravado pela reduzida capacidade de regularização do parque gerador frente ao porte do mercado, que foi determinante para o despacho de toda a capacidade térmica instalada nessas ocorrências.

- ii. Em condições normais de afluência, tem se configurado a necessidade de despacho de usinas termelétricas movidas até mesmo à óleo combustível para atendimento da demanda de ponta (ONS, 2013).

A implantação de mecanismos de resposta da demanda tem a vantagem de não depender de grandes investimentos e longos prazos de construção de projetos, podendo ser implementados a muito curto prazo, conforme o Operador já vem buscando fazer. Nesse sentido, observa-se que uma alternativa promissora para prover Flexibilidade para o SIN e que agora começa a ser utilizada com maior alcance pelo Operador, é justamente a Resposta da Demanda, alavancada através de processo de Leilões de Contratação, com produtos e duração adequadamente definidos para estabelecimento dos Contratos, ofertando aos Grandes Consumidores a possibilidade de modular sua demanda da forma que mais beneficiar o SIN, por conta de uma remuneração estabelecida no processo licitatório de contratação.

Normalmente, a participação no PRD é oferecida a grandes consumidores, os quais ofertam redução de carga baseados nos preços do mercado atacadista. Como a resposta da demanda altera o balanço entre carga x geração, a demanda passa a ser envolvida diretamente no processo de formação de preços.

Para sistematizar a realização de chamadas para o PRD, um “*approach*” possível seria o Consumidor informar ao operador curvas de disposição de redução de consumo (no formato preço x montante de energia não consumida). Em mercados em que o “*demand-side bidding*” é implementado, a formação dos preços de curto prazo conta com uma demanda elástica (capaz de influenciar os preços). No Brasil, por exemplo, o processo de otimização do despacho e formação de preços considera a demanda essencialmente como sendo inelástica.

Não obstante a realidade vigente, com PRD ainda insipiente em termos da escala que poderá assumir, os consumidores industriais têm a possibilidade de responder com redução voluntária da demanda frente aos preços de energia no curto prazo (Alumínio e Metais / Ferroligas / Soda – Cloro / Petroquímico / Gases Industriais / etc). Contudo, dependem de flexibilidade contratual com o fornecedor de energia, no caso de consumidores, ou podem diretamente vender o excedente de energia em caso de redução de consumo, se forem autoprodutores.

Note-se que é completamente diferente a resposta que é dada hoje, onde somente o Grande Consumidor internaliza o ganho no MCP quando os preços sobem muito, com rebatimento apenas “*ex-post*” na formação de preços. Isto ocorre porque o Operador do Sistema não é informado da disposição a “*não consumir*” do Grande Consumidor e, por isso mesmo, não leva em conta a curva de “*Preço x Demanda*” desse Consumidor ao fazer o

despacho do sistema, como também a CCEE não leva em conta essa mesma curva ao definir o preço futuro. Daí a recomendação de se avançar com a intensificação do PRD na esfera do Sistema Interligado.

Do ponto de vista de modelagem a ser desenvolvida para implementação da Oferta de Redução de Carga - ORC se deve definir uma modelagem específica para a formação de preços dos produtos energéticos que os consumidores industriais deverão fornecer, buscando a atratividade e levando em consideração a projeção dos preços de energia no mercado de curto prazo e a projeção de preço de seus produtos. De início pode-se imaginar um produto similar a um Contrato de Disponibilidade de uma termelétrica, onde a Receita Fixa cobriria pelo menos parte dos custos fixos da indústria e o custo variável estaria associado à sua “Curva de Disposição a Não Consumir (Utilidade)”, que se assemelharia a uma curva de CVU para cada bloco de capacidade instalada de termelétrica fictícia a ser representada nos Modelos de Simulação.

No que respeita aos Produtos a serem oferecidos em um PRD, diversas questões devem ser analisadas, tais como:

- Quantos produtos serão oferecidos ao mercado e qual a demanda por estes produtos?
- Como e quando será realizada a contratação?
- Quais os parâmetros de definição dos produtos?

(Custo variável, gatilho, custo fixo, expectativa de utilização, máximo de utilização, energia vinculada ao produto, tempo mínimo de utilização uma vez acionado o mecanismo etc.)

- Como os produtos serão precificados?
- Qual a duração do contrato associado à implementação dos produtos?

A caracterização dos produtos deve ser realizada de tal forma que:

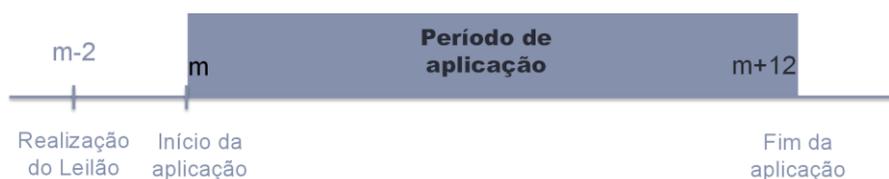
- I. O comportamento dos consumidores seja previsível e possa ser devidamente incorporado ex-ante nos modelos de simulação energética (NEWAVE/DECOMP e DESSEM), influenciando diretamente na formação do preço no MCP.
- II. O sistema seja beneficiado com a presença das “térmicas virtuais” quando a situação conjuntural está se deteriorando (forte aumento do CMO / PLD).
- III. Haja adesão por parte do consumidor, que deve auferir benefícios nos momentos em que o mecanismo é executado, sendo remunerado pela disponibilidade para redução de carga ofertada ao sistema.

- IV. Deve-se garantir, ao mesmo tempo, que o Ofertante não seja exigido (ou penalizado) de forma demasiada, fato que poderia prejudicar sua atividade comercial e, por consequência, inibir o interesse.

Dentro do escopo do Estudo a ser conduzido, será avaliada a influência da adoção de Programa de Resposta da Demanda, (i) seja para mitigação de ocorrências de períodos energeticamente desfavoráveis (redução do consumo de energia necessária para fazer frente a séries hidrológicas muito críticas), seja para (ii) atendimento de requisitos de Flexibilidade, ou seja, com foco no atendimento da demanda instantânea da Curva de Carga, com ênfase na “Rampa de Saída do Sol”.

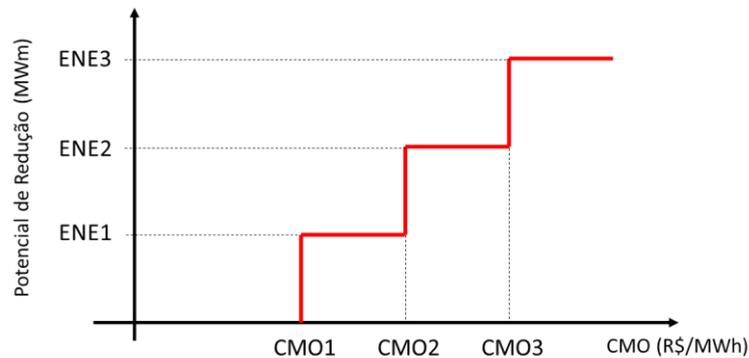
Inicialmente, focando-se no atendimento de requisitos de energia, há que se ponderar que, para que exista previsibilidade na aplicação do mecanismo, de tal forma que este seja “acoplado” aos modelos de simulação, é necessário que a contratação desta capacidade seja antecipada e tenha duração de no mínimo alguns meses, para que sensibilize a função de custo futuro do modelo. Assim, da mesma forma como é realizado no caso da Espanha, no Estudo a ser executado serão testadas alternativas de Produto que a contratação da ORC (“Oferta de Redução de Carga”) associada ao PRD, seja realizada para no mínimo 1 ano de aplicação e que a pactuação seja efetivada com uma antecedência mínima de 2 meses à frente do mês de início da aplicação, para que o mercado não seja afetado por resultados bruscos e não esperados.

As avaliações de aplicabilidade e de precificação dos produtos deverão ser realizadas com cenários que reflitam as condições conjunturais do período de aplicação (PMO em $m-2$ com avaliação de m a $m+12$).



O mecanismo de resposta a “demanda” deve, obviamente, considerar a conjuntura para a sua aplicação. Desta forma, pode-se considerar que, nesse caso (foco em “energia”) o “gatilho” que executará o mecanismo estará ligado ao CMO, que representa esta situação conjuntural. Da mesma forma que existe a necessidade da construção de térmicas de diferentes combustíveis no sistema, também seria ideal que fossem formulados produtos com diferentes “combustíveis”, ou seja, com diferentes custos fixos e variáveis.

A oferta a ser considerada irá ser estabelecida cenzarizando uma curva de “Disposição a Não Consumir” dos Grandes Consumidores, em que o sinal de CMO será correlacionado ao processo de contratação e formará o preço de um processo de Leilão de onde resultará a oferta a ser considerada nas simulações. A Figura a seguir ilustra o racional exposto.



A despeito de que a participação dos Grandes Consumidores no PRD com foco em energia também contribui para a Flexibilidade do Sistema, também será avaliada a influência de um montante de oferta contratado especificamente para prover Flexibilidade ao SIN. Para representar essa disponibilidade de Potência, será adotada uma metodologia similar à representação dos Dispositivos de Armazenamento, especificada no item anterior.

No trabalho, também se pretende discutir, de forma qualitativa, atributos desejáveis para que os produtos possam ser atrativos para o consumidor, de tal forma que este visualize potenciais ganhos de receita ou redução de risco na comercialização de energia. Desta forma, a discussão deverá aprofundar uma visão inicial de que os produtos possuam no mínimo a especificação das seguintes características:

- 1) Remuneração Mensal Fixa (R\$/Mês).
- 2) Remuneração Variável (R\$/MWh).
- 3) Número de meses ou semanas máximas de despacho.
- 4) Período mínimo de aplicação, uma vez exista o acionamento.
- 5) Volume Comprometido (MWm).

Por fim, é oportuno sumarizar que considerando o atual modelo de formação de preços, a implementação de um programa de Oferta de Redução de Carga pode contribuir para:

- Reduzir ocorrências de picos de preço da volatilidade do PLD.
- Uso mais eficiente dos recursos de produção (deslocamento de termelétricas com custo de produção elevado).

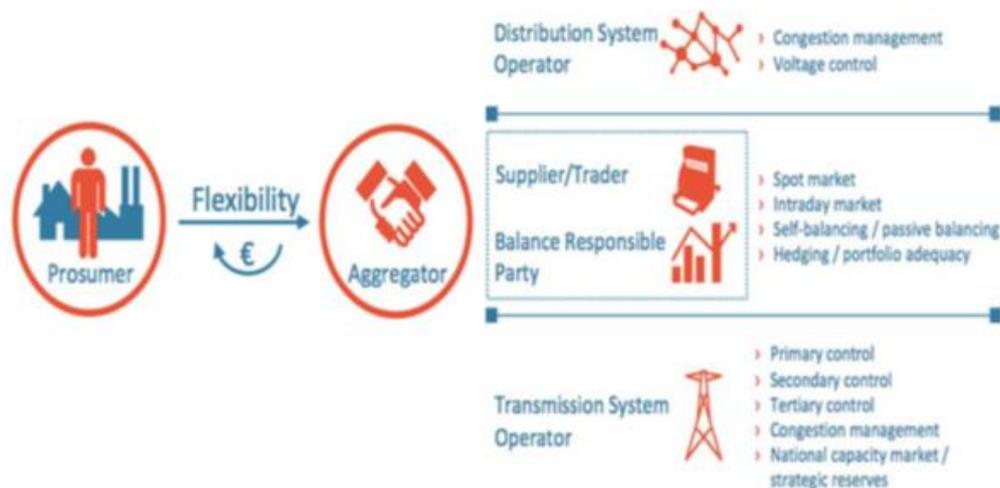
- Redução do risco de racionamento e risco de cortes de carga por insuficiência de Potência, com rebatimento na redução de investimentos na expansão.
- Uma vez que o modelo de formação de preços não responde adequadamente a modificações de curto prazo, a Oferta de Redução de Carga fornece resultados mais expressivos quando implementada em longo prazo.

A investigação da elasticidade-preço da demanda, em seus diversos segmentos, contribuiria muito para a estimativa do potencial de resposta da demanda.

3.3.2.3 Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), *Virtual Power Plants* (VPPs) e Microrredes

No presente tópico estão incluídas as tecnologias que recentemente tem ganho expressão globalmente, que são (i) os Recursos Energéticos Distribuídos, englobando desde os dispositivos instalados “behind the meter” nas instalações consumidoras, até a geração distribuída da ordem de MW alocada em redes de distribuição; (ii) as chamadas “Virtual Power Plants”, que podem ser constituídas por geração distribuída em sites específicos de geração, indústrias em que exista autoprodução, condomínios inteligentes, etc, com resposta coordenada por um Agregador, e; (iii) Microrredes, que são sistemas praticamente autossuficientes, mas que tem possibilidade de oferecer respostas adequadas a um sistema interligado, atendendo a sinais de preço.

A resposta de qualquer dessas opções tecnológicas pode ser articulada por um Comercializador Agregador e oferecida a um Operador de Distribuição, que pode interagir com um Operador de Transmissão, ou oferecida diretamente ao Operador de Transmissão. A Figura a seguir ilustra o exposto.



A metodologia para simulação desses recursos no Modelo NEWAVE / DECOMP e Balanço de Ponta é bastante simples, podendo ser adotada uma representação por usina termelétrica fictícia, com capacidade instalada cenarizadas e valores de CVU representando os patamares de preço que alavancam o acionamento, similarmente à representação da Resposta da Demanda.

3.3.3 Cálculo das Métricas de Flexibilidade

O objetivo desse item é de estabelecer proposta metodológica para cálculo das métricas de aferição de Flexibilidade descritas anteriormente, considerando todas as opções de provimento desse atributo que foram indicadas no tópico anterior.

3.3.3.1 Redução do Custo Marginal de Operação e Redução do Custo Total de Operação

Para avaliação desses indicadores (Redução do Custo Marginal de Operação e Redução do Custo Total de Operação) deve-se utilizar o Modelo NEWAVE e adicionar na Configuração de Referência todas as fontes de provimento de Flexibilidade que se pretenda simular, com todos os parâmetros e dados sistêmicos ajustados para o Cenário que se pretenda investigar.

Na sequência, deve-se simular a Configuração de Referência original e em seguida a Configuração de Referência com a adição dos provedores de Flexibilidade. Por diferença entre os Custos Marginais de Operação dos dois casos se obtém o primeiro Indicador. Para caracterização do Indicador, pode-se efetivar o cálculo considerando apenas determinadas séries hidrológicas (Períodos Secos, por exemplo), calcular a média do SIN, ou calcular em separado para cada Submercado, etc.

Para o segundo Indicador o procedimento é exatamente o mesmo, apenas alterando o Custo Marginal de Operação e entrando com o Custo Total de Operação, que dos dois parâmetros é o que pode ser monetizado com facilidade, posto que seu resultado já resulta expresso em unidade monetária.

3.3.3.2 Redução do Vertimento Renovável

Conforme explicado anteriormente, essa métrica caracteriza justamente os montantes de “constrained-off” que o Operador é obrigado a determinar, buscando preservar a integridade do SIN.

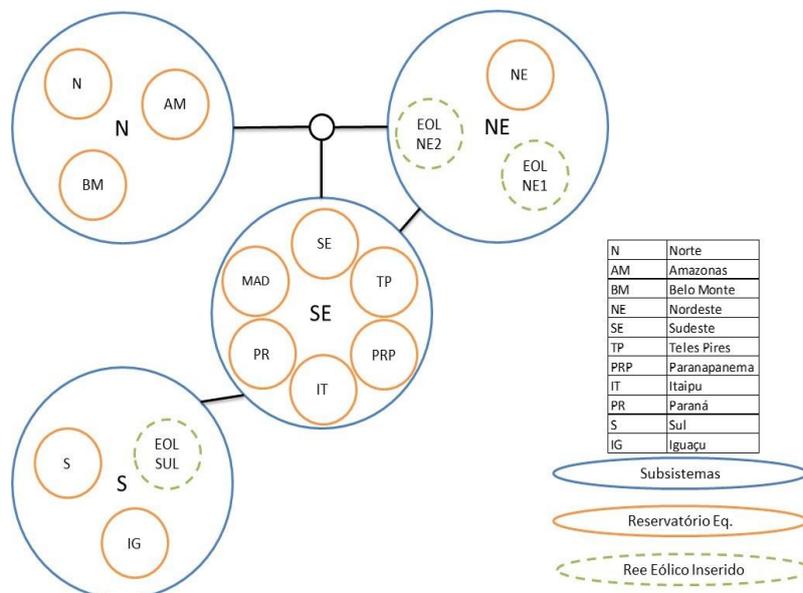
A avaliação a ser feita para o caso da métrica como proposta é aproximada, posto que uma avaliação detalhada envolveria processos iterativos tediosos e modelagem por fluxo de potência não linear, o que somente será efetivado para a etapa de Diagnóstico da situação do SIN em termos de Flexibilidade.

O procedimento simplificado a ser adotado, para permitir uma estimativa de natureza prospectiva para o montante de “vertimento renovável”, em cenário formulado a partir de uma configuração futura, deve ser iniciado com a montagem da configuração de referência e a configuração a ser comparada, contemplando a presença das fontes de provimento de Flexibilidade que se pretende aferir a contribuição.

Para tanto, será efetivada a aplicação da Metodologia de representação estocástica das fontes renováveis desenvolvida pela MRTS, que permite “emular” a estocasticidade da geração intermitente a partir do tratamento dado pelo modelo NEWAVE (CEPEL) para gerar as séries sintéticas de Energia Natural Afluyente dos reservatórios equivalentes de hidrelétricas.

A metodologia, em apertada síntese, consiste em representar as usinas eólicas (ou solares) agrupadas em *clusters* (“*Bacias Eólicas*”) e para as quais são construídos os históricos de geração, obtidos a partir de método também desenvolvido pela MRTS e que consiste em recompor histórico das variáveis chave (velocidade do vento ou irradiação solar) a partir de informações coletadas de Modelos de Mesoescala, como o NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) .

Aplicando a modelagem descrita, mais bem ilustrada na **Erro! Fonte de referência não encontrada**.a seguir, será possível monetizar, de forma inédita, o vertimento renovável (constrained-off) e sua tendência para cenários prospectivos.



Cabe ressaltar que a avaliação de “constrained-off” pode ser estendida, inclusive enquanto incorporando a estimativa de impacto decorrente das mudanças climáticas, aferindo o CMO e o Custo Total de Operação para diferentes limites de interligação das Bacias Eólicas e/ou Solares ao SIN, representando restrições de transmissão regionais que condicionam o Operador a gerenciar essas limitações da rede regional via curtailment da geração renovável não despachável.

Deve-se observar que a monetização desse indicador teria que ser obtida através da variação do Custo Total de Operação, que já pondera a variação de geração térmica e de utilização de energia hidrelétrica com valor da água elevado. No entanto, essa quantificação constitui justamente a segunda métrica anteriormente calculada. Pode-se acrescentar aqui, para valorizar a redução de vertimento renovável, a redução efetiva de geração térmica, por exemplo, que traz associada uma emissão de Gases de Efeito Estufa.

3.3.3.3 Contribuição para o atendimento da rampa de saída da geração solar (“Curva do Pato”)

No caso desse indicador, se deve montar exatamente os mesmos casos a utilizar para o cálculo das duas primeiras métricas (Referência e Referência com adição de provedor de Flexibilidade), na medida em o Modelo de Balanço de Ponta se alimenta dos mesmos dados de entrada para processamento do Modelo NEWAVE. Na sequência, se poderia pensar em executar o Modelo de Balanço de Ponta da EPE para os dois casos, considerando a diferença de resultado entre os Balanços de Ponta que contemplam os períodos horários que correspondem à ocorrência da rampa de saída da geração solar, considerando como contribuição da fonte a hora em que a variação atingir o maior valor. Infelizmente, o Modelo de Balanço de Ponta não fornece informações com granularidade horária e tampouco discretizado por fonte, tornando imperativa a busca de uma solução alternativa, que ainda faça uso de modelagem oficial do Setor.

O Modelo DESSEM, de outro lado, contempla informações detalhadas de despacho horário por fonte e poderia ser utilizado. O problema de ordem prática é que o DESSEM é um modelo determinístico, visualizando apenas cenários semanais e, além disso, os processamentos do modelo são intensivos em tempo. Portanto, para a utilização do DESSEM para cenários prospectivos, o Usuário se defronta com a necessidade de realizar muitos processamentos para gerar amostragem válida estatisticamente para representar as séries de vazões aleatórias e as gerações eólica e solar, também de natureza estocástica.

Uma variante a ser investigada no Projeto consiste em utilizar séries de processamento do DESSEM já realizadas nos últimos três anos, por exemplo, mas isso somente teria utilidade se a fonte provedora de Flexibilidade sendo avaliada estivesse na configuração durante o horizonte de simulação.

Ponderando todos os óbices já apresentados, será investigada uma variante metodológica que faz uso do Modelo NEWAVE para estimar a contribuição de uma fonte de Flexibilidade no período de Rampa de Saída Solar. Nesse sentido, será investigada uma metodologia de simulação composta pelos seguintes passos de execução:

- i. Montagem de uma Configuração de Referência para determinado horizonte de análise, em que certamente o SIN não atenderá aos critérios de desempenho especificados, posto que se estivesse ajustado não se estaria buscando um reforço como provedor de Flexibilidade. O Modelo Balanço de Ponta pode ser utilizado para aferir montantes de oferta de Potência adicional que precisariam ser considerados para se obter o pleno atendimento aos critérios.
- ii. Adiciona-se, na Configuração de Referência, a fonte provedora de Flexibilidade que esteja em análise, no montante e na localização (Submercado) que se esteja considerando.
- iii. Processa-se o Modelo NEWAVE para a Configuração obtida na execução da atividade descrita no tópico anterior e se verifica o despacho da fonte sob análise no patamar de Ponta e no Patamar de Carga Pesada, definindo sua participação percentual, em relação ao despacho total, para os dois patamares de carga. Pode-se verificar que o patamar de Carga Pesada é que mais se aproxima das características do período de saída da rampa solar.

Uma sofisticação do método seria estabelecer a Configuração de Referência com os quatro patamares de carga que o NEWAVE permite considerar, mas ajustando toda a Curva de Carga, de tal modo que o patamar de carga pesada resulte com a duração e horários de início e fim correspondentes ao período de saída da rampa solar, ajustando-se de forma adequada o patamar de carga média, para garantir a mesma energia a ser atendida na curva de carga original e curva de carga ajustada.

Além dessa possibilidade, será investigada a viabilidade de utilização de uma modelagem combinada de NEWAVE e TEMOA (software que processa a otimização utilizando dados do NEWAVE para 8760 horas não necessitando de DECOMP e DESSEM) para dar uma visão mais de médio prazo dos efeitos das fontes de flexibilidade propostas. O TEMOA é muito usado para dimensionamento de baterias nos EUA e há um Pesquisador Parceiro da MC&E (**Anderson Rodrigo de Queiroz** - Associate Professor, CCEE Department at North Carolina State University) que faz trabalhos para o Department of Energy (DOE / USA) e conhece muito este programa. Inclusive, já foi utilizado em uma consultoria para a ABSOLAR em 2021.

Principais Subprodutos e Reuniões:

- Relatório Técnico: **Alternativas para Provimento de Flexibilidade**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Reunião para apresentação da evolução do trabalho;
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico.

3.4 Impactos da Inserção da Geração Distribuída ao Sistema Elétrico Nacional

< TR ABSOLAR > *Geração Distribuída: Analisar os impactos da geração distribuída na operação do sistema e propor mecanismos para sua integração eficiente.*

Esta atividade tem como propósito realizar estudos investigativos que permitam a análise dos principais impactos da inserção da Geração Distribuída (GD) no sistema elétrico, considerando aspectos técnicos e regulatórios vigentes.

Como resultado principal desta atividade, pretende-se apresentar proposições de macro diretrizes para a integração eficiente desta modalidade de geração fotovoltaica na operação do sistema.

As simulações terão o propósito investigativo de quantificar, em linhas gerais, os impactos da GD e prover através de sistemas distribuídos de armazenamento, como as baterias, uma maior flexibilidade à operação do SIN. A entrega de uma curva de carga nas subestações de interface com a rede básica com um desenho melhor que a “Curva do Pato”, traz benefícios que minimizarão investimentos mais vultosos para mitigar a ponta do SIN. No entanto, é importante observar as consequências internas às redes de distribuição simulando de forma detalhada alguns representantes típicos das redes MT/BT. Existem hoje no sistema elétrico brasileiro, mais de 30 mil alimentadores onde são conectadas as GDs e o trabalho deverá clusterizar estes alimentadores para fazer a representação possível deste sistema.

Para tanto, serão selecionados alimentadores típicos para efeito de investigação e ilustração de resultados da simulação. Com base nos regramentos vigentes dos requisitos técnicos mínimos de conexão da GD ao sistema de distribuição, será avaliado o impacto na performance da rede e debatido a pertinência em se impor uma vedação irrestrita à inversão de fluxos em parte da rede de distribuição, quando existem evidências de que, em algumas situações realistas, a inversão de fluxos pode vir a representar benefícios para o sistema, com adaptação das proteções resultando em nítida vantagem econômica quando comparada a soluções alternativas.

Claro está que parte do impacto está diretamente alocado na rede de distribuição, o que pode levar as concessionárias a realizar mais investimentos, sendo que este fato será endereçado no estudo de forma simplificada, com nuances qualitativas, já que as informações para uma avaliação mais precisa em geral não são públicas.

3.4.1 Avaliação dos requisitos - Simulação de exemplos com redes típicas, centradas basicamente na Média Tensão e na Alta Tensão

Os **requisitos da regulação vigente para conexão de GD** ao sistema de distribuição serão **avaliados com base em estudos elétricos** a serem realizados com o uso de **redes típicas**, com foco na Média Tensão (MT) e na Alta Tensão (AT), buscando-se **avaliar a necessidade de bloqueio do acesso devido à inversão de fluxo na hipótese de ocorrência de tal situação**.

O Estudo será realizado com base em **02 redes típicas**, considerando os atributos principais, por exemplo: curvas de carga típicas, densidade de carga, atendimento a cargas rurais, extensão dos alimentadores, e outros. As redes típicas a serem simuladas serão obtidas da Base de Dados Geográfica da distribuidora (BDGDs) disponibilizadas pela ANEEL. A seleção das redes será definida com base na expertise da MRTS e com apoio da ABSOLAR.

As equipes da MRTS e da MC&A vem trabalhando nesta primeira frente de uso oficial do OpenDSS por parte do Regulador, avaliando boa parte dos BDGDs das distribuidoras para compor a discussão das perdas técnicas. A experiência adquirida com a depuração destas redes a credencia como um grande apoio na identificação e simulação dos casos típicos inclusive para outros atributos elétricos como tensão, fluxo ativo, fluxo reativo e para comportamentos associados ao modelo regulatório como convergência de alimentadores complexos e temas debatidos na Tomada de Subsídios 013/2022 da ANEEL.

Os **estudos elétricos** serão realizados **em regime permanente**, com **fluxo de potência não linearizado** (AC) e representação detalhada das redes em **componentes de fase**, utilizando-se a ferramenta **Open Distribution System Simulator (OpenDSS)** desenvolvida pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), já utilizada pelo segmento de distribuição brasileiro para estudos de planejamento das distribuidoras e no cálculo de perdas técnicas da ANEEL.

Na apuração das perdas técnicas reais e regulatórias, o “ProgGeoPerdas.exe” da ANEEL será customizado para simular os cenários pretendidos mantendo sincronismos com os modelos regulatórios. A figura a seguir ilustra um esquema simplificado dos estudos elétricos, ressaltando-se que serão utilizados **modelos avançados de Recursos Energéticos Distribuídos** (REDs) do OpenDSS para nos estudos elétricos, tais como as versões mais recentes de elementos *PVSystem / Storage* e de controles *InvControl* e *StorageController*, permitindo assim, **representação detalhada dos equipamentos e possíveis controles**.

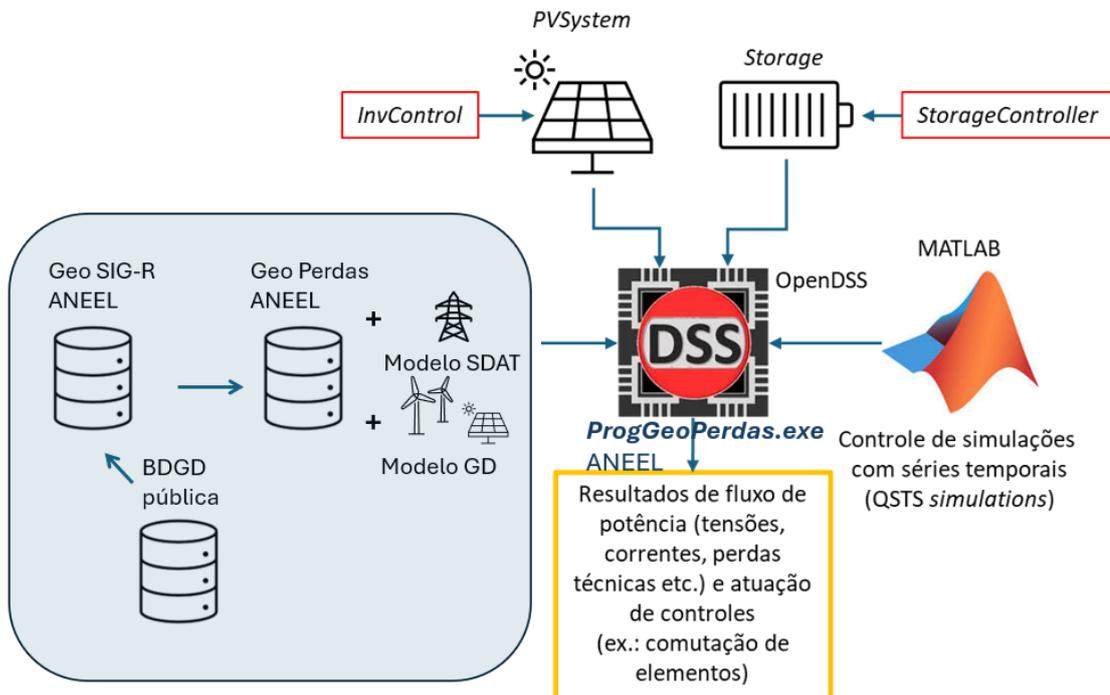


Figura - Esquema simplificado dos estudos elétricos

Adicionalmente, serão apresentados os modelos pretendidos conforme a TS 013/2022, gerando insumos para um debate unificado entre modelo regulatório de fluxo de potência e efeitos técnico e econômicos provocados pela GD.

As simulações no OpenDSS serão **automatizadas** por meio de controle via interface *Component Object Model* (COM) do Windows, permitindo a avaliação de **distintos cenários** e a realização de **análises de sensibilidade**. Para a emulação de **curvas de despacho econômico de sistemas de armazenamento de energia com baterias** (BESSs, da sigla em inglês para *Battery Energy Storage Systems*) **distribuídos** (quando aplicável), será utilizada como apoio a ferramenta *HOMER Grid* da UL (EUA). Quanto às simulações pelo ProgGeoPerdas.exe, será adotada interface vigente e adicionados modelos de SDAT, para diagnósticos a montante das subestações de distribuição, e GD, partindo das entidades UGBT, UGMT e UGAT, além de informações necessárias para as simulações.

Os **resultados** a serem obtidos com as simulações incluem: (i) **fluxo de potência: tensões correntes, perdas técnicas, carregamento em todos os segmentos etc.**; (ii) **atuação de controles**, como por exemplo o **chaveamento de transformadores reguladores de tensão** (quando aplicável); e iii) momentos para armazenar e descarregar baterias com o propósito de minimizar os efeitos da curva do pato sem impactar os carregamentos de equipamentos e o equilíbrio da tensão.

3.4.2 Quantificação dos Impactos da GD

3.4.2.1 Auxílio na minimização da ponta do sistema e consequente postergação de investimentos na rede e necessidade de termelétricas

A análise individual de cada alimentador típico utilizando a curva de carga líquida é importante para avaliar o efeito da GD nos níveis de tensão a montante, principalmente na rede de alta tensão (AT) das distribuidoras. Em muitos casos, pode evidenciar uma melhora na rede conhecida como “subtransmissão” em termos de carregamento, fato que pode se refletir em postergação de investimentos. As distribuidoras devem incluir nos seus Planos de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) a expansão desta rede que reflete em aumento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD).

Além dos efeitos nas redes MT/BT serão avaliadas as redes AT das distribuidoras que fazem a conexão com a rede básica. É possível identificar nitidamente ações de controles coordenados com os REDs instalados na rede de distribuição para servir de mais um elemento de controle e de flexibilidade para o SIN combinando com os outros apresentados anteriormente. A penetração da GD tem sido um tema de preocupação do ONS não pelo fato do aumento de geração próxima à carga, mas devido à falta de controle dos inversores prejudicando a operação da rede básica.

O trabalho irá apresentar o efeito da GD e a busca de soluções, como o armazenamento na operação e planejamento das redes de AT e RB, usando como exemplo as regiões onde estão inseridas as redes típicas escolhidas conforme mencionado anteriormente. Vale frisar que as simulações das redes típicas e as consequências nas redes AT e Rede Básica, irão mostrar que é possível conviver com um crescimento ainda maior da geração solar distribuída desde que alguns investimentos em controle sejam realizados.

3.4.2.2 Contribuição na otimização energética evitando o acionamento de geração térmica

A geração renovável, onde a GD se insere, promove a diminuição do uso de combustíveis fósseis na matriz elétrica. No caso brasileiro, que já tem uma matriz elétrica com elevada participação de oferta renovável, inicialmente contando com as hidrelétricas e agora, na última década, com o aumento da geração eólica e solar fotovoltaica, a necessidade de despacho de geração térmica tem ocorrido em situações extremas de escassez de geração de fontes renováveis e, em casos específicos, para a composição da matriz de geração para atendimento aos programas de otimização energética que visam preservar o armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, cujo objetivo é diminuir custo marginal de operação (CMO).

Em um sistema elétrico como o brasileiro, um dos benefícios energéticos da GD é deslocar a geração térmica, diminuindo o custo de geração e a emissão de CO₂ oriunda de despacho térmico. Utilizando-se o modelo NEWAVE, que é aplicado pelas instituições setoriais como ONS, EPE e CCEE, o trabalho apresentará, **em função do grau de penetração da GD, os ganhos energéticos que o SIN pode obter pela presença da GD.**

Para cumprir essa etapa de cálculo, será definido um cenário base de expansão considerando os dados mais recentes (PDE 2031 e PDE 2032³), onde a expansão GD estará em linha com as premissas da EPE e, como cenário alternativo, consensado com a equipe da ABSOLAR, será considerada uma configuração com maior expansão de GD do que a considerada pelas instituições do setor elétrico, em particular o Planejador.

A abordagem integrada da oferta de GD, de outras fontes de geração e da demanda por eletricidade, através do modelo oficial de análise operativa do sistema elétrico brasileiro, possibilita a quantificação dos benefícios energéticos da GD com toda sua complexidade, incluindo a avaliação em momentos de secas e momentos de cheias dos reservatórios, diante da modelagem estocástica das vazões que é empregada pelo modelo.

Uma análise simplificada sobre o impacto no despacho térmico pode ser feita inicialmente com base no histórico, contudo, no SIN, onde a representatividade da geração Hidráulica não pode ser ignorada, uma análise simplista pode levar a uma quantificação irreal dos benefícios da GD diante da dinâmica do acoplamento temporal que os reservatórios trazem para o problema.

Nesse sentido, propõe-se a realização da mensuração mais robusta, a ser realizada com o emprego de modelos setoriais, com a simulação dos diferentes tipos de ofertas de forma integrada, de modo a representar o despacho centralizado realizado pelo ONS, onde, por exemplo, o Benefício da GD pode ser tanto para evitar despacho térmicos (reduzindo emissões de Gases de Efeito Estufa, que também será objeto de quantificação) e/ou para melhorar os níveis de reservatório.

Nos itens acima, juntamente ao item referente desta seção (Contribuição na otimização energética evitando o acionamento de geração térmica), será efetivada uma quantificação, avaliando-se os resultados da simulação energética integrada.

Os principais resultados a serem apresentados serão:

- (i) Benefícios no CMO
- (ii) Benefícios nos Reservatórios

³ O Plano Decenal de Energia 2032 não teve seu conteúdo divulgado integralmente, portanto será considerado o conjunto unificado dos dados do PDE 2031 e PDE 2032.

- (iii) Benefícios nos Reservatórios em situação Seca
- (iv) Despacho Térmico Evitado
- (v) Despacho Térmico Evitado em situação de Seca
- (vi) Benefício no Custo Total de Operação do Sistema
- (vii) Benefício no Risco e Profundidade de Déficit
- (viii) Benefício no Intercambio (Redução de Fluxos)
- (ix) Impacto na taxa de geração Renovável
- (x) Emissões de GEE (CO²)

A dinâmica de simulações será implementada conforme fluxograma da figura a seguir.

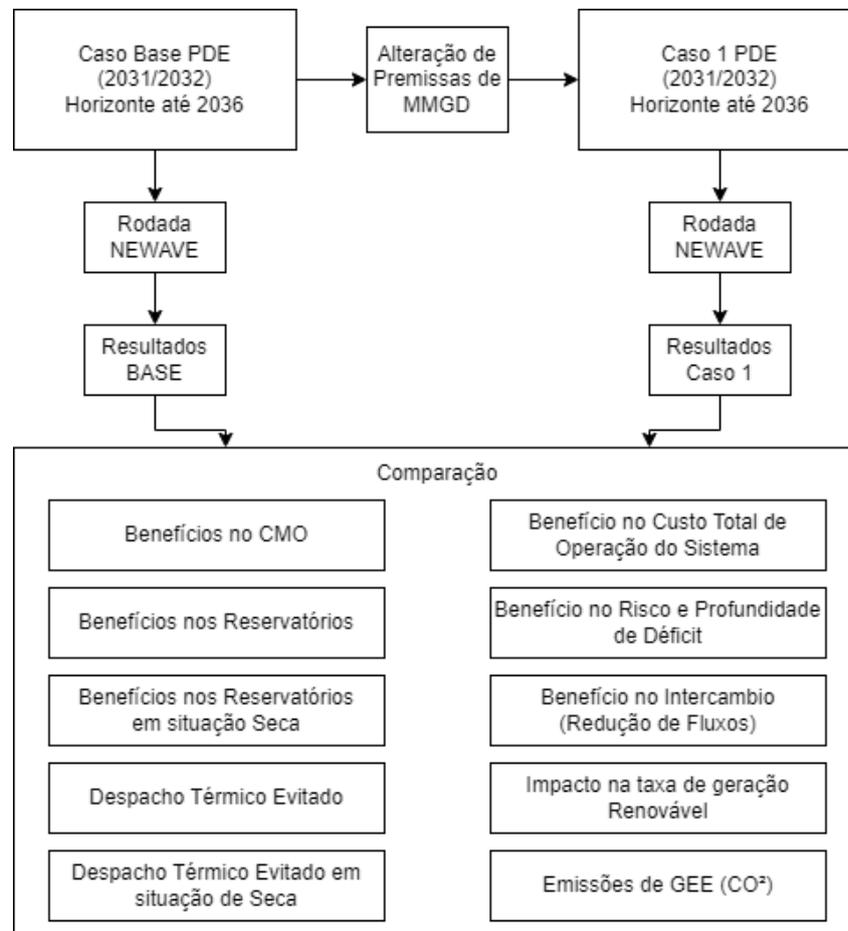


Figura – Fluxograma das Simulações Energéticas (elaboração própria)

Para todos os itens serão apresentados os resultados médios mensais, percentis 5% e 95% da curva de distribuição de probabilidades, assim como o cálculo anual. Havendo a necessidade também poderão ser exploradas séries de hidrologia específicas para exemplificar impactos conjunturais nas variáveis.

3.4.2.3 Auxílio no controle da tensão da rede de distribuição principalmente dos alimentadores de média tensão (MT) através do provimento e retirada de potência reativa

O provimento e retirada de potência reativa por GD pode ser realizado tecnicamente por meio do **controle dos conversores** baseados em eletrônica de potência que fazem a **interface de módulos FV ou BESS** (no caso de GD com sistema de armazenamento) com o **sistema de distribuição**. Porém, isto implica **utilizar parte da potência aparente (kVA) dos conversores para a injeção ou absorção de reativos da rede**, o que deve ser levado em conta em relação à capacidade de conversão em potência ativa (kW).

O **auxílio no controle de tensão** será avaliado por meio de **simulações com o OpenDSS nas redes típicas escolhidas como exemplos**, analisando-se a contribuição do **controle de potência reativa dos conversores de interface de módulos FV ou BESS** (quando aplicável) com a rede, por meio das funcionalidades de simulação previstas para os **estudos elétricos**.

3.4.2.4 Possibilidade de mudança no controle do inversor para que consiga manter conectado à rede quando da ocorrência de perturbações tanto na rede de distribuição como na rede de transmissão

As alterações definidas pela REN nº 1.076/2023 no Módulo 3 do PRODIST estabelecem que a **GD** deve ser **capaz de permanecer conectada ao sistema de distribuição e operar satisfatoriamente sem atuação das funções de proteção de frequência**, de acordo com os valores de frequência e temporizações mínimas apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

O objetivo deste requisito é **evitar o desligamento em cascata de GD** quando da ocorrência de **perturbações de grande porte no Sistema Interligado Nacional (SIN)**, o que pode agravar os impactos e a abrangência da perturbação original⁴ [9]. Nesta atividade, serão pesquisadas, de forma **qualitativa**, as **possibilidades de controle e proteção de GD** relacionadas a **requisitos de conexão envolvendo a continuidade da operação** frente a situações de **perturbação no sistema**, a partir de publicações do Operador Nacional do

⁴ Sumário Executivo. PAR/PEL 2023. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN. Ciclo 2024-2028. Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Sistema Elétrico (ONS), normas técnicas ABNT, portarias do INMETRO, exemplos da experiência internacional e outras referências públicas de interesse.

Tabela 1 - Período mínimo que GD deve ser capaz de permanecer operando com valores de frequência não nominal – suportabilidade a variações transitórias de frequência.

Frequência [Hz]	Suportabilidade mínima
$f \leq 57,0$	Não exigida
$57,0 < f \leq 57,5$	5 s
$57,5 < f \leq 58,5$	20 s
$58,5 < f \leq 62,5$	Tempo ilimitado
$62,5 < f \leq 63,0$	10 s
$f > 63,0$	Não exigida

3.4.2.5 Efeito da intermitência nos alimentadores e nas redes de Alta Tensão (AT) e Rede Básica (RB)

Um dos problemas que as distribuidoras alegam é que a GD é intermitente e que para controlar os efeitos decorrentes é necessário investimentos nas redes. De fato, a intermitência existe, pois, a geração está condicionada à existência da luz solar que não está sincronizada com a demanda de energia e potência local ou do SIN. Para amenizar este descasamento entre geração e demanda há a necessidade de conhecer o comportamento da incidência da luz solar, do deslocamento de nuvens, dos períodos chuvosos como também do comportamento da carga para que ações de controle sobre os inversores, mas principalmente atuando sobre equipamentos de armazenamento, se possa amenizar os efeitos destes desbalanços.

Não obstante, a capacidade de controle é limitada, mas sempre é possível estabelecer a priori, a partir do conhecimento prévio do comportamento da geração e da demanda, ações de controle como diminuição de potência ativa, provimento de potência reativa etc., desde que seja solicitado previamente ao agente e que sejam observados certos critérios de conexão. Um exemplo típico é o controle de rampa por parte dos inversores minimizando os problemas da curva do pato.

Buscar maior flexibilidade no despacho das usinas solares é possível através de armazenamento que também são controlados com inversores como as baterias (BESS). Na

Lei 14300/22 já foi explicitada a possibilidade de inclusão de armazenamento para satisfazer a exigência de passar do grupo GD3 para GD2.

3.4.2.6 Possibilidade de inserção de sistemas de armazenamento distribuído e/ou concentrado como solução de possíveis problemas na rede devido à GD, considerando a ampliação dos benefícios e a mitigação dos malefícios que aparecem em redes com alta penetração de GD

Os sistemas de armazenamento de energia, como os baseados em baterias (BESSs), podem trazer benefícios ao consumidor e ao sistema elétrico quando instalados em conjunto com a geração renovável própria do consumidor, configuração que se designa como instalação “atrás do medidor” (BTM, da sigla em inglês para *Behind-the-Meter*), principalmente pela possibilidade de armazenamento do excedente de geração própria e seu uso em momentos de maior demanda e que geralmente estão associados a maior custo de produção de energia no sistema elétrico e ao uso mais intenso da rede elétrica.

A viabilidade econômica de implementação de sistemas de armazenamento de energia distribuídos depende de diversos fatores como as tarifas vigentes, os custos de investimento e O&M dos equipamentos, o dimensionamento do Sistema Fotovoltaico (SFV) associado e o desenho de mercado, que a depender do grau de maturidade pode ainda não dispor de mecanismos adequados para o fornecimento remunerado de serviços ancilares ao sistema elétrico por REDs BTM.

No Brasil, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 [10], que estabelece o marco legal da GD, prevê a possibilidade de uso de BESS associado à GD.

Já os SAE “concentrados” na rede de distribuição por iniciativa da própria Distribuidora, ainda carecem de tratamento regulatório adequado no Brasil que possa enquadrá-los como ativos das distribuidoras ou de agentes “armazenadores” prestadores de serviços para o sistema, embora já existam estudos e projetos-piloto em fase Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) por parte de distribuidoras. Já na transmissão, há o exemplo de implementação do primeiro BESS de larga escala no Brasil no sistema de 138 kV da ISA CTEEP em Registro/SP para ajudar no atendimento à demanda de ponta do litoral Sul do Estado e ampliar a integração de fontes renováveis [11].

A regulamentação do armazenamento de energia elétrica no Brasil foi objeto da primeira fase da CP nº 039/2023 da ANEEL, que recebeu contribuições de outubro a dezembro de 2023 e aguarda os próximos passos do processo regulatório.

A avaliação da **possibilidade de inserção de sistemas de armazenamento distribuídos e/ou concentrados** no sistema de distribuição como **solução de possíveis problemas na rede devido à GD**, considerando a ampliação dos benefícios e a mitigação dos malefícios

que aparecem em redes com alta penetração de GD, será realizada por meio de **simulações com o OpEDSS nas redes típicas escolhidas**.

Será utilizado o **modelo específico de armazenamento Storage** e seu **controle Storage Controller** do OpenDSS para a representação de BESS. O elemento *Storage* possui diversos recursos de modelagem e modos de operação, podendo operar de modo isolado ou então associado ao elemento *StorageController* [12], que permite controles avançados. Para a emulação de curvas de despacho econômico de BESSs distribuídos (quando aplicável), será utilizada como apoio a ferramenta HOMER Grid da UL (EUA).

Serão **exploradas**, nas **simulações com as redes típicas escolhidas**, as **possibilidades de despacho de potência ativa (incluindo rampa) e controle de reativos de BESS** em cenários e configurações representativos definidos pela Consultoria e validados com a ABSOLAR.

Adicionalmente, será avaliada a **potencial contribuição de BESSs**, como **recursos despacháveis agregados nos sistemas de distribuição**, para a **confiabilidade composta** (geração e transmissão) **do SIN nas regiões de interesse** correspondentes aos Transformadores de Fronteira (TF) entre os sistemas de transmissão e distribuição das 3 redes típicas selecionadas e a vizinhança destes TFs na Rede Básica.

A avaliação de confiabilidade composta será realizada por meio de **simulações com o modelo oficial NH2** desenvolvido pelo CEPEL, com apoio do ANAREDE para a preparação do caso base de confiabilidade.

3.4.2.7 Precificação de Serviços Ancilares de GD

Após a determinação dos impactos (positivos e negativos) da GD nas redes de distribuição, torna-se necessário monetizar esses impactos e promover sua alocação entre os diversos agentes. Por exemplo, no caso do deslocamento de térmicas na geração de energia, é possível quantificar quanto de energia é gerado pela GD e relacionar com o custo da geração térmica e do custo do déficit.

A quantificação destes custos positivos e negativos deverá ser incorporada no cálculo do nível tarifário, usado para definir a receita das distribuidoras. A partir da definição deste montante deve-se passar para a segunda fase, representada pelo desenho da estrutura tarifária, para que sejam definidas as tarifas de referência e fixada sua aplicação para cada agente, no tocante ao uso do sistema.

Na visualização das oportunidades de prestação de Serviços Ancilares pela GD, será considerada a atuação conjugada de Comercializadores Agregadores, que tendem a surgir no Sistema Brasileiro na conjuntura de uma liberação mais agressiva do mercado regulado, que podem ser considerados verdadeiros catalisadores da Resposta da Demanda e da

oferta alocada junto à demanda, como no caso da GD, a ser recrutada no contexto das VPP's (Virtual Power Plants).

O racional aqui é de utilização de sinal de preço adequado para mobilizar a atuação de Prosumidores e Agentes operadores de GD, em que os benefícios locais, de confiabilidade, associados ao momento da prestação do serviço (preços com sinalização temporal), para prestarem serviços ancilares para a Distribuidora e esta, por sua vez, pode reunir respostas de vários Agregadores e/ou VPP's para prestar Serviços Ancilares ao Agente Transmissor.

A Figura a seguir ilustra essa lógica, que será explorada no trabalho e, inclusive, exemplos de simulações prospectivas⁵ serão apresentados para que possam ser considerados nas ponderações da ABSOLAR junto aos Agentes Institucionais. Note-se que os Agregadores promovem a visibilidade dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) para o planejador / operador do sistema e para os mercados (usualmente são recursos “behind the meter”).

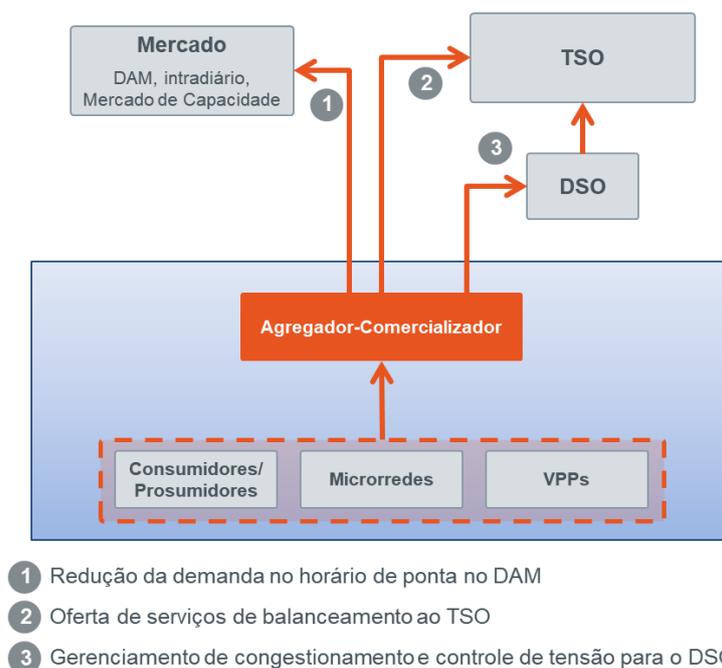


Figura – Esquema ilustrativo da prestação de Serviços Ancilares (elaboração própria)

⁵ Viana, Matheus S. “Análise da implementação de usinas virtuais e seus impactos sobre os sistemas elétricos”, Tese de Doutorado com orientação do Prof. Dr. Dorel Soares Ramos (ambos participando da equipe colocada à disposição da ABSOLAR). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, fevereiro de 2024.

Nesse âmbito de considerações, a Concessionária de Distribuição poderá prestar Serviços Ancilares à Transmissora da área ou ao Operador do Sistema, com respostas distintas em termos locais.

Os Serviços que podem ser disponibilizados incluem:

- Redução da demanda de ponta da distribuidora e do sistema;
- Regulação de frequência (*regulation up* e *regulation down*);
- Reserva de Potência Operativa - RPO;
- Controle de reativos;
- Flexibilidade;
- A redução de picos de preço de energia caso a RD seja capaz de influenciar a formação de preços no mercado de atacado.

Este trabalho irá alcançar a precificação dos impactos da GD, inclusive propondo formas de alocação utilizando *drivers* como localização, tempo de uso e confiabilidade.

A avaliação dos ganhos com a prestação de serviços ancilares será essencialmente conceitual e qualitativa, preparando os instrumentos e metodologias para se quantificar o efeito na tarifa de referência e de aplicação para trabalhos futuros, uma vez que o escopo desta chamada não abarca a quantificação desses serviços.

Não obstante, valores numéricos, ilustrando o efeito quantitativo da incorporação de Serviços Ancilares, onde Agentes de GD poderão ser enquadrados como potenciais prestadores, serão apresentados, tendo como base sistemas Teste Internacionais, com especificação pública e amplamente difundida (Sistema Teste 118 Barras do IEEE, por exemplo).

Por conseguinte, na perspectiva dos impactos, serão abordados os serviços ancilares e sugestões ao regulador de como inserir esses serviços como novos produtos a serem tarifados ou colocados via ambiente de mercado.

Principais Subprodutos e Reuniões:

- Relatório Técnico – **Inserção da Geração Distribuída ao Sistema Elétrico Nacional**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Relatório - Precificação de Serviços Ancilares de GD. Arquivo em formato MS PowerPoint;
- Reunião de apresentação dos Relatórios Técnicos.

4 Prestação de Serviços Ancilares por UFV ao SIN

4.1 Visão da Conjuntura vigente

As incertezas associadas à produção de energia inerentes às fontes renováveis variáveis (VRE) aumentam a necessidade de disponibilização de serviços ancilares ao sistema elétrico que venham a compensar, ou pelo menos atenuar, as variações de grandezas elétricas associadas à operação do sistema elétrico. Quanto maior a parcela de fontes com características variáveis na composição da geração, maiores serão os impactos.

Por outro lado, sistemas que contenham fontes com características flexíveis estarão mais aptos a acomodar a porção não despachável da oferta. Entretanto, a prestação de serviços de natureza sistêmica para lidar com as necessidades do sistema, impõe custos a seus prestadores, particularmente os custos diretos associados aos investimentos relativos à implantação de equipamentos adicionais e custos de operação e manutenção, consumo de combustível e os custos indiretos causados pela alocação de recursos de sistema à prestação dos serviços ancilares.

No caso brasileiro, o parque hidrotérmico existente, por enquanto, contribui para que os requisitos de segurança elétrica sejam atendidos, mesmo com a integração massiva de renováveis não controláveis, mas dada a maior participação das VREs e a capacidade de promover inúmeros serviços, mediante as novas tecnologias desenvolvidas, torna-se fundamental **implementar aprimoramentos regulatórios em prol da participação de várias fontes como ofertantes de serviços ancilares, com todos os fornecedores obtendo remuneração adequada pelo serviço prestado de forma isonômica**, uma vez que sua atuação pode rebater em importantes benefícios para o sistema.

Novos Serviços Ancilares podem ser ofertados em função da evolução tecnológica, no contexto de transformação do sistema e novas necessidades decorrentes, cumprindo destacar que a regulamentação atual não propicia remuneração adequada, pelo que se torna necessário discutir a remuneração pelos serviços ancilares, além de uma cobertura de custos de oportunidade incorridos pelo Prestador, em face de restrições impostas pela prestação destes serviços.

Da avaliação realizada em Mercados Internacionais, diversos arranjos competitivos de Serviços Ancilares subsistem, com predomínio da contratação via leilões ou contratação de curto prazo em mercados por oferta. No desenvolvimento do trabalho serão levadas em conta observações já capturadas da análise preliminar do “modus operandis” de serviços ancilares feita pela MRTS, dentro do possível adaptadas para a realidade da fonte fotovoltaica. Citam-se como exemplo avanços já identificados, a saber:

- **Austrália e Reino Unido: remuneração por disponibilidade e acionamento** para fornecimento de serviços como Reserva de Potência Operativa e Reserva de Potência Reativa.
- **Austrália (AEMO): remuneração por acionamento para prover Suporte de Reativos** e, conseqüentemente, reduzir potência ativa (**com ressarcimento do custo de oportunidade**).
- **EUA: FERC*** exige o **pagamento pelo custo de oportunidade (pagamento de capacidade) e performance** (valorado nos mercados *day-ahead* e *real-time*) para o serviço de **Regulação de Frequência**.

Serviço Ancilar / Mercado	Regulação de Frequência	Reserva de Pot. Operativa	Reserva de Pot. Reativa / Controle de Tensão	Autorrestabelecimento	Alívio de Cargas
PJM	X	X	-	-	-
CAISO	X	X	X	-	-
AEMO (Austrália)	X	X	X	X	-
ESO (Reino Unido)	X	X	X	X	X
Chile	X	-	X	X	X
NordPool	X	X	X	-	X

Energy Regulatory Commission): Ordem No. 755.

A experiência internacional (ex. Austrália e Reino Unido) evidencia a possibilidade de remuneração do fornecimento de Controle de Tensão por contratos (a partir de leilões), pagos por disponibilidade e uso, com ressarcimento de potência ativa restringida (Custo de Oportunidade).

Vale ressaltar que nos EUA (**CAISO – California Independent System Operator**) e **Austrália (AEMO – Australian Energy Market Operator)** estabelecem **requisitos técnicos mínimos exigidos**, sem definir a especificidade tecnológica no provimento de cada serviço ancilar, possibilitando que novos arranjos e tecnologias (sistemas de armazenamento, projetos híbridos, mecanismos de resposta da demanda e dispositivos conectados nos sistemas de transmissão) possam atuar no fornecimento de serviços, **contribuindo para competitividade e neutralidade tecnológica do mercado**.

Um outro exemplo importante é o do Texas onde por ser um mercado “Energy-only” sem mercado de capacidade, apenas os preços a cada 5 min para a oferta e 15 min para a demanda são suficientes para controle da curva de carga. Serviços ancilares de reserva e regulação são colocados apenas como última instância.

4.2 Serviços Ancilares – Perspectiva Internacional e Oportunidades de Aprimoramento para o SIN

No Brasil, os serviços ancilares como controle de frequência e suporte de potência reativa são essenciais para manter a estabilidade da rede elétrica, especialmente com a crescente integração de fontes renováveis, como eólica e solar.

A regulação brasileira relativa a serviços ancilares, inicialmente estruturada por meio da REN 697/2015 e REN 822/2018, já revogadas, atualmente válida a REN 1.030/2022, que consolida o regramento pertinente e define as diretrizes para a prestação desses serviços, incluindo custos variáveis e fixos recuperáveis pelos agentes de geração. No entanto, o aumento das VREs gera novos desafios, tais como a necessidade de maior reserva operativa para lidar com a variação de produção dessas fontes.

Conforme destacado anteriormente, países como Reino Unido e EUA, contratam serviços ancilares por meio de leilões, com remuneração baseada na disponibilização do recurso e na sua ativação. Essas práticas visam integrar novas tecnologias e garantir a flexibilidade do sistema. Os exemplos mostram que mercados como PJM (EUA) e National Grid (Reino Unido) já implementam soluções eficazes para regular a frequência e prover reservas operativas.

Além disso, inovações tecnológicas, como o uso de baterias para armazenamento de energia e usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), são destacadas como soluções estratégicas para aumentar a flexibilidade operativa. Essas tecnologias permitem a absorção de excedentes de energia e fornecimento em momentos de alta demanda. Soluções híbridas, como turbinas a gás acopladas a baterias, também são discutidas como alternativas para fornecer reserva operativa minimizando o uso de combustível fóssil. Não obstante, ainda é necessário aprimorar os mecanismos de contratação e remuneração dos serviços ancilares, principalmente no que se refere à inserção de novas tecnologias e à neutralidade tecnológica.

A operação flexível, especialmente em usinas hidrelétricas, é um fator crítico, pois, embora necessária, pode acelerar o desgaste dos equipamentos. A expansão da capacidade instalada de fontes renováveis variáveis exige uma atenção redobrada para garantir que o sistema tenha a flexibilidade necessária para responder às flutuações da oferta, pelo que Serviços ancilares serão cada vez mais importantes no cenário futuro e possivelmente requeiram um mercado competitivo específico para esses serviços, co-otimizado com o mercado de energia. Essa poderá ser uma solução promissora para o sistema elétrico brasileiro.

4.3 Valoração de Serviços Ancilares – Contexto e Aspectos Metodológicos

4.3.1 Contexto

A ANEEL reconhece a necessidade de aprimoramentos regulatórios sobre prestação de Serviços Ancilares, reconhecendo que a regulamentação atual não fornece remuneração adequada. Não obstante, as ações do Regulador ficam limitadas aos recursos disponibilizados ao sistema e às características da expansão do sistema.

De qualquer modo, cabe ao Regulador, diante dos equipamentos disponibilizados pelo planejamento setorial e dos requisitos de serviços ancilares identificados, tanto pelo planejamento, quanto pelo operador, incentivar a prestação com qualidade, identificando de forma precisa os custos e promovendo sua alocação eficiente.

Com a transformação do sistema eletroenergético e evolução tecnológica, novas necessidades sistêmicas surgem e novos serviços ancilares podem ser ofertados, como é o caso do serviço de “**Inércia**”, que será abordado posteriormente.

De fato, convém lembrar que os sistemas elétricos operavam tradicionalmente com recursos de geração síncrona dita tradicional que, além da potência ativa, oferecem potência reativa de regime com fator de potência relativamente baixo, capacidade de sobrecorrente transitória elevada, corrente de curto-circuito muito elevada, inércia, controle de tensão relativamente rápido, controle de frequência (dependendo de haver margem de regulação) e reserva de potência.

Estes recursos adicionais não existem, ou são muito reduzidos, nos aerogeradores e na geração fotovoltaica. De qualquer forma, são recursos imprescindíveis para a operação adequada e flexível dos sistemas elétricos de potência e, portanto, devem ser supridos por recursos existentes ou adicionais.

4.3.2 Aspectos Metodológicos

De tudo quanto foi exposto na contextualização, é inquestionável a necessidade de que se introduza os meios de prover Serviços Ancilares adequados e os respectivos mecanismos de remuneração.

Com base nas métricas propostas anteriormente, serão propostas formas de remuneração para adquirir tais serviços. As métricas quantificam contribuições individuais e necessidades sistêmicas, sendo que o estudo irá investigar formas de equilibradas de se procurar tais serviços.

Em síntese, nesta atividade serão avaliados serviços ancilares oferecidos pelas usinas fotovoltaicas, para as quais uma análise preliminar indica que carecem de aprimoramentos para proporcionar uma remuneração adequada para os Provedores, com mitigação de riscos que, caso não endereçados, acabariam por penalizar o Consumidor, que em última análise é o Cliente Final da Qualidade de Serviço do SIN.

O rol de Serviços Ancilares mais relevantes para o caso brasileiro deverá ser apontado como parte do estudo, que terá como foco a disponibilização desses serviços para o sistema, incluindo-se a análise dos impactos na operação e na estabilidade do sistema elétrico com a prestação destes serviços, bem como discutindo a integração destes com a flexibilidade operativa.

Da revisão preliminar de Literatura Internacional, para auxiliar na elaboração dessa Proposta, é importante frisar que existe um mecanismo de remuneração (já aplicada nos mercados do CAISO, PJM, ESO e AEMO), preconizando como adequado, que considera uma *Remuneração do serviço ancilar por meio de parcelas fixa e variável*, de tal modo a cobrir os custos de investimento e disponibilidade, bem como remunerar o agente por contribuição efetiva (por acionamento).

A valoração dos serviços pode ser percebida de forma diferente, dependendo dos perfis do investidor e do beneficiário do serviço. De forma geral, as formas de valoração podem ser:

- Pelo benefício direto trazido para o sistema, como por exemplo, pela estabilidade quando da ocorrência de perturbações, ou redução da conta total do fornecimento de energia.
- Pelo custo evitado, como por exemplo, redução de investimentos quando comparado com a alternativas tecnológicas para oferecerem os mesmos serviços, como BESS.
- Pela relação entre custo e benefício, comparando-se as alternativas com base nessa métrica.

Especificamente, para prestação de Serviços Ancilares, a valoração pode ser feita pelo custo evitado de falhas na operação do sistema ou com a aquisição/operação de outros equipamentos, ou seja, uma avaliação do efetivo custo-benefício.

Como um racional a ser aplicado de forma geral, pode-se estabelecer que, a partir de simulações prospectivas e análises comparativas de cenários com e sem a prestação de determinado serviço ancilar, é possível: (i) estimar o custo evitado com a implementação de uma alternativa de referência para adequar o Sistema aos critérios de adequação e segurança operativa; bem como (ii) avaliar a adequação da TSA no formato atual para remunerar o serviço prestado.

4.3.3 Métricas para Avaliação de Serviços Ancilares

4.3.3.1 Conceituação

Há diversas propostas para quantificação de Resiliência Operacional, a maioria relacionada à capacidade de rampa, potência, energia e tempo de resposta, que são endereçadas nessa proposta. As métricas a serem sugeridas nessa atividade observam o atendimento da carga na escala de **milissegundos a alguns minutos**. As métricas para manutenção da Resiliência Operacional, a partir de atuação nos controles de tensão, frequência e robustecimento da estabilidade, focando a escala de milissegundos a minutos, é escassa.

Nesta vertente do trabalho, serão propostas métricas para critérios de desempenho nessa faixa temporal de verificação. As métricas são baseadas em fundamentos teóricos e, a partir desses, extraídas expressões que possam quantificar requisitos sistêmicos e individuais das fontes. Isto possibilita verificar e precificar as contribuições positivas e negativas dos diversos recursos disponíveis.

4.3.3.2 Metodologia geral para quantificação numérica das métricas de avaliação de desempenho de Serviços Ancilares

Na escala de tempo em que foi definido o conceito de Resiliência Operacional (escala de milissegundos a minutos), a avaliação da Resiliência proporcionada por controle de tensão, controle primário de frequência e segurança elétrica irá considerar o horizonte de interesse para definir uma configuração para ser utilizada como sistema teste de metodologia, adotando uma estratégia baseada em simulações dinâmicas.

O universo de cenários será formado por simulações com a cadeia eletroenergética com granularidade horária gerada pelo modelo DESSEM. A partir das condições para cada hora, serão produzidos casos de fluxo de potência não linear, via cálculo de fluxo de potência ótimo, com função objetivo de mínimo desvio do ponto de operação especificado (despacho dos geradores e elos CC e cargas).

Índices para os parâmetros de interesse (variações da frequência e tensão, bem como situações de instabilidade) serão gerados para cada simulação de contingência e para cada caso de fluxo de potência, formando uma base de dados abrangente, que permite uma análise estatística do estado de segurança e, conseqüentemente, da Resiliência Operacional do sistema elétrico. A análise procurará focar na correlação de eventuais inflexibilidades com o nível de inserção de fontes geradoras baseadas em inversores (IBR – *Inverter Based Resources*), salientando-se que as simulações estáticas e dinâmicas serão realizadas com o programa Organon.

As métricas propostas serão demonstradas em pontos de operação definidos para elaboração de Estudos de Caso. Para escala temporal de minutos a horas, a avaliação deve considerar a disponibilidade de reserva.

4.4 Diretrizes Gerais para Remuneração dos Serviços Ancilares

Transformações profundas e o desenvolvimento de mecanismos transacionais de serviços apropriados estão ocorrendo em nível mundial, adaptando realidade e necessidades específicas de cada mercado.

O resultado desse processo é que não existe um padrão mundial definido para o tratamento dos serviços ancilares, sendo que as particularidades da evolução na arquitetura de mercado em cada país condicionam o tratamento dado a esses serviços. Assim também, afigura-se lícito conjecturar que certamente deverá ocorrer no Brasil o desenvolvimento de mecanismos transacionais de serviços apropriados, onde a evolução do tratamento dos serviços ancilares deve ser coerente e aderente às expectativas de modernização do setor de energia elétrica.

Mercados competitivos de energia requerem serviços ancilares desmembrados, precificados e direcionados, de forma a garantir remuneração justa para os agentes que prestam determinado serviço, além de uma administração eficiente dos recursos disponíveis.

Para que o Sistema Interligado Nacional (SIN) tenha à disposição serviços ancilares adequados é preciso planejar a indicação das necessidades do sistema, o dimensionamento dos requisitos, a localização dos equipamentos de serviços ancilares e a contratação de longo prazo desses serviços, em favor da redução de custos, bem como remunerar adequadamente os investimentos. Nessa perspectiva, não se pode ignorar que a avaliação dos critérios atuais utilizados para o rateio e a alocação dos custos pela provisão de Serviços Ancilares está condicionada à avaliação dos recursos atualmente disponíveis para o Operador. Assim, entende-se que, a partir de um diagnóstico inicial cuidadoso, deva-se então associar a remuneração dos custos, na ótica de alavancar provedores, relativamente a cada Serviço Ancilar a ser considerado.

Entende-se inicialmente, a partir de trabalhos de pesquisa já realizados, que há um caminho proposto para tornar os serviços ancilares mais atrativos ao empreendedor e ampliar sua abrangência, que passa necessariamente pela alteração da metodologia de remuneração. Essencialmente, depreende-se das análises, que o senso básico seria a decomposição da forma de remuneração em duas principais parcelas:

- (i) valor fixo (disponibilidade do serviço anual com redução por indisponibilidade);
e
- (ii) uma remuneração variável, por tempo de operação.

Implementando-se essa diretriz, entende-se que parâmetros usualmente considerados por investidores (TIR, VPL, *payback*) possam ser melhor avaliados e parametrizados em relação a TSA, quando aplicável. Dessa forma, entende-se como coerente a proposição de remuneração por meio de uma **componente fixa e outra variável**, além de uma componente fixa específica para recuperação do investimento, a depender do tipo de serviço a ser prestado. Vale lembrar que o objetivo dessa discussão é endereçar os custos provocados no Sistema para expansão massiva de fontes renováveis não despacháveis.

Nesse âmbito de considerações, a composição proposta possibilitaria melhor atratividade para o empreendimento, uma vez que poderá remunerar itens como O&M e consumo interno, por tarifas baseadas no MVAR, que consideram a magnitude dos serviços disponibilizados. Contudo, salienta-se também ser necessária a inspeção e eventual reformulação da composição da TSA, uma vez que também considera o O&M em sua formulação. Destaca-se que a parcela fixa possui importante peso na viabilidade de investimentos, portanto, um aumento nessa parcela pode levar à condição de atratividade esperada.

A título didático, reportando o resumo da revisão da Literatura Internacional a partir de pesquisa prévia, pode-se agrupar em sete grandes grupos os serviços ancilares identificados em países selecionados: (i) controle de frequência; (ii) carregamento; (iii) reserva de potência ativa ou suporte de reativos; (iv) “*black start*” (autorrestabelecimento); (v) controle de tensão; (vi) capacidade de curto-circuito; e (vii) “*tripping*” de geradores.

A interpretação desse diagnóstico prévio permite concluir que os serviços de controle de frequência e reserva de potência são os dois de maior abrangência em termos internacionais, seguidos por “*black start*”, ressaltando-se a importância de controle de frequência para os sistemas elétricos e a necessidade de desenvolvimento de mecanismos que incentivem sua ampliação.

A avaliação dos critérios atuais utilizados para o rateio e a alocação dos custos pela provisão de Serviços Ancilares está condicionada à avaliação dos recursos atualmente disponíveis para o Operador. Assim, entende-se que, a partir de um diagnóstico inicial, deva-se associar a remuneração dos custos, na ótica de alavancar provedores, relativamente a cada Serviço Ancilar a ser considerado e, com isso, estabelecer uma quantificação monetária do impacto da participação crescente das renováveis não despacháveis na Matriz Energética Nacional.

Em síntese, nesta Atividade será realizada uma avaliação dos métodos atuais de remuneração, com proposições de novos critérios e métodos para o aprimoramento requerido, visando criar atratividade e viabilizar potenciais provedores.

4.5 Proposta de Aprimoramento na Remuneração dos Principais Serviços Ancilares relacionados a usinas fotovoltaicas

4.5.1 Serviço Ancilar de Suporte de Reativos

A introdução de serviço ancilar de suporte de reativos, quando de restrição de transmissão, é relevante, ao ampliar a margem de transmissão e evitar despesas sistêmicas com despacho emergencial ou fora da ordem de mérito. Não obstante, a Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, como hoje definida, oferece remuneração pouco atrativa.

A TSA vigente não se afigura melhor estratégia de remuneração de Serviços Ancilares de Suporte de Reativos, cabendo **proposta de segregação do pagamento pelo serviço em custos fixos e variáveis**, especialmente se houver necessidade de investimento. Isto porque a remuneração do empreendedor deve recuperar integralmente custos incorridos para oferecer o serviço.

Uma alternativa promissora é desagregar, para além da cobertura do custo de investimento, a operação e a disponibilidade e, eventualmente, o acionamento, como garantia de remuneração do investimento e serviço. No caso de Plantas Solares, o suporte de reativos viria particularmente das situações em que não se estaria produzindo potência ativa (à noite, por exemplo), mas os inversores permaneceriam acionados para propiciar o controle de tensão adequado.

De acordo com proposta encaminhada pela ANEEL na última Consulta Pública endereçando essa temática, a princípio, **esse serviço seria remunerado pela TSA vigente**, até que a Agência venha a reavaliar os valores das tarifas para cada uma das possíveis fontes (UHE, UTE GNL CA, CGE, UFV e BESS). Nesse ponto, para deixar claro o âmbito das análises que se está preconizando desenvolver, algumas considerações são oportunas, conforme segue.

- i. Desde 2003, a TSA aplicada as UHE's vem sendo apenas corrigida pelo IPCA, não levando em conta mudanças nos padrões exigidos para os equipamentos.
- ii. Como as usinas eólicas e solares possuem custos de O&M diferentes das UHE's, a TSA, se aplicada, pode conter distorções, portanto, afetando a participação das fontes Eólica e Solar no provimento desses serviços.

- iii. Dentro da proposta de modernização do setor e de neutralidade tecnológica, é importante que **a remuneração a ser aplicada reconheça os custos associados à operação a ser realizada por todas as tecnologias.**

Portanto, reforça-se a proposta inicial, a ser validada na execução do Estudo, para a fixação da remuneração do Serviço de Controle de Tensão com **Remuneração composta por duas parcelas (fixa e variável)**, de tal modo a cobrir os custos de investimento e custos de operação de forma efetiva, bem como remunerar o agente por disponibilidade no caso de alguma restrição de geração imposta por interesse sistêmico.

No caso das renováveis não despacháveis, há que considerar também o ressarcimento do custo de oportunidade, representada por situações em que a fonte deixa de produzir potência ativa, mesmo existindo o recurso primário disponível, para que os inversores possam ser utilizados em sua máxima capacidade para produzir potência reativa e controlar a tensão na região de interesse. Vale observar que para o caso de Eólicas a situação de se verificar um custo de oportunidade a ser remunerado pode ser relativamente frequente, mas também para plantas solares essa pode ser a situação em momentos de excesso regional de geração.

4.5.2 Inércia

O Serviço Ancilar de provimento de Inércia caracteriza um conceito novo, que surgiu mais recentemente nos sistemas de potência em âmbito global, como decorrência da adição massiva de geração renovável intermitente (não despachável) que não tem inércia expressiva associada, fato que pode levar a grandes variações, inaceitáveis, na frequência elétrica do sistema quando da ocorrência de perturbações.

Trata-se, fundamentalmente, de um serviço ancilar para melhorar a resposta da regulação primária do sistema, evitando grandes amplitudes na variação da frequência quando da ocorrência de perturbações.

A princípio, para valorizar a prestação desse serviço, será avaliada uma metodologia que prevê, a partir de um cenário atualizado, no horizonte de análise do Operador, a formulação de um cenário com ampliação importante de geração eólica e solar FV, aferindo-se o custo de Inércia Sintética que teria que ser implementada para tornar aceitáveis casos críticos de desempenho dinâmico, a serem capturados pelo Organon.

A ideia a ser estudada e aprofundada consiste em avaliar a pertinência de se pagar, com o paradigma da Inércia Sintética, a inércia associada ao montante de Reserva de Potência Operativa das Solares que se dispuserem a investir em BESS associados, que possam prover respostas dinâmicas adequadas em transitórios que afetem o Sistema Interligado.

4.6 Serviços Ancilares não tradicionais

A inclusão de tecnologias flexíveis nos sistemas de transmissão pode ser realizada por diferentes estratégias e implementações. Por exemplo, por meio de: planejamento centralizado (ou “competitivo”); inclusão nas premissas de planejamento das transmissoras existentes; integração entre TSOs e DSOs; novas oportunidades de aproveitamento de recursos por meio de VPPs e Agregadores-Comercializadores, mercados de capacidade e serviços ancilares envolvendo novos modelos de remuneração de ativos e novos modelos de negócios, em particular focando oportunidades que se evidenciam para a geração distribuída solar fotovoltaica.

Essa possibilidade pode ocorrer pela exploração da participação ativa em Programas de **Resposta da Demanda (RD)**, que pode ser viabilizada por meio de um mercado de serviços ancilares com produtos “elétricos” como regulação de tensão; flexibilidade de demanda; e serviço de balanço em mercado de energia com formação de preços por ofertas. Os modelos de implementação de RD podem considerar mecanismos de resposta a preços ou incentivos. A operação e comercialização com preços horários, já em vigor, traz novas oportunidades para a implementação de RD no SEB.

Passa a ser fundamental, na implementação prática dessa vertente de Resposta da Demanda lastreada pela Geração Distribuída, a figura do **Agregador-Comercializador**, cuja atuação, coordenando resposta da GD associada a vários Usuários, pode dar visibilidade da geração “behind-the-meter” para o Operador do sistema, integrando as ações do TSO (Transmission System Operator) e o DSO (Distribution System Operator), em prol da eficiência de funcionamento dos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares.

O modelo de negócios de Agregador-Comercializador inclui a redução da demanda no horário de ponta; serviços de balanceamento ao TSO e, também, gerenciamento de congestionamento e controle de tensão para o DSO.

A criação da figura do Agregador-Comercializador envolve a implementação de novos modelos de negócios no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Deve-se observar que, atualmente, o operador do sistema de transmissão (ONS) é único no Brasil. O modelo de implementação de integração entre TSO(s) e DSOs pode considerar mecanismos de resposta a preços ou incentivos, para a disponibilização de serviços tais como (i) a redução da demanda de ponta da distribuidora; (ii) regulação de frequência; (iii) Reserva de Potência Operativa; (iv) Controle de Tensão e Reativos; e, ainda, (v) postergação de reforços da rede de transmissão. Um protótipo estrutural para um mercado que considere os elementos citados anteriormente pode ser representado como na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**a seguir.

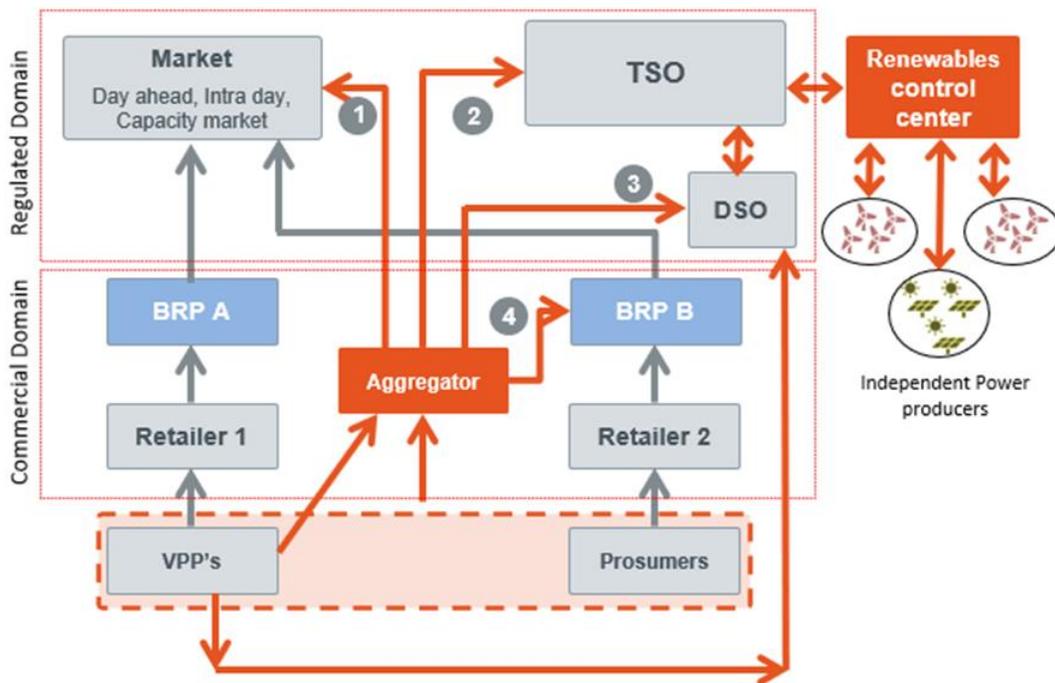


Figura: Estrutura de Mercado "avançado".

4.7 Observações Finais Relativas a Serviços Ancilares

O papel dos serviços ancilares é proporcionar segurança ao sistema no suprimento de energia e potência. Entretanto, a prestação desses serviços impõe custos a seus prestadores, particularmente os custos diretos associados aos **investimentos relativos à implantação de equipamentos adicionais e custos de operação e manutenção**.

Quanto maior a parcela de fontes com características variáveis na composição da geração, maiores serão os impactos. Por outro lado, sistemas que contenham fontes com características flexíveis estarão mais aptos a acomodar a porção não despachável da oferta.

No caso brasileiro, o parque hidrotérmico existente, por enquanto, contribui para que os requisitos de segurança elétrica sejam atendidos, mesmo com a integração massiva de renováveis não controláveis, mas dada a maior participação das VRE's e a capacidade de promover inúmeros serviços mediante as novas tecnologias desenvolvidas, **torna-se fundamental implementar aprimoramentos regulatórios em prol da participação destas fontes como ofertantes de serviços ancilares, uma vez que sua atuação pode rebater em importantes benefícios para o sistema**.

Para que o SIN tenha SA's adequados é preciso indicar as necessidades do sistema, dimensionar requisitos, estabelecer a localização dos equipamentos e contratação de longo prazo. Nesse contexto:

- ✓ Operador condicionado à capacidade disponibilizada pelo planejamento para operar e otimizar o SIN.
- ✓ Regulador deve incentivar a prestação dos serviços com qualidade e garantia, identificar e reconhecer os custos, promovendo sua alocação eficiente e remuneração adequada, diante das necessidades apontadas pelo planejamento da operação energética e elétrica.
- ✓ Aos agentes detentores de ativos (Investidores), cabe alocar recursos a partir da sinergia entre o serviço, rede elétrica e avaliação econômico-financeira do negócio.

Mercados internacionais apresentam mercados de SA's com plena competição, em que há remuneração do fornecimento de controle de tensão por contratos (a partir de leilões), pagos nas modalidades de disponibilidade e uso, com ressarcimento de potência ativa restringida.

No contexto nacional, observa-se grande limitação do alcance da **Tarifa de Serviços Ancilares - TSA**, conforme regramento atual, pois essa tarifa não é capaz de remunerar o investimento, tampouco garante cobertura de custos para o número de horas de operação alocadas de forma compulsória pelo ONS.

Decorre disso, que o agente visualiza um *trade-off* para decidir adaptar (ou não) equipamentos para prestação do serviço, tendo em conta que a partir da contratação, a prestação do serviço torna-se compulsória e centralizada pelo Operador. Nesse sentido, **a inspeção e reformulação da composição da TSA com desagregação da tarifa em parcelas fixa e variável se afigura adequada** para mitigar riscos de investimento, assim como estimular novos entrantes e proporcionar recursos adicionais ao sistema.

Essa decomposição possibilitaria melhor atratividade para o empreendimento, uma vez que poderá remunerar itens como O&M e consumo interno, por tarifas baseadas na operação efetiva, que considera a magnitude dos serviços disponibilizados.

Nessa perspectiva, não se pode esquecer também o ressarcimento do custo de oportunidade incorrido, quando o agente deixa de despachar potência ativa para reservar a capacidade dos inversores para produção exclusiva de potência reativa.

Principais Subprodutos e Reuniões:

- Relatório Técnico - **Prestação de Serviços Ancilares por UFV ao SIN**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico.

5 Requisitos adicionais do Termo de Referência da ABSOLAR

Nesse item, serão apresentados de forma resumida os “*approachs*” a serem adotados pelo Consócio Executor para endereçar diversos requisitos adicionais de estudo que estão contidos no TdR da ABSOLAR e que devem ser adequada e criteriosamente contemplados no desenvolvimento das atividades do presente Projeto de Consultoria.

5.1 Proposição de Modelos de Negócios

<TR ABSOLAR> Desenvolvimento de propostas detalhadas para os modelos de negócios (produtos /serviços) mais viáveis. Elaboração de um plano de implementação para cada modelo proposto. Deverá avaliar também modelos de negócios possíveis para solucionar problemas (como produtos, serviços como atendimento de ponta, segurança dinâmica, melhoria de indicadores de qualidade do suprimento, Indicadores de estabilidade do sistema, Indicadores de eficiência econômica, redução dos cortes de geração) que podem ser implementados.

Nesta atividade será elaborado um Relatório Técnico em que serão apresentadas proposições de modelos de negócios associados ao tema central do estudo e serão abordados os principais direcionamentos requeridos para as suas efetivas implantações no mercado nacional.

Nas atividades predecessoras deste estudo são previstas avaliações que consideram, em detalhes, diferentes nuances associadas aos rebatimentos da expansão da solar fotovoltaica centralizada e distribuída no contexto do planejamento da operação do sistema, que dentre outros aspectos, envolvem a utilização de novas tecnologias e a integração entre diferentes tecnologias, necessidade de valoração e a criação de novos produtos e serviços, a necessidade de aprimoramentos regulatórios e de inserção de mecanismos que possam contribuir ao planejamento da operação do SIN perante a crescente expansão solar, de modo a preservar os aspectos balizares de confiabilidade, segurança e economicidade da operação.

Principais Produtos e Reuniões:

- Relatório Técnico - **Proposição de Modelos de Negócios**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico.

Deste modo, a elaboração do Relatório Técnico desta atividade será concebida com base nas contribuições e conclusões obtidas nestas atividades predecessoras, que serão interligadas na estruturação das propostas de modelos de negócios e respectivos planos de implantação.

5.2 Mapeamento de Incentivos e Impactos econômicos

<TR ABSOLAR> Mapeamento de incentivos dados pelo Governo e o resultado obtido perante os investidores e a sociedade.

Esta atividade tem por propósito a elaboração de um Relatório Técnico no qual serão mapeados os incentivos dados pelo Governo e avaliados os resultados obtidos perante os investidores e a sociedade em decorrência da implantação de políticas públicas de incentivo à expansão solar fotovoltaica nas modalidades centralizada e distribuída.

A metodologia de desenvolvimento desta atividade se constitui em levantamento de dados e informações em acervos técnicos nacional, além de pesquisa no acervo legal em ambiente MME e ANEEL, sobre os incentivos promovidos que notoriamente fortaleceram a expansão da solar fotovoltaica centralizada (GC) e distribuída (GD) no Brasil.

O objeto de análise deverá ter abrangência para além do MME, pois há isenção de impostos de importação de equipamentos, avaliando-se Confaz com isenção de ICMS. O próprio enquadramento como lucro presumido, por exemplo, é uma isenção quando se compara PCH's com UHE's. Realmente a política tributária tem uma influência marcante, lembrando-se que hoje as baterias não têm o mesmo incentivo tributário que as placas e inversores solares. Isto inibe em grande parte a pulverização das soluções via armazenamento.

No estudo serão levantados o histórico das principais políticas de incentivo à expansão da GD e GC no contexto nacional, bem como serão avaliados os principais fatores (positivos e negativos) dos resultados da aplicação, tais como aqueles associados com investimento, desenvolvimento regional, arrecadação, encargos, contratação, mercados livre e regulado etc.

Aspectos técnicos das modalidades solar fotovoltaica também serão objetivo análise, uma vez que as características técnicas desta fonte também são fatores importantes a serem considerados quando se argumente sobre a sua expansão.

Um exemplo é projeto de lei 14620/23 que subsidia a instalação de energia solar no programa **Minha Casa Minha Vida**. A iniciativa faz parte do **Programa Energia Limpa**, que integra os programas **Minha Casa Minha Vida** e **Luz para Todos**.

A ideia central é tecer uma análise dos impactos econômicos diretos e indiretos, com base na independência técnica da contratada, sobre as políticas de incentivos propostos pelo Governo e os resultados de sua aplicação, bem como considerando-se as particularidades do setor elétrico nacional, características econômicas e sociais do Brasil e o papel que a fonte solar fotovoltaica apresenta no contexto do provimento de geração de energia renovável e no papel de descarbonização da matriz energética nacional.

Principais Produtos e Reuniões:

- Relatório Técnico - **Impactos Econômicos das Políticas de Incentivo aplicadas à solar fotovoltaica**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico.

5.3 Sustentabilidade Ambiental e Social de Projetos Solar FV

<TR ABSOLAR> *Sustentabilidade: Incluir um capítulo sobre a sustentabilidade ambiental e social dos projetos de energia solar fotovoltaica.*

Esta atividade tem por propósito a elaboração de um Relatório Técnico no qual será apresentada uma avaliação qualitativa sobre a sustentabilidade ambiental e social de projetos de energia solar fotovoltaica (FV).

A seguir são elencados alguns aspectos ambientais e sociais relacionados aos projetos de geração solar que deverão ser detalhados no trabalho.

5.3.1 Aspectos Ambientais

- **Uso sustentável da terra:** Evitar a ocupação de áreas ambientalmente sensíveis, como zonas de proteção ambiental, florestas e áreas de biodiversidade rica. Sempre que possível, priorizar o uso de telhados, áreas já degradadas, ou áreas com baixa utilização agrícola.
- **Impacto sobre a fauna e flora:** Avaliar o impacto em ecossistemas locais, especialmente em projetos de grande porte, e adotar medidas para mitigar os efeitos sobre a fauna e flora, como corredores ecológicos.
- **Gestão de resíduos:** Garantir a gestão adequada dos resíduos, especialmente ao final da vida útil dos painéis solares, que podem conter materiais tóxicos. Incentivar a reciclagem de componentes como vidro, alumínio e metais raros.

- **Conservação da água:** Embora a energia solar tenha baixo consumo de água comparada a outras fontes, projetos em áreas sensíveis a secas devem planejar sistemas de limpeza dos painéis que minimizem o uso de água.
- **Emissões de carbono e ciclo de vida:** Considerar o impacto ambiental durante todo o ciclo de vida dos equipamentos, desde a produção dos painéis até seu descarte, visando minimizar a pegada de carbono total.

5.3.2 Aspectos Sociais

- **Engajamento e participação comunitária:** Envolver as comunidades locais desde o início do projeto, garantindo que as preocupações sociais sejam abordadas. Projetos que impactam áreas residenciais ou agrícolas devem buscar o apoio das comunidades por meio de consultas públicas e diálogos abertos.
- **Geração de empregos locais:** A capacitação e contratação de trabalhadores locais para a instalação, operação e manutenção dos sistemas solares pode ter um impacto social positivo, gerando empregos diretos e indiretos.
- **Benefícios econômicos para comunidades de baixa renda:** Em iniciativas como o Minha Casa Minha Vida, é crucial que a geração de energia solar não só reduza custos para os moradores, mas também possibilite o desenvolvimento econômico local, com redução da pobreza energética.
- **Equidade no acesso à energia:** Projetos devem priorizar a inclusão de populações vulneráveis, garantindo que o acesso à energia solar seja democratizado e que famílias de baixa renda também se beneficiem dos avanços tecnológicos.
- **Educação e conscientização:** Promover a educação ambiental e energética nas comunidades, explicando os benefícios da energia solar e como ela pode ser integrada de forma sustentável nas rotinas locais.

5.3.3 Aspectos de Sustentabilidade e Governança

- **Conformidade regulatória:** Observar e cumprir todas as regulamentações locais, regionais e internacionais sobre energia renovável e proteção ambiental. As licenças ambientais devem ser obtidas de maneira ética e transparente.
- **Monitoramento e mitigação de impactos:** Desenvolver sistemas de monitoramento para acompanhar o impacto ambiental e social ao longo do tempo, garantindo a mitigação de efeitos negativos não previstos inicialmente.

- **Compensações ambientais:** Quando inevitáveis, impactos ambientais devem ser compensados por meio de iniciativas de reflorestamento, preservação de outras áreas naturais ou compensação financeira.

Como metodologia de desenvolvimento, será realizado um levantamento de documentação técnico e científica sobre o tema em acervos internacionais e nacional, para a coleta de informações e dados que possam subsidiar as reflexões sobre a temática.

Observa-se que a abordagem compreenderá o levantamento de indicadores de sustentabilidade de projetos de geração de energia, bem como apresentará uma análise sobre o ciclo de vida dos componentes tecnológicos de uma usina solar fotovoltaica, isto é, desde a fabricação dos componentes até o descarte pós fim da vida útil.

Principais Produtos e Reuniões:

- Relatório Técnico - **Sustentabilidade Ambiental e Social dos Projetos de Energia Solar Fotovoltaica**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico.

5.4 Estratégias e Recomendações de Planejamento e Operação

< TR ABSOLAR > Propor estratégias e recomendações de planejamento e operação para promover o desenvolvimento da fonte solar FV no país, endereçando desafios e oportunidades identificados.

Esta atividade tem como propósito apresentar um relatório técnico com estratégias e recomendações de planejamento da operação para promover o desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica no país.

Nesta etapa, os “findings” e “insights” coletados ao longo das atividades predecessoras serão consolidados e avaliados com base na expertise e saber das executoras em relação ao temas. As discussões em reuniões intermediárias com os associados da ABSOLAR, no ato da apresentação das entregas intermediárias, também serão consideradas nas reflexões, assim como aquelas coletadas com base na visão das instituições governamentais (ANEEL, ONS e EPE) que se pretende consultar.

As recomendações e estratégias serão tecidas considerando-se o papel desta fonte no contexto do SIN, reconhecendo-se os desafios que esta fonte impõe à operação do sistema, propondo-se aprimoramentos regulatórios e ações de fomento à adoção de novas tecnologias.

Tais aprimoramentos no marco normativo e ações de fomento, tem por meta endereçar questões chave decorrentes da inserção das energias variáveis (por exemplo, associadas com necessidade de flexibilidade operativa do sistema) e ressaltando-se as oportunidades identificadas com aspectos positivos da inserção da solar fotovoltaica no SIN.

Adicionalmente, neste item serão agregados os resultados das atividades de benchmark e diagnóstico, de modo que os exemplos de políticas bem-sucedidas internacionalmente e os impactos de suas adoções e as lições aplicáveis ao Brasil, respaldem as recomendações.

Principais Produtos e Reuniões:

- Relatório Técnico - **Estratégias e Recomendações**. Arquivo em PDF, no formato MS PowerPoint;
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico.

6 Relatório Final e Publicações

<TR ABSOLAR > Os principais entregáveis esperados são: Relatório Final. Incluindo um glossário com a definição dos termos técnicos utilizados no estudo; Um plano de ação com as principais recomendações para a implementação das soluções propostas; Apresentação para divulgação do estudo; Release para divulgação na mídia em linguagem apropriada para o seu entendimento; Artigo ou artigos técnicos para congresso e Revista internacional indexada.

Nesta Etapa será apresentado um Relatório Final contendo a compilação de todos os dados, informações, resultados e discussões apresentados ao longo do estudo, sendo também incorporado um sumário executivo com os principais destaques e recomendações resultantes dos desenvolvimentos, assim como um glossário com a definição dos termos técnicos utilizados. O conteúdo do Relatório Técnico Final compreende a consolidação do Plano de Ação com as principais recomendações para a implementação das soluções propostas no curso das atividades. Ademais, como atividade final, será elaborada uma apresentação (formato MS PowerPoint) com apresentação dos resultados principais e recomendações direcionadas para os associados da ABSOLAR, bem como para os interlocutores governamentais (ANEEL, ONS, EPE etc.).

A estrutura interna do material será adaptada para cada *Stakeholder* selecionado, sendo que a estruturação comum será baseada no conceito da “visão da floresta”, isto é, parte da contextualização do tema central para a particularização dos principais pontos, com a devida ênfase a respeito dos desenvolvimentos realizados e resultados obtidos, em função do perfil de cada *Stakeholder*.

Ao final desta atividade, será promovida uma reunião de apresentação dos materiais de posicionamento, com compartilhamento das versões customizadas para os Agentes Interessados. Está incluída neste material a elaboração (não diagramada) de um release para divulgação na mídia, em linguagem apropriada para o seu entendimento, cumprindo salientar que as atividades de diagramação e publicação ficam a cargo da ABSOLAR.

Os materiais informativos serão elaborados em linguagem de apresentação e disponibilizados em formato do MS PowerPoint. Não faz parte deste escopo a elaboração de materiais com necessidade de realização de diagramação ou serviços gráficos especializados.

Por fim, será preparado um artigo científico para submissão em Congresso Nacional ou Revista Internacional Indexada. A definição será em comum acordo entre as partes envolvidas. Observa-se que os custos relacionados com a publicação (em congresso ou revista) fica a cargo da **CONTRATANTE**.

Principais Produtos e Reuniões:

- Relatório Técnico Final, Sumário Executivo e Glossário. Arquivo em PDF, no formato MS Word;
- Relatório / Apresentação (em PDF, no formato PPT) dos resultados e recomendações para a empresa contratante e interlocutores governamentais (ANEEL, ONS, EPE etc.);
- Reunião de apresentação do Relatório Técnico Final;
- Material de Release para divulgação na mídia (em PDF, no formato PPT);
- Artigo para Congresso ou Revista internacional indexada.

7 Principais Produtos e Cronograma das Atividades

A seguir apresenta-se a lista com os produtos (Relatórios Técnicos - RT) a serem entregues e uma proposta de cronograma elaborado para o desenvolvimento das atividades.

7.1 Principais Produtos

Item	Produtos Principais - Relatórios
1	RT - Diagnóstico e Benchmark Internacional – Operação de Sistemas Elétricos com ampla utilização de Energia Renovável. Arquivo em PDF, no formato PPT.
2	RT - Diagnóstico da Flexibilidade do Sistema Elétrico. Arquivo em PDF, no formato PPT.
3	RT - Constrained-off UFV e Desafios da Operação. Arquivo em formato PPT.
4	RT - Alternativas para Provimento de Flexibilidade. Arquivo em PDF, no formato PPT.
5	RT - Inserção da Geração Distribuída ao Sistema Elétrico Nacional. Arquivo em PDF, no formato PPT.
6	RT - Prestação de Serviços Ancilares por UFV ao SIN. Arquivo em PDF, no formato PPT.
7	RT - Impactos Econômicos das Políticas de Incentivo aplicadas à solar fotovoltaica. Arquivo em PDF, no formato PPT.
8	RT - Proposição de Modelos de Negócios. Arquivo em PDF, no formato PPT.
9	RT - Sustentabilidade Ambiental e Social dos Projetos de Energia Solar Fotovoltaica. Arquivo em PDF, no formato PPT.
10	RT - Estratégias e Recomendações. Arquivo em PDF, no formato PPT.
11	RT - Final, Sumário Executivo e Glossário. Arquivo em PDF, no formato DOC.
12	Relatório / Apresentação dos resultados e recomendações para a empresa contratante e interlocutores governamentais. Arquivo em PDF, no formato PPT.
13	Material de Release para divulgação na mídia (em PDF, no formato PPT).
14	Artigo para Congresso ou Revista Internacional Indexada.

Os produtos previstos serão entregues no mês seguinte ao término de cada Atividade, conforme cronograma apresentado a seguir.

7.2 Cronograma das Atividades

O cronograma a seguir representa a estimativa de desenvolvimento das principais atividades da proposta, a serem realizadas no prazo de 180 dias contados a partir da contratação.

Observa-se que o prazo de desenvolvimento apresentado no cronograma internaliza a realização de reuniões mensais de acompanhamento e para a apresentação dos entregáveis a **ABSOLAR**.

No cronograma também está internalizado a realização de uma reunião de kick-off para alinhamentos de expectativas, acompanhamento e definição final de cronograma.

Portanto, as datas poderão ser revistas em comum entendimento entre as executoras e a contratante.

Item	Atividades / Produtos	Mês					
		1	2	3	4	5	6
I	Diagnóstico e Benchmark Internacional - Operação de Sistemas Elétricos com ampla participação Renovável						
	Estudos Gerais						
II	Reflexos da Expansão FV (GC e GD) na Operação do SIN						
	Flexibilidade e Resiliência Operativa						
	Constrained-off regional de UFV e Desafios da Operação						
	Alternativas para Provimento de Flexibilidade						
	Impactos da Inserção GD ao Sistema Elétrico Nacional						
III	Prestação de Serviços Ancilares por UFV ao SIN						
	Conjuntura						
	Perspectiva Internacional e Oportunidades de aprimoramentos no SIN						
	Valoração de Serviços Ancilares						
	Diretrizes Gerais para Remuneração de Serviços Ancilares (UFV)						
IV	Proposição de Modelos de Negócios						
	Modelos de Negócios associados ao tema central do estudo						
V	Mapeamento de Incentivos Governamentais e Impactos Econômicos						
	Mapeamento dos Incentivos e Avaliação dos Resultados						
VI	Sustentabilidade Ambiental e Social de Projetos Solar FV						
	Avaliação qualitativa sobre sustentabilidade de projetos solar FV						
VII	Estratégias e Recomendações de Planejamento e Operação						
	Estratégias e Recomendações de Planejamento da Operação						
VIII	Relatório Final e Publicações						
	Elaboração de Relatório Final e de Artigo						

8 Proposta Comercial

O custo total do projeto é de **R\$ 497.560,00 (quatrocentos e noventa e sete mil, quinhentos e sessenta reais)**, a serem pagos em **06 (seis)** parcelas mensais iguais, sendo a primeira ao início dos trabalhos e a última após entrega e aprovação do Relatório Final.

Item	Atividades	Preço [R\$]
I	Diagnóstico e Benchmark Internacional - Operação de Sistemas Elétricos com ampla participação Renovável	20.480,00
II	Reflexos da Expansão FV (GC e GD) na Operação do SIN	248.160,00
III	Prestação de Serviços Ancilares por UFV ao SIN	118.560,00
IV	Proposição de Modelos de Negócios	18.000,00
V	Mapeamento de Incentivos e Impactos Econômicos	20.560,00
VI	Sustentabilidade Ambiental e Social de Projetos Solar FV	22.720,00
VII	Estratégias e Recomendações de Planejamento e Operação	22.080,00
VIII	Relatório Final e Publicações	27.000,00
Total [R\$]		497.560,00

Os custos consideram a contratação plena do escopo, ou seja, já consideram as sinergias e ganhos de escala entre os Itens (e sub-itens), onde aplicável. Em caso de contratação em separado de cada Etapa/Item, valores unitários serão revisados. O empenho horário total para a realização das atividade somam 1490 horas.

As despesas associadas com a participação de reuniões, dentro ou fora da capital paulista, sede da **MRTS**, deverão ser reembolsadas mediante devida e detalhada comprovação, sendo que seu faturamento deverá ocorrer por meio de Notas de Débito, separadamente em relação às faturas de honorários.

Em relação à publicação prevista de um artigo científico em revista internacional indexada e um em congresso nacional, todos os custos e taxas (ex. tradução, inscrição e submissão) associadas com as publicações deverão ser arcados pela contratante, não sendo objeto de cotação desta proposta.

Caso haja necessidade de viagens, as despesas deverão ser reembolsadas mediante devida e detalhada comprovação, sendo que seu faturamento deverá ocorrer separadamente em relação às faturas de honorários. Qualquer despesa com valor superior a R\$ 1.000,00 (mil reais) será submetida para aprovação prévia da Contratante.

O coordenador e ponto de interlocução do estudo será o Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, representante legal da **MRTS** Consultoria. Na tabela a seguir apresenta-se a Equipe Principal do Projeto.

Nome	Função
Prof. Dr. Dorel Soares Ramos	Coordenador Geral
Eng. Dr. Roberto Castro	Coordenador Técnico
Prof. Dr. Erik Eduardo Rego	Consultor – Estudos de Energia Elétrica, Planejamento e Mercados
Prof. Dr. José W. Marangon Lima	Consultor Sênior - Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos
Eng. Dr. Jorge L. de Araujo Jardim	Consultor Sênior – Planejamento, Operação e Controle de Sistemas de Energia, Simulações - Organon
Prof. DSc Maurício Passaro	Consultor Sênior - Análise de Sistemas Elétricos, Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, FACTS e Transmissão.
Eng. Sr. Luis Fernando Nogueira	Consultor – Estudos Elétricos, Regulação e Planejamento Operação
Eng. Dr. Matheus Sabino Viana	Consultor Especialista – Estudos Elétricos e Regulação
Eng. Dr. Luiz Armando S. Camargo	Consultor – Estudos Energéticos, Regulação e Modelagem
Eng. MSc. Mateus H. Balan	Consultor – Estudos Energéticos e Planejamento Operação
Eng. Espec. Eduardo Teich	Consultor – Estudos Elétricos, Análises de Sistemas de Potência e Sistemas de Controle, Simulações - Organon

9 Confidencialidade

A **MRTS, MC&E e HPPA** obrigam-se, por si, seus representantes, prepostos, empregados, subcontratados e sucessores, a conferir e manter sob rigoroso sigilo e confidencialidade todas as informações, dados e documentos fornecidos pela **ABSOLAR** nem virtude dos serviços prestados, excetuados os casos de obrigação de quebra de sigilo por ordem judicial, sendo que nesta situação a **MRTS, MC&E e HPPA** notificarão a **ABSOLAR** previamente à revelação da informação. Dados e informações obtidos pela **MRTS, MC&E e HPPA** fora do presente contrato não são abrangidos por esta obrigação de confidencialidade.



Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
MRTS Consultoria em Engenharia S.S.
Sócio Administrador

10 Apresentação Institucional do Consórcio

10.1 MRTS Consultoria em Engenharia

10.1.1 Atuação

A MRTS Consultoria detém grande experiência no Setor Elétrico Brasileiro, sendo que dois de seus Sócios tem cerca de 40 anos de experiência no Setor. A empresa, fundada no início da década de 90, tem atuado desde então em planejamento de sistemas de geração e transmissão, análise de confiabilidade de sistemas de geração e transmissão, estudos elétricos e energéticos de modo geral, estudos regulatórios, econômicos e tarifários, bem como desenvolvimento de modelos computacionais e projetos de pesquisas e desenvolvimento.

A MRTS oferece ao mercado experiência e soluções eficientes e customizadas no suporte à tomada de decisão em temas relacionados à regulação, regras de comercialização, planejamento da transmissão e energético, com elevado conteúdo técnico. Utiliza tecnologia própria aliada a programas computacionais nacionais e internacionais consolidados nas áreas de planejamento, otimização e análise de dados, colocando a vasta experiência de seus profissionais à disposição de seus clientes e parceiros.

Sua equipe de profissionais é formada por engenheiros, mestres e doutores, além de professores de MBA e de Pós-Graduação (USP) na Área de Energia, garantindo uma grande integração com a Universidade. Além de notório conhecimento e comprovada experiência no setor em que atuam, os profissionais da MRTS são membros ativos da comunidade acadêmica, com diversas publicações nacionais e internacionais, sendo que o forte elo entre a academia e o mercado posiciona a empresa na vanguarda de soluções inovadoras aos seus clientes.

Nos últimos anos a empresa desenvolveu +40 Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, além de + 150 Projetos de Assessoria e Consultoria, sendo que a Equipe Técnica da MRTS Consultoria, desde sua Fundação, já publicou mais de uma centena de artigos em Conferências e Periódicos Nacionais e Internacionais. Informações detalhadas podem ser obtidas em: <https://www.mrtsconsultoria.com/>

Algumas vertentes de atuação da empresa são sublinhadas a seguir:

- **Estudos de Planejamentos Energético e Elétrico**

Desenvolvimento de metodologias, ferramentas computacionais, critérios e procedimentos de planejamento da expansão de sistemas de potência, análise de sistemas de potência, fenômenos associados às redes elétricas, modelagem de perdas técnicas e não técnicas reais.

- **Modelagem Institucional do Setor Elétrico**

Avaliação do modelo institucional e marco regulatórios vigentes e propostas de sua evolução, de modo a visualizar oportunidades de aperfeiçoamento de regras e/ou dispositivos que estejam prejudicando o melhor funcionamento do setor elétrico.

- **Formação de Preços, Comercialização e Investimento no Mercado de Energia**

Desenvolvimento de metodologias, procedimentos e ferramentas de projeção de preços no mercado de energia elétrica, bem como avaliação e mitigação dos riscos associados à comercialização de energia e investimentos em ativos.

- **Regulação Econômica**

Formulação de ferramentas de cálculo e projeções, bem como metodologias, para determinação de tarifas de fornecimento e encargos de uso de sistemas de transmissão e distribuição e simulações das perdas técnicas regulatórias.

- **Estudos Estratégicos para Suporte a Tomada de Decisão Empresarial**

Estudos estratégicos para tomada de decisão em condições de incerteza, valoração de ativos de energia elétrica, análise de estruturas contratuais e de modelos de negócios inovadores.

Recentemente, a MRTS tem desenvolvido para diversas grandes empresas do setor, modelos de avaliação de complementaridade de fontes renováveis, avaliação de portfólios de fontes eólicas / solares / biomassa e hidrelétrica, incluindo estudos de estratégia ótima de comercialização de energia como um *trade-off* entre maximização de retorno e atendimento a limites de risco financeiro, como também tem desenvolvido modelos de negócio para viabilizar a comercialização de fonte eólica e biomassa no Mercado Livre.

Adicionam-se aos temas atuais estudos especiais de planejamento da transmissão envolvendo análises de *Constrained-off*, Margem de Transmissão, análise de Confiabilidade e cálculo prospectivo de TUST.

10.1.2 Compromisso com a Sustentabilidade

Dentre o amplo espectro de serviços prestados ao longo das últimas décadas, a MRTS apresenta histórico de compromisso com a sustentabilidade, traduzido em realizações de consultorias e projetos de pesquisa e desenvolvimento que abordaram de forma direta ou indireta a temática sustentabilidade sob o contexto do Setor Elétrico Nacional. Como referência recente, cita-se a realização de estudos com foco em expansão sustentável da matriz elétrica, impactos das mudanças climáticas no planejamento da operação e expansão, plano estadual de energia, energias renováveis, dentre outros.

Em específico, apresenta-se breve descritivo de dois recentes trabalhos realizados pela MRTS e parceiros.

No primeiro, a equipe da MRTS, em conjunto com docentes da USP, UNICAMP e UNIFEI, além de pesquisadores de empresas de consultoria privada, participou ativamente da elaboração do **Plano Estadual de Energia 2050 (PEE/SP 2050)**, que tem por objetivo fornecer subsídios ao Governo do Estado de São Paulo para desenvolver suas políticas climáticas voltadas à descarbonização do setor de energia, com a meta de redução nas emissões líquidas de Gases de Efeito Estufa, até o ano 2050.

Na elaboração do PEE-2050, a equipe da MRTS atuou em diferentes frentes e instâncias, com destaque a Coordenação Geral (Prof. Dr. Dorel S. Ramos), a Coordenação Técnica, a Liderança de Eixos Temáticos (Cenários Macroeconômicos; Oferta e Eletricidade; Demanda e Balanço Energético), além da participação com corpo técnico de especialistas.

No segundo, a equipe MRTS, juntamente com empresas parceiras, desenvolveu o Projeto SINAPSE **“Matriz energética e aprimoramento da sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão do sistema elétrico”**, que teve como objetivo principal desenvolver metodologia e aprimorar sistemática de inserção ambiental no planejamento da expansão, com ênfase nas fontes candidatas disponíveis no sistema interligado nacional (SIN). Além de seu foco principal, convém ressaltar os seguintes objetivos subjacentes ao SINAPSE: (i) Desenvolver sistema de gestão com base em indicadores de competitividade e sustentabilidade das diferentes fontes de energia elétrica; (ii) Valorar custos e benefícios socioambientais para cada fonte de energia elétrica; (iii) Incorporar questões referentes ao licenciamento ambiental na análise integrada das diferentes dimensões envolvidas na expansão da matriz elétrica nacional; (iv) Elaborar proposta de “deveres e responsabilidades” para agentes setoriais e institucionais para a etapa de planejamento do setor elétrico.

Como resultado, o projeto ofereceu ao SEB novos métodos que, uma vez aplicados, contribuirão para dirimir as principais limitações do planejamento em horizonte de longo prazo, hoje caracterizado pela ausência de uma efetiva integração dos aspectos ambientais e de sustentabilidade socioambiental no processo de tomada de decisão.

10.1.3 Experiência em Temas correlatos ao da proposta

Abaixo registramos alguns exemplos de serviços de consultoria e projetos P&Ds realizados recentemente pela MRTS e que trataram de forma direta ou indireta de temas correlatos ao desta proposta:

Na sequência, registra-se alguns exemplos de serviços de consultoria e projetos P&Ds realizados recentemente pela MRTS e que trataram de forma direta ou indireta de temas correlatos ao desta proposta:

Estudos de Consultoria Recentes:

Empresa	Data	Título
ABGD	2024	Identificação e Quantificação de Custos e Benefícios da MMGD
CEBRI	2024	Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro: Requisitos de Expansão.
You.ON	2024	Hibridização de Termoelétricas e Dispositivos de Armazenamento por Baterias para Leilão de Reserva de Capacidade 2024
ALUPAR	2024	Estudo especializado para análise de custo-benefício da inserção de Dispositivos de Armazenamento à Bateria em pontos selecionados da Rede de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).
SEMIL - GOV. SP	2023-2024	Plano Estadual de Energia 2050 (PEE/SP 2050)
ABEEólica	2023	Prestação de serviços de consultoria especializada para apoio à elaboração de contribuição circunstanciada para a Consulta Pública MME nº 145/2022 que teve objetivo de obter subsídios sobre a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN.
FGV Energia	2023	Parecer sobre Consulta Pública MME 145/2022 “Prestação de Serviços Ancilares no SIN”.
ABRAGEL	2023	Prestação de serviços de consultoria especializada para apoio à elaboração de contribuição circunstanciada para a Consulta Pública MME nº 146/2022 que tratou sobre Propostas Metodológicas para o tema "Separação Lastro e Energia”.
ABEEólica	2021	Prestação de serviços de consultoria especializada para apoio à elaboração de contribuição circunstanciada para a Consulta Pública ANEEL nº 083/2021 “Regulamentação de Serviços Ancilares”.
GIZ/MME	2020	Estudo Climático: análise da vulnerabilidade de usinas hidrelétricas aos impactos das mudanças climáticas.
SPIC Brasil	2020	Consultoria Técnica para Proposta de alterações regulatórias e/ou legais necessárias para incentivar o investimento na prestação de serviços ancilares, com base na experiência internacional e nas particularidades do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).
SPIC Brasil	2020	Suporte técnico para a elaboração de contribuição a Tomada de Subsídios nº 011/2020 que tratou de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional.

Projetos de P&D Recentes Realizados em Consórcio:

Empresa	Data	Título
Quantum	2023 - Atual	Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistema de Armazenamento por Baterias na Rede Básica
ABRATE	2022 - Atual	Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico - Segmento Transmissão - SIASE-T
ISA - CTEEP	2020 - 2023	Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão
Alcoa / Estreito Energia	2020-2022	Sistema de Suporte à Decisão em Ambiente de Incertezas para avaliação e definição de estratégias de comercialização de energia elétrica e gás natural para Agente Autoprodutor
Companhia Energética de São Paulo (CESP)	2017-2019	Reforço na estrutura de suporte do Modelo Institucional vigente: Uma proposta baseada na ampliação do conceito vigente de Leilões de Expansão
EDP e CTG-Brasil	2018-2021	Reserva de Potência Operativa e Operação Estocástica Horária do SIN, com o suporte de processo de co-otimização e considerando Incertezas na Previsão da Produção Renovável, Demanda e Geração Distribuída.
Global Participações em Energia S/A	2018-2020	Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no SIN como suporte à implementação de Fontes Intermitentes.
Alcoa / Estreito Energia	2015-2017	Resposta da Demanda Industrial e sua Influência na formação dos Preços no Mercado de Energia Elétrica de Curto Prazo.

10.2 HPPA – High Performance Power System Applications

10.2.1 Atuação

A HPPA, criada em 2007, fornece soluções de software, serviços de consultoria e pesquisa e desenvolvimento para empresas no Brasil e no exterior. Seus principais produtos são: o pacote abrangente de análise de sistemas elétricos e avaliação de segurança – ORGANON e um simulador dinâmico de treinamento de operadores – OTDS. Os serviços de consultoria são principalmente na modelagem e planejamento de sistemas de energia.

O software ORGANON automatiza os processos de avaliação de segurança, contando com mecanismos de cálculo eficientes e confiáveis. Ele também aproveita métodos de computação de alto desempenho, como clustering de computadores escaláveis e paralelismo de loop, que oferecem várias ordens de magnitude de computação mais rápida, ou seja, muito mais simulações podem ser realizadas em muito menos tempo, quando comparado a aplicativos e processos tradicionais. Os principais componentes do ORGANON são os mecanismos de simulação de fluxo de energia e domínio de tempo com algoritmos de autodiagnóstico integrados. As simulações são baseadas em modelos detalhados. Algumas das funções do ORGANON são as seguintes: Análise de contingência (estática e dinâmica); Margens de segurança em MW (por exemplo, distância até o colapso); Regiões de segurança (nomogramas); Simulação dinâmica de curto, médio e longo prazo; Funções de ajuste de controle de máquina síncrona; Ações corretivas; modelos dinâmicos e de rede equivalentes; Construção automática de cenários a partir de dados de programação e previsão; Avaliação de segurança quase em tempo real; Cálculo de margem de transferência.

O OTDS (Operator Training Dynamic Simulator) é um simulador dinâmico fasorial em tempo real para treinamento de operadores. Ele fornece aos trainees um ambiente realista capaz de representar condições como instabilidades, efeitos em cascata, apagões parciais ou totais, restauração, etc. A tecnologia inclui computação de alto desempenho, modelos dinâmicos detalhados, modelos de sistemas de proteção e arquitetura de software distribuída. Pode ser usado como uma ferramenta autônoma ou integrado a um EMS ou WAMS. Ele é usado pelo ONS, acoplado ao sistema de medição fasorial, WAMS, e-terrasource da General Electric.

A HPPA tem realizados trabalhos de consultoria e P&D em modelagem de componentes de sistemas elétricos, ajuste de sistemas de controle, critérios de segurança e planejamento de sistemas elétricos.

10.2.2 Principais clientes da HPPA

- **ONS** (Operador Nacional do Sistema Elétrico), Brasil: O ONS utiliza o ORGANON para avaliar a segurança da rede elétrica brasileira 24 horas por dia, 7 dias por semana em seus centros de controle e para estudos de planejamento operacional, e o OTDS acoplado ao seu sistema de monitoramento WAMS. A HPPA vem desenvolvendo modelos e métodos para o ONS desde 2011.
- **COES** (Operador Peruano do Sistema de Energia): COES utiliza o ORGANON para avaliar a segurança da rede elétrica peruana 24 horas por dia, 7 dias por semana em seus centros de controle e para estudos de planejamento operacional.
- **Universidades Licenciadas e Cooperadas:** Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Universidade de Campinas – UNICAMP, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ.
- **Outros Usuários do Software ORGANON:** Empresa de Pesquisa Energética – EPE e CEMIG (Brasil), KALLPA (Peru).
- **Outros Clientes:** Eletrobrás, ABEEOLICA, ABRAGET, General Electric, Smart Wires e Siemens.
- **Principais Parceiros:** MRTS e PSR.

10.2.3 Experiência em Temas correlatos ao da proposta:

Estudos de Consultoria Recentes:

Empresa	Data	Título
MRTS	2021	Expansão da Capacidade de Atendimento de Pico no SIN para Apoiar a Implementação de Fontes Renováveis Intermitentes: Uma Abordagem Integrada Técnico-Econômica e Regulatória
GIZ	2022	Avaliação dos Impactos Econômicos, Energéticos e Elétricos da Desativação Antecipada de Usinas Termelétricas Nacionais a Carvão
SmarWires	2022	Implementação do modelo Smart Wires SSSC no Organon e simulações com modelos PAR/PEL

Eletrobrás	2023	Estudo da Contribuição das Fontes de Geração de Energia na Metodologia de Controle e Quantificação de Frequências Primárias
ABRAGET	2023	Avaliação de Segurança Elétrica do SIN para Altas Inserções de Fontes Baseadas em Inversores
ABEOLICA	2024	Estudo para Expansão da Margem de Escoamento
ABRAGET	2024	Estudo para determinar requisitos mínimos de inércia e potência reativa por submercado

Projetos de P&D Recentes Realizados em Consórcio:

Empresa	Data	Título
CTEEP	2012-2014	Modelo de elo CC tipo VSC para módulo de simulação dinâmica Organon
CTEEP	2014-2017	Sistema piloto para avaliação automática de segurança dinâmica com base em regiões de segurança e medição fasorial sincronizada
CTEEP	2020-2023	Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão
Engie	2021-2024	Metodologias para identificação de restrições operacionais em sistemas com alta penetração de fontes de energia renováveis variáveis
Quantum	2023-2024	Análise Técnico-Econômica da Inserção de um Sistema de Armazenamento de Baterias na Rede Básica

10.3 MC&E Consultoria

10.3.1 Atuação

A MC&E foi criada para entregar aos seus clientes as melhores soluções, aliando o conhecimento acadêmico ao dinamismo do mercado. Usamos a expertise acadêmica como meio para geração de soluções aderentes ao que o mercado exige estando sempre atentos ao que há de mais novo em pesquisas, estudos e tecnologias para nos adaptarmos rapidamente aos desafios do setor.

Nossa equipe multidisciplinar realiza constantemente publicações acadêmicas nas áreas de Sistemas de Energia e Potência, Análise de Dados, Otimização, Previsão, Tecnologia da Informação e Gerenciamento de Projetos. Temos mais de 14 anos de atuação, o que nos possibilita dar treinamentos, aulas e palestras sobre Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Gestão de Energia.

Aprendemos e evoluímos a partir de nossa experiência em consultorias, treinamentos e projetos de P&D realizados.

10.3.2 Trabalhos recentes da MC&E

Projeto P&D Estratégico 20/2008 (Jan 2010 a Julho 2014)

Coordenação do projeto "Análise do Efeito das Variações Climáticas na Geração de Energia Elétrica", em colaboração com a Thymos Energia e mais de 60 pesquisadores da UFRGS, UFSC, INPE, UNIFEI, MC&E, IXConsultoria. O projeto produziu vários relatórios destacando a vulnerabilidade da geração hidráulica às mudanças climáticas usando métricas como energia assegurada e energia firme. O projeto envolveu uma análise de modelos climáticos globais, examinando previsões de precipitação e desenvolvendo modelos de chuva-vazão, principalmente usando o modelo MGB-IPH. Todas as 28 bacias onde estão localizadas as usinas hidrelétricas do SIN foram analisadas. Os impactos das mudanças no uso do solo e do uso consuntivo na provisão de energia elétrica pelas usinas também foram estudados.

Projeto META, Banco Mundial, MME TDR 66 Contrato 12/2018 (maio 2018 a Fevereiro 2019)

Empresa de pesquisador líder no projeto "Análise do Impacto das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento do Sistema Elétrico", em colaboração com a IXConsultoria. O projeto focou no impacto das mudanças climáticas no planejamento rotineiro da expansão da geração e transmissão diante das mudanças climáticas.

Foram realizadas reuniões com a EPE, CEPEL e ONS para diagnosticar os principais procedimentos operacionais e de planejamento e sugerir mudanças para melhorar a resiliência do sistema de geração e transmissão.

Projeto P&D AES Tiête Previsão de PLD (Nov 2017 a Fev 2019)

Coordenação projeto de P&D da ANEEL chamado "Previsor de Afluências para Simulação do PLD," onde foi desenvolvido um software para aquisição de dados dos modelos globais da NOAA (GFS, GEFS e CFS) e do modelo do INPE (Eta40). O projeto envolveu a simulação de modelos de chuva-vazão, como SMAP, MGB e RNA (Redes Neurais Artificiais). O modelo de chuva-vazão RNA foi desenvolvido usando técnicas modernas de deep learning para todas as bacias do sistema elétrico brasileiro. Os resultados foram bastante promissores e foram comparados com o modelo SMAP usado pelo ONS.

Projeto PNUD 1446-PND-01-GL-RT-0001-R2 para Ministério da Economia (nov 2020 a Out 2021)

Coordenação da equipe da CERES-MG e EngeCorps (Grupo TYPESA) no projeto "Análise de Custo-Benefício (ACB) de Projetos de Infraestrutura," com foco em projetos de fornecimento de energia elétrica e abastecimento de água. O projeto contou com a participação do Ministério da Economia, do Ministério do Desenvolvimento Regional e do Ministério de Minas e Energia. O foco foi desenvolver uma metodologia para classificar e ranquear projetos de infraestrutura do ponto de vista de ACB, para serem aprovados para uso em leilões de concessão, parcerias público-privadas e na política de fornecimento de energia e água.

Projeto BID "Corredor Elétrico para Região Sul do Brasil" (Mar 2020 a Fev 2022)

O estudo "Viabilidade de um Corredor de Veículos Elétricos no Sul do Brasil" previu a infraestrutura elétrica necessária e as estações de carregamento por meio de uma análise da demanda urbana e rodoviária. Avaliou a demanda utilizando a metodologia de Origem-Destino (OD), renda da população e o fluxo atual de veículos leves e pesados. O estudo também identificou locais para as estações de carregamento, seus tipos e o impacto na estrutura da rede elétrica.

Projeto ABSolar "Armazenamento de Energia: Custos e Benefícios" (Out 2020 a Jul 2021)

Coordenação do projeto "Benefícios e Aplicações do Armazenamento de Energia para a ABSolar" através da equipe MC&E para avaliar as tecnologias de armazenamento existentes e os benefícios que podem proporcionar, especialmente na mitigação da intermitência da geração renovável. O projeto teve como objetivo identificar as principais aplicações economicamente viáveis e delinear um panorama futuro do armazenamento no sistema elétrico brasileiro.

Projeto MME GIZ: Mudanças Climáticas e a Geração de Energia Elétrica (Ago/2020 a Dez 2021)

O projeto "Estudo Climático: Análise da Vulnerabilidade das Usinas Hidrelétricas aos Impactos das Mudanças Climáticas" foi realizado para o MME através da cooperação com a Alemanha (GIZ) e em parceria com a MRTS para avaliar o comportamento das usinas hidrelétricas na bacia do Paraná em resposta às mudanças climáticas. Previsões para o horizonte de 2040 a 2070 foram feitas utilizando modelos do CMIP5 do IPCC, com o modelo de chuva-vazão MGB, e estudos energéticos com o NEWAVE. Índices de resiliência e alerta foram criados principalmente para avaliar a segurança de barragens e equipamentos afetados por eventos climáticos extremos envolvendo precipitação, temperatura e vento.

Projeto P&D ANEEL Energisa sobre Previsão de PLD usando Redes Neurais (Mar 2020 a Abr 2024)

A MC&E desenvolveu a plataforma FAStPLD em parceria com a Energisa e agora opera clusters de computação de alto desempenho que capturam modelos globais da NOAA (EUA) e do ECMWF (Centro Europeu) para obter variáveis climáticas como precipitação, vento, temperatura e umidade com até 15 dias e 8 meses de antecedência. Usando essas variáveis, os fluxos diários são calculados utilizando o modelo de chuva-vazão SMAP (utilizado pelo ONS), o modelo MGB (um modelo físico mais detalhado de mini-bacias) e o modelo RNA, que não apenas mapeia a precipitação para o fluxo, mas também ajusta dinamicamente as previsões imprecisas dos modelos globais. Com mais de 10 cadeias de processamento, o refinamento dinâmico é então realizado usando inferência Bayesiana. Para mais informações, visite: www.marangonenergia.com.br

11 Equipe Principal do Projeto

Na sequência, apresenta-se mini CV da equipe principal:

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos: Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1975), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1988) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1996).

Exerceu o cargo de Diretor de Regulação da Holding até março de 2009, tendo sido ainda Diretor de Comercialização de Energia e de Estratégia Regulatória das Distribuidoras Bandeirante Energia, Escelsa (ES) e Enersul (MS), pertencentes ao mesmo Grupo Empresarial.

Atuou na indústria de energia elétrica como Eng. Consultor da THEMAG Engenharia Ltda e Hidroservice Engenharia de Projetos Ltda, tendo participado dos primeiros estudos das interligações Norte-Sul e Norte-Nordeste do Brasil, assim como dos projetos dos sistemas de transmissão de Itaipu e Tucuruí. Trabalhou ainda por 18 anos na CESP – Companhia Energética de São Paulo, onde foi Superintendente de Planejamento do Sistema, liderando as áreas de Projeção de Mercado / Planejamento de Geração / Planejamento de Transmissão e Desenvolvimento de Novos Negócios.

Fez trabalhos de Consultoria em Planejamento de Sistemas Elétricos e em Modelagem Institucional em vários países, tais como México; El Salvador; Venezuela; Colômbia; Chile; Argentina; Bolívia, Costa Rica e Suriname. Foi Consultor do Ministério de Minas e Energia, tendo participado do Projeto RE-SEB (Re-estruturação do Setor Elétrico Brasileiro); Projeto RE-SEB - COM (Complementação do trabalho anterior).

Realizou trabalhos de Consultoria para os principais Grupos estrangeiros, tais como Enron; AES; Total; PowerGen; Duke Energy; British Gas; Endesa; Union Fenosa; Amoco Nova Gas; Hydro Quebec; Intergen; EDF; Florida Power (EUA) e National Power (UK) através da consultora americana Hagler Bailly.

É Sócio Administrador da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda e também Professor Doutor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, atuando principalmente nos seguintes temas: planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia elétrica e modelagem institucional do setor elétrico, tendo sido um dos formuladores do atual Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Tem mais de 250 Artigos publicados em Anais de Seminários e Periódicos de nível nacional e internacional, além de dois livros de “Análise de Sistemas de Potência”, tendo orientado 35 Dissertações de Mestrado e quinze Teses de Doutorado já concluídas, orientando atualmente 4 Mestrados e 10 Doutorados.

Teve um Artigo Premiado em Revista Internacional: "Finding Economic Hydro Upgrade Opportunities" HRW Worldwide Review - Kansas City, Missouri / USA - Outubro de 1996. (Artigo premiado como " Top-ranking" do exemplar do mês de outubro da HRW, em pesquisa realizada entre os leitores de todo o mundo). Além disso, recebeu o Prêmio de Engenheiro Eminente do ano de 1999, no Brasil, do IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers dos Estados Unidos, por indicação da Secção Sul do IEEE Brasil, através de processo de eleição direta. Participou do Plano Estadual de Energia 2050 do Estado de São Paulo (PEE/SP 2050) exercendo a função de Coordenação Geral.

Eng. Dr. Roberto Castro: Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá (1984), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (1994 e 2004, respectivamente), pós-doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo. Professor de Regulação e de gestão dos riscos de mercado de energia elétrica no PECE – Programa de Educação continuada em Engenharia na POLI/USP (desde 2012).

Ocupou a cadeira de Conselheiro da CCEE-Câmara de Comercialização de Energia Elétrica por dois mandatos consecutivos (2014 a 2019), foi diretor de Comercialização e Regulação da geração do grupo CPFL Energia, onde também exerceu o cargo de assessor do Vice-presidente de Comercialização (de 2002 a 2014), atuou como gerente de Gestão de energia e de mercado da ELEKTRO (de 1999 a 2002) e foi engenheiro da área de planejamento de expansão da geração na CESP – Companhia Energética de São Paulo.

Exposição internacional relevante, tendo feito curso de gestão na London Business School, desenvolvido pesquisa em gestão de risco no ETH-Zurich e participado de curso de gestão de projetos na Suécia. Atualmente é Consultor da MRTS Consultoria. Participou do Plano Estadual de Energia 2050 do Estado de São Paulo (PEE/SP 2050) exercendo a função de Coordenação Técnica.

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego: Livre Docente em Engenharia da Produção (EPUSP), Doutor em Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP), com estágio na University of Illinois Urbana-Champaign; Mestre em Energia pelo IEE-USP; Graduado em Engenharia de Produção (EPUSP) e em Economia pela Universidade de São Paulo (FEA-USP).

Especialista e gestor do mercado de energia. Acumula experiência de mais de 20 anos em banco de investimento, empresas de consultoria (ex-consultor especialista da PSR e ex-diretor da Excelência Energética Consultoria) e empresa pública (ex-diretor de Estudos de Energia Elétrica da EPE, liderando equipe de cerca de 90 engenheiros, e trabalhando em cooperação com MME, ONS, CCEE e ANEEL).

Atualmente é Consultor Parceiro da MRTS Consultoria e Professor Associado do Departamento de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. É membro, por notório saber, do Conselho Estadual de Política Energética CEPE, sendo que já foi membro do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico CMSE, e membro de comitê de investimentos.

Prof. DSc José Wanderley Marangon Lima: Formado em Engenharia Elétrica pelo IME/RJ (1979) e em Administração de Empresas pela UFRJ/RJ (1980). Tem Mestrado em Engenharia Elétrica pela EFEI/MG (1991) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1994). Pós-Doutorado pela University of Texas at Austin (EUA) em Pesquisa Operacional (2005 a 2006).

Foi engenheiro sênior da Eletrobrás entre 1980 e 1993 onde trabalhou em planejamento e operação de sistemas elétricos. Integrou o quadro de professores da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) entre 1993 a 2015, chegando a Professor Titular em 1998. Em 1998 e 1999 foi assessor da diretoria da ANEEL onde trabalhou na regulamentação das tarifas de transmissão e distribuição e nas regras do Mercado de Energia Elétrica. Entre 2001 e 2002, coordenou o comitê técnico de Preços, Tarifas e Consumidores do CNPE participando como representante do MME no Comitê de Revitalização da GCE.

Participou, em 2003 a 2004, do grupo coordenado pelo MME, que elaborou o modelo atual do setor elétrico brasileiro consubstanciado na Lei 10848/2004 e no Decreto 5163/2004. Foi Pró-reitor de Extensão na UNIFEI de 2013 a 2015 e presidente da Presidente da Fundação de Apoio ao Ensino, Pesquisa e Extensão de Itajubá (FAPEPE) de 2015 a 2017. Atualmente é o Diretor-presidente da Marangon Consultoria e Engenharia (MC&E), Conselheiro do INEL e Diretor de Coordenação de Recursos Energéticos Distribuídos da ABGD. Foi pesquisador 1 do CNPq entre 1995 a 2020 e consultor ad-hoc da FAPEMIG, FAPESP, CNPq e CAPES. É Sênior Member do IEEE e CIGRÉ.

Faz parte do comitê técnico do CIGRÉ e da Revista EletroEvolução. Foi relator e coordenador de mesas em diversos congressos no Brasil e Exterior como SENDI, SNPTEE, IEEE General Meeting, SBPE, etc. Orientou mais de 15 teses de doutorado e mais de 50 dissertações de mestrado na área de regulação, tarifas, operação e planejamento de sistemas energéticos, mudanças climáticas e energia. Coordenou o Curso de Especialização em Sistemas Elétricos (CESE), de 1994 a 2013 onde especializou mais de 1500 engenheiros do setor elétrico brasileiro e da América do Sul. Coordenou o Curso de Especialização em Comercialização de Energia na CCEE (São Paulo) no período de 2013 a 2014. Escreveu mais de 250 artigos em revistas internacionais especializadas, congressos e seminários nacionais e internacionais além de quatro livros como autor e co-autor. Convidado a ministrar palestras em vários países da América do Sul, EUA, México, Portugal, etc.

Prestou serviços de consultoria para a ANEEL, ONS, ASMAE, Eletrobrás, Petrobrás, Vale, CEPEL, Ontário Hydro (Canadá), CEB, Eletropaulo, CPFL, CELG, ABRADDEE, Light-Rio, EDP, Neoenergia, Claro, ABSOLAR, CanalSolar, Prime Energy, etc. Participou de projetos de P&D junto a: Duke Energy, Tractebel, EDP, CTEEP, CEMAR, CPFL, Light, Petrobrás, ABRADDEE, AES Tiete, CEMIG, APINE, Energisa e outras. Ministrou cursos “in company” sobre Comercialização e Tarifas de Energia Elétrica para ANEEL, CCEE, Duke-Energy, Petrobrás, CPFL, ONS, Eletronorte, etc. Recentemente tem trabalhado como consultor na área de comercialização, mudanças climáticas no setor energético, tarifas e regulação para MME, ME, ABSOLAR, ABRAGEL, ESBR, Santo Antônio Energia, Solatio, Atlas através da MC&E.

Eng. Dr. Jorge Luiz de Araujo Jardim: Doutor pelo Imperial College, University of London, UK (1994), Mestre pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1987), e graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1984).

Dr. Jorge Jardim tem 40 anos de experiência em planejamento, operação e controle de sistemas de energia, pesquisa e desenvolvimento. Ele projetou e desenvolveu técnicas analíticas e software para cálculos de fluxo de potência, fluxo de potência continuado e fluxo de potência ótimo, análise de contingências, cálculo de curto-circuito, simulação de domínio de tempo, modelagem de sistemas dinâmicos, funções de energia, avaliação de segurança dinâmica e em estado estacionário e computação paralela. Ele também trabalhou com projeto, modelagem e identificação de sistemas dinâmicos.

Seu avançado pacote de software de avaliação de segurança de sistemas de energia Organon foi licenciado ao operador nacional independente do sistema brasileiro (ONS) e pelo operador independente do sistema peruano (COES) para avaliação de segurança dinâmica on-line e para adoção como uma ferramenta de estudo de análise por todos os setores da indústria de energia brasileira.

É fundador da empresa de consultoria HPPA que desenvolve e comercializa o software Organon, provê consultoria e tem participado de projetos de pesquisa e desenvolvimento. Foi consultor principal da Nexant Inc. (atualmente Resource Innovation), Chandler, AZ, EUA, onde trabalhou no desenvolvimento de sistemas computacionais para otimização da segurança elétrica e mercados de transmissão.

Trabalhou como engenheiro especialista no ONS onde implantou, pioneiramente, o sistema de avaliação de segurança estática e dinâmica online, que também é utilizado nos estudos de planejamento da operação.

Trabalhou na BC Hydro, British Columbia, Canadá onde implantou, também pioneiramente, o sistema de avaliação de segurança estática (regiões de segurança) online, e realizou trabalhos de identificação e modelagem de sistemas de controle de geradores síncronos.

Trabalhou por 15 anos em Furnas Centrais Elétricas, Rio de Janeiro, RJ. Chegou ao cargo de gerente da Divisão de Estudos Especiais da Operação, atuando em estudos elétricos, modelagem, identificação e ajuste de sistemas de controle, e simulação em tempo real.

Foi professor adjunto de sistemas de controle na Universidade Federal Fluminense, RJ, professor associado de pós-graduação em sistemas dinâmicos não-lineares do Instituto Militar de Engenharia, RJ, e professor associado de análise e dinâmica de sistemas de potência na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ.

Prof. DSc Maurício Passaro: Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (1994), mestrado em Engenharia Elétrica na área de Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (2002) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ na área de Sistemas de Energia (2013). Professor Adjunto na Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI.

Atua nas áreas da Análise de Sistemas Elétricos, Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, Sistemas de Transmissão Flexíveis (FACTS) e Transmissão de Energia Elétrica. Foi engenheiro sênior do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, atuando principalmente nas seguintes áreas: Planejamento da Operação Elétrica, Simulação no Domínio do Tempo, Análise de Segurança de Sistemas Elétricos de Potência e Computação de Alto Desempenho, Controle Aplicado a Sistemas de Potência, Transitórios Eletromecânicos e Modelagem Matemática de Sistemas. Trabalhou na VATEch T&D Ltda na área de FACTS (Flexible AC Transmission Systems) em estudos elétricos e modelagem matemática de sistemas e na Alstom Brasil em projetos de sistemas de comando, proteção e controle de centrais termelétricas.

Engº DSc Matheus Sabino Viana: recebeu os títulos de Doutor em Ciências (DSc) (2024) e Mestre em Ciências (MSc) (2018) em Engenharia Elétrica, Sistemas de Potência, pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), e possui graduação em Engenharia Elétrica (2002) pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Atualmente, é Pesquisador e Consultor independente. Foi Team Leader na área de Redes na PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda., consultor na MRTS Consultoria em Engenharia S/S e chefe de seção na divisão de Automação da WEG Equipamentos Elétricos S/A.

Sua experiência profissional de quase 25 anos inclui: (i) estudos de planejamento incluindo confiabilidade composta, tecnologias para planejamento flexível de sistemas de transmissão, Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e descarbonização de sistemas energéticos; (ii) estudos regulatórios em sistemas de T&D; (iii) fornecimento de sistemas elétricos, equipamentos e serviços para indústrias de grande porte e o SEB; (iv) gerenciamento de projetos e equipes; e (v) palestras, workshops e treinamentos. Foi revisor do periódico internacional *Applied Energy*.

É membro do IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers* e da *IEEE Power Energy Society* (PES). Participou do Plano Estadual de Energia 2050 do Estado de São Paulo (PEE/SP 2050) exercendo a função de pesquisador sênior no tema Demanda e Balanço Energético, sendo responsável, dentre outros, pela projeção da expansão da MMGD.

Eng. Sr. Luís Fernando Nogueira: Pós-graduado em Sistemas Elétricos com ênfase em geração pela UNIFEI (2009) e graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá (1992). Mestrando no IEE-USP.

Experiência de 30 anos na área de planejamento elétrico e energético do setor de energia elétrica, sendo a quase totalidade na Companhia Energética de São Paulo - CESP, onde atuou nas áreas de planejamento da transmissão, planejamento energético, na gerência de planejamento da operação e, mais recentemente, na gerência de middle-office da CESP Comercializadora. Atualmente é consultor da MRTS nas áreas de planejamento elétrico e energético, regulação, comercialização de energia elétrica, riscos e desenvolvimento de modelos.

Eng. Dr. Luiz Armando Steinle Camargo: Doutor pelo Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Universidade de São Paulo - USP (2015), com estágio no Dep. of Industrial Economics and Technology Management - NTNU (2012-2013); Mestre em Engenharia de Infraestrutura pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (2005) e Engenheiro Civil pela Universidade de São Paulo - USP (2002).

Pós-Doutorado (2020) pelo Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Universidade de São Paulo - USP com ênfase em modelos de negócios para investimentos e comercialização de energia renovável. Possui experiência profissional consolidada em 20 anos atuando em engenharia consultiva, consultoria estratégia e gestão de projetos de grande porte nas áreas de Energia, Óleo & Gás. Desde 2010 atua como consultor na MRTS Consultoria nas áreas de geração e energias renováveis, regulação do setor elétrico, estratégia empresarial, análise de risco, comercialização de energia e investimentos em geração, desenvolvimento de ferramentas para tomada de decisões complexas e modelagem institucional do setor elétrico. Participou do Plano Estadual de Energia 2050 do Estado de São Paulo (PEE/SP 2050) exercendo a função de liderança no tema de Oferta de Energia Elétrica.

Eng. MSc. Mateus Henrique Balan: Mestre pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2020), possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2014). Trabalhou no grupo EDP na área de Risco e Planejamento Energético, também trabalhou na Clime Trading comercializadora de energia.

Atualmente é consultor na MRTS atuando nas áreas: Regulação do Setor elétrico, planejamento de investimentos em geração, revisões e reajustes tarifários, complementariedade energética entre fontes renováveis, comercialização de energia elétrica, análise de riscos, modelagem de problemas de otimização e análise de dados.

Participou do Plano Estadual de Energia 2050 do Estado de São Paulo (PEE/SP 2050) exercendo a função de liderança no tema Balanço e Demanda, além de modelagem.

Eng. Eduardo Teich: Formou-se em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência, pela Universidade Federal Fluminense em 2020 e, atualmente, está cursando o Mestrado em Sistemas de Energia na Universidade Federal do Rio de Janeiro, em fase de conclusão. Sua dissertação investiga os impactos na dinâmica do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a integração de sistemas de armazenamento de energia (BESS), considerando as tecnologias grid-following e grid-forming.

Como Engenheiro Eletricista Sênior na HPPA, trabalha com estudos elétricos e consultoria em análises de sistemas de potência e sistemas de controle. Anteriormente, trabalhou na Programação Diária da Operação do Sistema Interligado Nacional, no ONS, onde atuou na execução do modelo DESSEM e no processo de pós-DESSSEM. Antes disso, foi Engenheiro de Estudos Elétricos da Voltalia Energia do Brasil, onde atuou na área de Estudos de Acesso à Rede Básica e Projetos Elétricos de Redes de Média Tensão.