

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

PAULO HENRIQUE CARVALHO DA SILVA

São Paulo

2022

PAULO HENRIQUE CARVALHO DA SILVA

Usinas virtuais e recursos energéticos descentralizados aplicados a serviços ancilares

**Trabalho apresentado ao Programa de
Educação Continuada da Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo como parte
da disciplina Monografia**

**Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso
Grimoni**

São Paulo

Novembro / 2022

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha Catalográfica
EEL USP

Silva, Paulo

Usinas virtuais e recursos energéticos descentralizados aplicados a serviços ancilares. / Paulo Henrique Carvalho da Silva; Jose Aquiles Baesso Grimoni. São Paulo, 2022.
Número de folhas f.: 69.

Monografia (Programa de Educação Continuada USP) Escola de Politécnica - Universidade de São Paulo.

1. usinas virtuais 1 2. armazenamento 2 3. geração 3
4. simulação Palavra-chave 4 I. Título.

CDU gerar este código no site da biblioteca

Dedico esse trabalho primeiramente a Deus, que sempre me deu forças e saúde desde o meu nascimento, a minha noiva Amanda que sempre teve paciência e apoio durante a execução do trabalho aos meus pais Marcelo e Hozana, que formaram meu caráter e educação e a minha irmã Patrícia sempre foi companheira e presente em todos os momentos de minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Dr. José Aquiles por todo auxílio prestado na composição do trabalho e ao diretor de engenharia da Micropower José Neto, por ter me conduzido a temas inovadores dos sistemas de geração energia renovável e armazenamento.

RESUMO

SILVA, P. **Usinas virtuais e recursos energéticos descentralizados aplicados a serviços ancilares**. 2022. Número de folhas 69f. Monografia (PECE) – Escola Politécnica de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

O emprego de geração centralizada através das usinas hidrelétricas, associadas a linhas de transmissão foi por muito tempo a alternativa predominante. Em meio a esse cenário e devido à crescente utilização de energia renovável descentralizada surge uma alternativa para trazer soluções que evitem a expansão de redes de distribuição e transmissão fornecendo serviços ancilares como o suporte de tensão e suporte a frequência. O presente trabalho visa realizar uma análise nas possibilidades da geração descentralizada coordenada por um sistema central formando o conceito de Usina virtual de energia. Nesse trabalho foi utilizada uma pesquisa exploratória combinada com simulações no OpenDSS, software de simulação de sistemas elétricos, para a obtenção de dados de viabilidade técnica e pesquisas de cunho financeiro e regulatório a fim de compreender a viabilidade financeira desse tipo de solução. Os resultados se apresentaram favoráveis à utilização técnica das usinas virtuais de energia com resultados satisfatórios na simulação. Todavia existem características limitantes no que diz respeito aos aspectos regulatórios e ressalvas no que tange aos aspectos financeiros da solução. Apesar das ressalvas o uso de usinas virtuais se mostra uma alternativa eficiente na resolução de problemas na rede elétrica bem como revela-se como possível meio de obtenção de lucros reais baseado na compra e venda de energia.

Palavras-chave: usinas virtuais, armazenamento, renovável, medição .

ABSTRACT

SILVA, P. **Virtual power plants and decentralized energy resources applied to ancillary services.** 2022. Number of sheets 71. Monograph (PECE) – Escola Politécnica de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

The use of centralized generation through hydroelectric plants was for a long time the predominant alternative for the expansion of the electrical system. Due to the growing use of renewable energy, an alternative arises for solutions that avoid the expansion of the grid and can be used as a provider of ancillary services such as service support and frequency support. This work aims to carry out an analysis of the possibilities of decentralized generation by a centralized system forming the concept of a Virtual Power Plant. In this work, a survey combined with simulations in OpenDSS was used to complement technical feasibility data and regulatory research to understand the finances of this type of solution. The machining results apply to all aspects of use with performance characteristics of the simulation techniques, however, they do not concern regulatory aspects or financial aspects of the solution. Despite the caveats, the use of virtual power plants proves to be an efficient alternative for solving problems in electricity as well a possible means of maintaining energy for real profits based on the purchase and sale of grid energy.

Keywords: virtual power plants, storage, renewable, renewable

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Modelo elementar de uma usina virtual de energia e seus elementos.	20
Figura 2.2. Média mensal de incidência solar (Wh/m ²) durante 24hs nos meses em Santa Isabel de Minas-MG.	23
Figura 2.3. Média mensal de incidência solar (kWh/m ²) em Santa Isabel de Minas-MG.	23
Figura 2.4. Fenômeno fotoelétrico da captação de captação de Luz.	24
Figura 2.5. Exemplo típico de um SFV de um estágio conectado ao Grid.	24
Figura 2.6. Diagrama de um BMS típico.	27
Figura 2.7. Diagrama esquemático de BMS de sistemas de médio e grande porte	28
Figura 2.8. Topologia do PCS	29
Figura 2.9. Exemplo de aplicação de deslocamento de carga	31
Figura 2.10. Triângulo de Potências	32
Figura 2.11. Representação de um Diagrama de Medição Elementar	33
Figura 2.12. Modelo de medidor Landis+ Gyr eletromecânico	34
Figura 2.13. Modelo de medidor eletrônico	36
Figura 2.14. Exemplo de conexões dos medidores em aplicações de UVE	37
Figura 2.15. Exemplo de aplicação de deslocamento de carga.	38
Figura 2.16. Funcionalidade de um gerente de UVE (Agregador).	39
Figura 2.17. Exemplo de conexões de redes na topologia <i>mesh</i>	41
Figura 2.18. Redes ponto-a-ponto conectadas em barramento.	42
Figura 2.19. Redes ponto-a-ponto conectadas em estrela.	42
Figura 2.20. Redes ponto-a-ponto conectadas em estrela.	43
Figura 2.21. Configuração do Sistema elétrico proposto para a simulação.	45
Figura 2.22. Gráfico da modelagem de carga ao longo do dia	46
Figura 2.23. Gráfico de perfil de tensão barra s3 ao longo do dia.	47
Figura 2.24. Gráfico de perfil de tensão na barra s6 ao longo do dia.	48
Figura 2.25. Configuração do Sistema proposto com RED.	48
Figura 2.26. Configuração da UVE e o mecanismo de operação com os RED's.	49
Figura 2.27. Perfil de Tensão pós instalação de RED na barra s3.	50
Figura 2.28. Perfil de Tensão pós instalação de RED na barra s6.	51
Figura 2.29. Perfil de tensão comparativo antes x depois (barra s3).	51
Figura 2.30. Perfil de tensão comparativo antes x depois (barra s6).	52
Figura 2.31. Ciclo de Carga e descarga do armazenamento em 48hs.	52
Figura 2.32. Consumo do transformador de distribuição TD1.	54
Figura 2.33. Análise de consumo anterior vs geração e despacho vs consumo atual.	54
Figura 3.1. Redes ponto-a-ponto conectadas em estrela.	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Tabela dos Consumidores	45
Tabela 2. Perfil de Tensão por horário barra s3 (Simulação OpenDSS®).....	46
Tabela 3. Perfil de Tensão por horário barra s6 (Simulação OpenDSS®).....	47
Tabela 4. Perfil de Tensão por horário barra s3 pós RED (Simulação OpenDSS®).....	49
Tabela 5. Perfil de Tensão por horário barra s6 pós RED (Simulação OpenDSS®).....	50
Tabela 6. Perfil de Consumo TD1 (Simulação OpenDSS®)	53
Tabela 7. Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente CEMIG-D	61
Tabela 8. Valores pagos considerando as taxas de juros ao longo dos anos	61

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 2.1 Cálculo de potência ativa.....	32
Equação 2.2 Cálculo de potência reativa.....	33
Equação 2.3 Cálculo de potência aparente.....	33
Equação 3.1 Cálculo da duração relativa de transgressão de tensão precária.	58
Equação 3.2 Cálculo da duração relativa de transgressão de tensão crítica.	58
Equação 3.3 Cálculo da de compensação por transgressão de tensão.....	59

LISTA DE SIGLAS

RED	Recursos Energéticos Descentralizados
UVE	Usina Virtual de Energia
DNAEE	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimento de Distribuição
SGE	Sistema de Gerenciamento de Energia
BMS	<i>Battery Management System</i>
SFV	Sistema Fotovoltaico
DC	<i>Direct Current</i>
AC	<i>Alternating Current</i>
PCS	<i>Power Conversion System</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
WAN	<i>Power Conversion System</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
PLC	<i>Power Line Carri</i>
SMS	<i>Short Message Service</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GSM	<i>Global System Mobile</i>
CSD	<i>Circuit Switched Data</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Justificativa da Monografia.....	18
1.2	Objetivo Primário	18
1.3	Objetivos Secundários	18
1.4	Metodologia de Pesquisa	19
1.5	Estrutura do Trabalho	19
2	USINAS VIRTUAIS DE ENERGIA	20
2.1	Recursos Energéticos Descentralizados.....	21
2.1.1	Fontes de geração intermitente	22
2.1.2	Unidades despacháveis de armazenamento	25
2.2	Infraestrutura de medição.....	32
2.3	Gerenciadores das Usinas Virtuais	37
2.4	Infraestrutura de Rede.....	40
2.5	Simulação de RED's e UVE	44
2.5.1	Elementos da simulação	44
3	ASPECTOS REGULATÓRIOS E FINANCEIROS.....	55
3.1	Transgressões das concessionárias.....	60
3.2	Uso dos RED's como business	62
3.3	Experiências regulatórias e mercadológicas na Alemanha	62
3.3	Aspectos Financeiros.....	64
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	65
4.1	Resultados das análises técnicas.....	65
4.1.1	Resultados da análise regulatória.....	65
4.1.2	Resultados da análise financeira	65
5	CONCLUSÃO.....	66
	REFERÊNCIAS	68

1 INTRODUÇÃO

No contexto nacional, a adoção de geração centralizada, através de predominantemente usinas hídricas, associadas a linhas de transmissão se tornou uma alternativa viável por muitos anos. No entanto em um período em que o Brasil aumenta sua demanda por energia elétrica e visa melhorar qualidade do seu fornecimento, os investimentos em grandes empreendimentos como, usinas hidrelétricas e usinas termelétricas podem demandar uma série de problemas dentre eles o custo demasiado com o empreendimento, prazo de entrega e impactos ambientais. Diante do referido cenário as unidades de geração distribuída, podem representar uma excelente alternativa para se agregar ao sistema de geração descentralizado, visando o atendimento de demanda energética próximo aos consumidores, reduzindo consideravelmente as perdas e melhorando a qualidade do fornecimento.

Desde 1978, foram criadas métricas para continuidade do serviço de concessão de energia elétrica, são elas, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), ambas instituídas pelo então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, Portaria nº046/78. A Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL que conhecemos hoje veio a ser constituída no ano de 1996, com a missão de rever a Portaria DNAEE nº046/78 e, fomentar a melhoria contínua na prestação dos serviços de energia elétrica. Dentro das ações da ANEEL, foi publicado um procedimento de rede de distribuição chamado PRODIST, que inclui um módulo específico (Módulo 8) abordando a qualidade da energia elétrica fornecida pela distribuidora. Para garantir a continuidade e qualidade nos serviços de energia prestados preconizados pelo Módulo 8 do PRODIST, a utilização de serviços ancilares através de unidades de geração distribuídas apresentam-se como um caminho viável.

As vantagens da utilização de recursos energéticos descentralizados contemplam além da geração de energia próxima a carga e o aumento da qualidade da energia os seguintes benefícios; a redução de perdas técnicas e ganho na eficiência nos caminhos entre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica segundo GRIFFIN, T. e (2000); a promoção de novas tecnologias que fomentam pesquisa e evoluções tecnológicas em geração distribuída *on-grid* ou *off-grid*; redução da pegada de carbono através de geração de energia elétrica limpa e renovável; universalização do acesso de energia elétrica em comunidades remotas segundo CHAVE, F. (2009); possibilidade de remuneração pela prestação de serviços ancilares através da Resolução ANEEL nº697/2015;

possibilidade de despacho otimizado nas unidades geradores descentralizadas, fazendo uso de um sistema central dotado de inteligência de dados.

Nesse ínterim, o trabalho desenvolvido objetiva explorar os conceitos de Usinas Virtuais e unidades geradoras descentralizadas como instrumentos de prestação de serviços ancilares visando a remuneração dos agentes prestadores.

1.1 Justificativa da Monografia

O tema foi escolhido devido à abertura de uma possibilidade de ganhos financeiros através da prestação de serviços ancilares pelas distribuidoras de energia elétrica, bem como em razão do surgimento de um mercado privado específico nesse setor. Diante disso, o presente trabalho busca comprovar, que a geração distribuída pode se revelar uma alternativa economicamente viável, capaz de otimizar o fornecimento de energia elétrica e, por conseguinte, possibilitar ganhos financeiros reais para as concessionárias de energia elétrica.

1.2 Objetivo Primário

Tendo em vista o cenário energético futuro e a implementação de medidas regulatórias que buscam viabilizar a flexibilização do emprego de geração descentralizada, o trabalho objetiva abordar os aspectos técnicos, econômicos e de regulação, construindo o conceito de Usinas Virtuais e sua aplicação no despacho ótimo para a realização de serviços ancilares.

1.3 Objetivos Secundários

Para que as Usinas Virtuais e os Serviços Ancilares sejam abordados, o trabalho visa discorrer acerca de conceitos técnicos relacionados a; geração de energia renovável, aspectos de armazenamento de energia elétrica; comunicação de dados em redes de distribuição; algoritmos de despacho inteligente; infraestrutura de rede de usinas virtuais; sistema de medição inteligente e automação de cargas; segurança cibernética, sistemas de recomposição de redes.

No que diz respeito aos aspectos econômicos, o trabalho visa abordar; conceitos como a monetização aos agentes fornecedores de unidades geradoras descentralizadas; utilização de armazenamento de energia elétrica para compra de energia nos períodos fora de ponta, e descarga de energia via armazenamento nos períodos de ponta.

Por fim, o trabalho objetiva discutir o arcabouço regulatório vigente, objetivando tratar sobre a remuneração dos agentes fornecedores de serviços ancilares, bem como propor melhorias para a entrada de novos *players* no mercado; compra e venda de energia elétrica através da variabilidade do preço do *spot* de energia elétrica.

1.4 Metodologia de Pesquisa

O método de pesquisa utilizado no presente trabalho é exploratório, baseado no estudo bibliográfico existente sobre o tema de Usinas Virtuais, bem como na análise dos dados de qualidade de fornecimento de energia elétrica fornecidos pela ANEEL, valendo-se, portanto, das ferramentas de análise documental, dados, simulação e revisão bibliográfica. Esse método foi escolhido devido ao fato de que a aplicabilidade das Usinas virtuais ainda está em fase de estudos, não havendo, portanto, grande implementação prática, ficando a cargo desse trabalho, propor melhorias e ideias que vislumbrem o fomento do uso de Usinas Virtuais.

1.5 Estrutura do Trabalho

A fim de atender os objetivos da pesquisa, esse trabalho foi organizado de forma a expor os agentes integrantes dos recursos energéticos distribuídos e renováveis, o componente de gerenciamento das usinas virtuais, aspectos de regulação atuais e propostos, bem como análises financeiras de viabilidade.

No capítulo 2, serão desenvolvidos conceitos específicos das usinas virtuais de energia abordando fundamentos de geradores descentralizados bem como mecanismos de armazenamento e suas funcionalidades associados a um gerenciamento remoto de um sistema centralizado dotado de inteligência e infraestrutura de medição inteligente integrada.

O capítulo 3 versará sobre a regulação vigente, especialmente no que tange a qualidade de fornecimento de energia elétrica, previstas no PRODIST Módulo 8 e a abordagem financeira da implementação dos sistemas propostos.

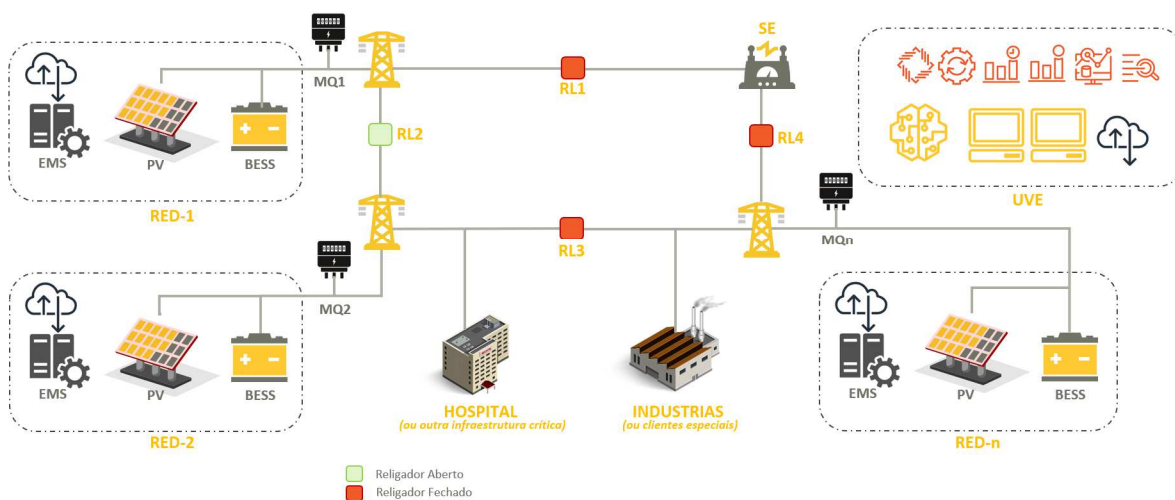
No capítulo 4 será discutido a viabilidade financeira, técnica, econômica e regulatória.

2 USINAS VIRTUAIS DE ENERGIA

Nos últimos anos o consumo energético em todo o mundo aumentou consideravelmente, isso serviu como motivador para a ampliação de unidades geradoras cujo objetivo era a expansão da capacidade de geração disponível. Uma das estratégias utilizadas foi a já conhecidas “geração centralizada”, que preconiza a instalação de grandes centrais energéticas, sejam nucleares, hídricas, térmica e, recentemente, grandes centrais geradores de energia limpa, com destaque para eólica e solar.

Diferente das usinas elétricas centralizadas, as usinas virtuais de energia chamadas UVE (da sigla em Usina Virtual de Energia), são a união de diversas usinas interligadas ao sistema elétrico que, ao formarem blocos, podem interagir com a rede tal qual um único sistema gerador, isso ocorre devido aos sistemas estarem interligados de duas formas, no nível elétrico e no nível de comunicação, através de tecnologias que permitem o despacho remoto. A figura 1 exibe como funciona a arquitetura de uma UVE tanto nos aspectos de ligação elétrica, quanto no aspecto da integração de comunicação entre as usinas descentralizadas.

Figura 2.1. Modelo elementar de uma usina virtual de energia e seus elementos.



Fonte: Próprio autor.

Como podemos ver na figura 2.1, existem as interconexões elétricas que são responsáveis por interligar as RED's ao sistema de distribuição local ou até mesmo trabalhar isoladamente a depender do arranjo dos disjuntores do sistema. É possível observar também a conexão computacional que é realizada através dos Sistemas de gerenciamento de energia (SGE) locais. Cada SGE se comunica com a Usina Virtual de Energia, e é capaz de controlar os ativos das RED's diretamente, realizando o despacho demandado.

No canto superior direito, pode-se ver o sistema computacional que realizará o despacho inteligente, que será denominado no presente trabalho de UVE. Nos próximos capítulos será explorado cada elemento que compõe as UVE's, suas vantagens e desvantagens em comparação com a geração centralizada, bem como análise regulatória e econômica.

A seguir o presente trabalho explicará os agentes que integram as UVE's sendo eles:

- I. Recursos energéticos descentralizados;
- II. Gerente UVE;
- III. Infraestrutura de Medição de Energia.

2.1 Recursos Energéticos Descentralizados

Os recursos energéticos descentralizados que serão citados nesse trabalho pela sigla RED, fazem parte do ferramental elementar do emprego das Usinas Virtuais. Podemos defini-los como um conjunto de elementos indispensáveis compostos por geradores e/ou armazenadores de energia (AGUIAR, 2022) construídos em uma escala menor do que grandes centrais geradoras de energia e que podem operar de forma conectada ou desconectada do grid.

Os RED's podem conter:

- I. Geradores solares;
- II. Armazenadores de Energia Elétrica;
- III. Geradores a gás;
- IV. Geradores a diesel;
- V. Carregadores veiculares;
- VI. Cargas Controláveis;
- VII. Turbinas eólicas.

As opções de geradores que podem ser empregados nas RED's são vastas, no entanto, o presente trabalho discorrerá acerca das fontes que são categorizadas como limpas e economicamente viáveis para implementação, tanto no aspecto de instalação quanto no aspecto de manutenção, assunto a ser ventilado posteriormente no Capítulo 4, que retratará os aspectos econômicos da implantação das RED's.

Ademais, abordar-se-á o uso de usinas solares enquanto fonte de recursos geradores de energia intermitente, combinadas com o uso de armazenadores de energia que são capazes de realizar a estabilização da oscilação promovida pelas fontes intermitentes, bem como a realização de suporte a tensão e frequência e demais serviços ancilares que serão abordados nos próximos capítulos.

As unidades geradoras renováveis possuem diversas vantagens em comparação com as usinas convencionais baseadas em combustíveis fósseis e energia nuclear; e como exemplo destaca-se a isenção de emissões de CO₂, a dispensabilidade de consumo de combustível e de água e podem ser instalados em muitos locais ao redor do mundo.

Nesse cenário, a produção excedente de energia em horas de alta produção renovável pode ser armazenada ou utilizada para suprir as demandas; de modo que, um déficit de energia produção, em caso de baixos níveis de produção de energia renovável poderiam ser compensados através do sistema de armazenamento.

Como este trabalho visa se ater ao uso de UVE's associados a RED's de sistema geradores de energia solar, em combinação com o armazenamento, serão relacionados dois tipos de *players* dentro de uma RED:

- I. Fontes de geração intermitente;
- II. Unidades despacháveis de armazenamento.

2.1.1 Fontes de geração intermitente

A principal fonte de energia presente na terra é a irradiância solar. A quantidade de irradiação solar representa $1,7 \times 10^{17}$ W, dos quais 34% são refletidos, 42% convertidos em calor diretamente, 23% se transformam em vapor, o valor 1% é consumido pelas ondas de vento e plantas consomem 0,023%.

A irradiância solar atua diretamente como fonte de energia para os sistemas geradores fotovoltaicos, nesse processo o sol emite radiações eletromagnéticas com uma temperatura superficial de 6000K (YAHYAUI, 2011). A incidência de irradiação solar depende prioritariamente de:

- I. Posição geográfica no globo terrestre;
- II. A hora do dia, devido movimento de rotação;
- III. O mês do ano, devido ao movimento de translação da terra;
- IV. O Ângulo de incidência;
- V. Presença de nuvens na massa de ar.

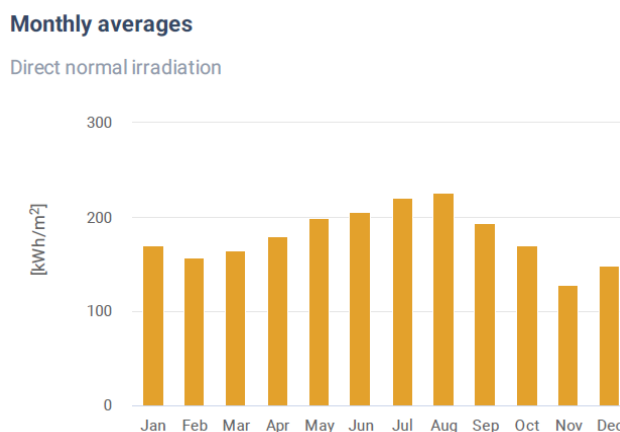
Conforme a figura na figura 2.3 podemos observar a incidência solar média medida em kWh/m² nos meses do ano na cidade de Santa Isabel de Minas, localizada na região norte do estado de Minas Gerais, nas coordenadas geográficas -15.813396°, -045.021973°. Analisando o gráfico, percebe-se uma baixa incidência no mês de novembro e o maior registro médio no mês de agosto.

Figura 2.2. Média mensal de incidência solar (Wh/m²) durante 24hs nos meses em Santa Isabel de Minas-MG.



Fonte: <https://globalsolaratlas>.

Figura 2.3. Média mensal de incidência solar (kWh/m²) em Santa Isabel de Minas-MG.

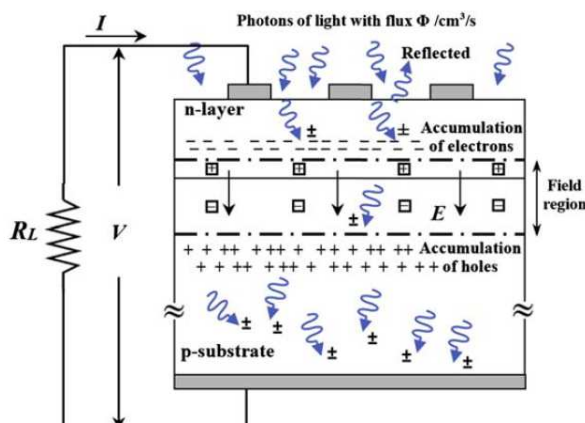


Fonte: <https://globalsolaratlas>.

Tendo em vista o objetivo de aproveitar a irradiância solar, a engenharia moderna se utiliza dos sistemas fotovoltaicos, que serão representados no trabalho pela sigla SFV, responsáveis pelo processo de conversão de irradiância solar em eletricidade de forma direta.

O mecanismo básico que rege a captação de irradiância solar consiste no fenômeno dos fotoeletrônico dos semicondutores, que gera um campo elétrico através das camadas P-N quando existe uma incidência de luz. Quanto maior a intensidade luminosa maior o fluxo de eletricidade que transita entre as camadas, conforme representado na figura 2.4.

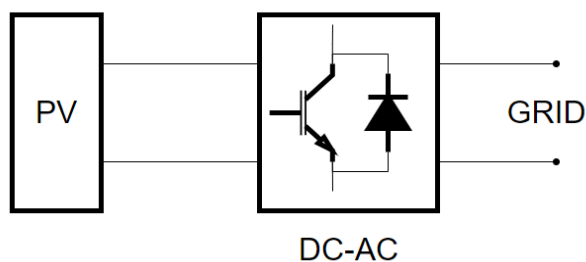
Figura 2.4. Fenômeno fotoelétrico da captação de Luz.



Fonte: Qing Chang Zhong, Tomas Hornik

Após o processo de conversão de energia proveniente da irradiação solar para energia elétrica, através do fenômeno fotoelétrico o volume de geração é tratado através de estratégias MPPT¹, implementadas em um ou mais estágios como podemos ver na figura 5.

Figura 2.5. Exemplo típico de um SFV de um estágio conectado ao Grid.



Fonte: Próprio autor.

Conforme Zhong (2013), o conversor DC-AC é composto por elementos de eletrônica de potência, que desempenham um papel essencial na conversão da potência gerada pelas células fotovoltaicas em DC para AC em níveis de tensão admissíveis para as concessionárias de energia.

¹ O MPPT (Maximum Power Point Tracker) é um recurso que visa identificar o melhor ponto de produção de potência, levando a consideração, potência de saída e tensão nos terminais das placas fotovoltaicas, permitindo assim uma geração mais consistente para carga.

É importante ressaltar que, quando falamos de geração solar, falamos de um modelo de fonte intermitente que, portanto, não é despachável, ou seja, não possui potência garantida todo o tempo, por motivos de incidência de luz diurna e efeitos de sombreamento causados por nuvens. No cenário das RED's, a localização geográfica das usinas pode ser estrategicamente distribuída para que os efeitos de sombreamento possam ser atenuados.

Um dos pontos a serem discutidos nesse trabalho é o uso de armazenamento da energia elétrica gerada pelos sistemas solares quando o sistema apresenta baixa demanda de energia elétrica e a geração solar alcança picos de oferta de energia.

2.1.2 Unidades despacháveis de armazenamento

Apesar de ser um assunto discutido recentemente para sistemas comercial/industrial, distribuição e transmissão, o armazenamento data desde 1880 pelo fundador da General Electric Thomas Edison. O primeiro sistema elétrico que alimentou uma cidade, era DC e possuía uma bateria como suporte. Em larga escala os armazenadores de energia foram utilizados como parte do sistema elétrico na Europa, operando com geradores em paralelo, carregando durante o dia e realizando descargas como suporte à geração a noite.

Posteriormente, os armazenadores de energia foram empregados de forma descentralizadas em 1930 na Alemanha, para estabilizar o sistema elétrico durante o período noturno. Nesse período o armazenamento de energia compreendia 2% da matriz energética alemã, que naquela época era de 7GW (PRZEMYSLAW, 2018).

As funcionalidades de armazenamento de energia foram perdendo sua relevância no século XX, visto que os preços da energia começaram a decrescer, e a instalação de sistemas de armazenamento começou a ser deixada de lado, devido a perda da vantagem econômica frente à geração centralizada.

Um renascimento dos sistemas de armazenamento, em especial com baterias, aconteceu ao final do século XX devido a alterações dos limites regulatórios, o que expandiu a flexibilização do uso das baterias, levando a instalações cujo objetivo era gerar benefícios econômicos.

Quando observamos os números nacionais percebemos um considerável aumento do uso de energias renováveis, como grandes parques eólicos e plantas solares. Diferente da geração via centrais hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas, que quando temos um alto volume de chuva, podemos armazenar a água no reservatório, descartando-a apenas em caso de excesso, a geração eólica e solar não possui esse mecanismo de armazenagem, de modo que se faz necessário o emprego de recursos de armazenamento elétrico para uso em momento oportuno.

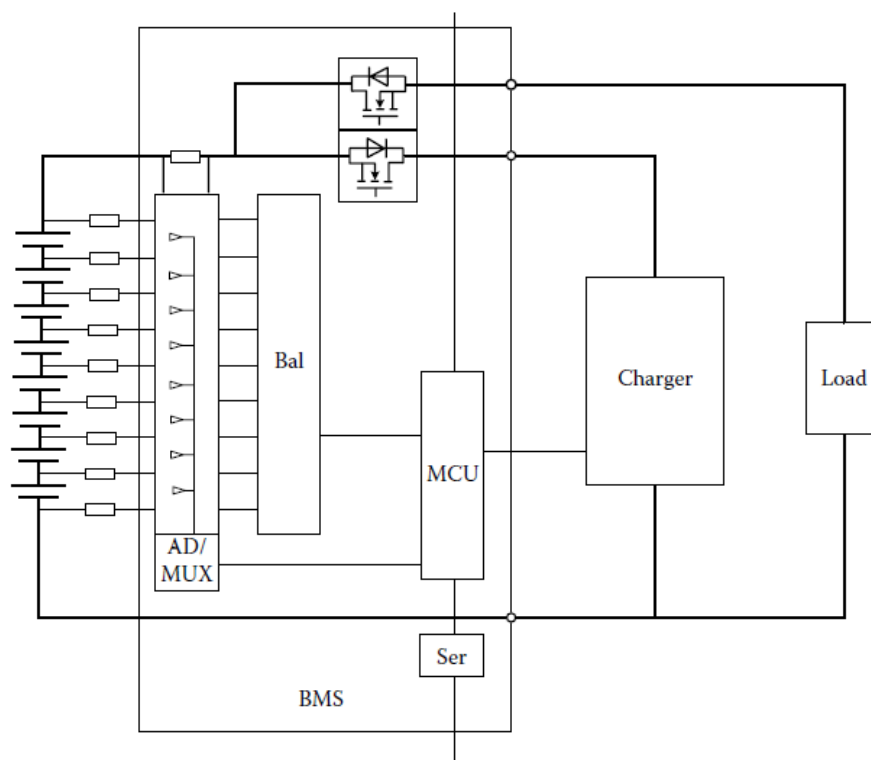
O Sistema de Armazenamentos com Baterias (BESS), é responsável pela conversão de energia elétrica em energia química potencial armazenada e realizando a conversão da energia potencial química em energia elétrica em momentos de descarga (RUFER, 2018).

Abaixo estão relacionados alguns tipos de acumuladores, baterias e células:

- Acumuladores com eletrólito aquoso
 - Acumulador de chumbo-ácido
 - Acumuladores Alcalinos
 - Bateria de Níquel-Ferro
 - Acumulador de Níquel-Cádmio
 - Acumulador Ni-MH
- Acumuladores com eletrólito não aquoso
 - Acumuladores de Lítio-Metal
 - Células de Polímero de Ferro-Lítio.
 - Acumulador de Íons de Lítio
 - Células de Lítio-Fosfato de Ferro (LFP)
 - Células de Polímero de Íons de Lítio (Li-Po)
 - Células de Titanato de Lítio (LTO)
- Acumuladores de Grandes Tamanhos
 - Bateria Sódio-Enxofre (NaS)
 - Bateria de Fluxo Redox de Vanádio (VRB)
 - Reações Químicas da Bateria VRB

As baterias modernas são otimizadas para sua alta densidade de energia e densidade de potência. As tecnologias das células citadas acima são muitas vezes sensíveis, necessitando de um sistema de gerenciamento é denominado como BMS (*Battery Management System*). O principal objetivo de um BMS é a aumentar a vida útil da bateria reduzindo seu desgaste ao longo do tempo, bem como prevenir possíveis avarias as suas células (RUFER, 2018).

Figura 2.6. Diagrama de um BMS típico.

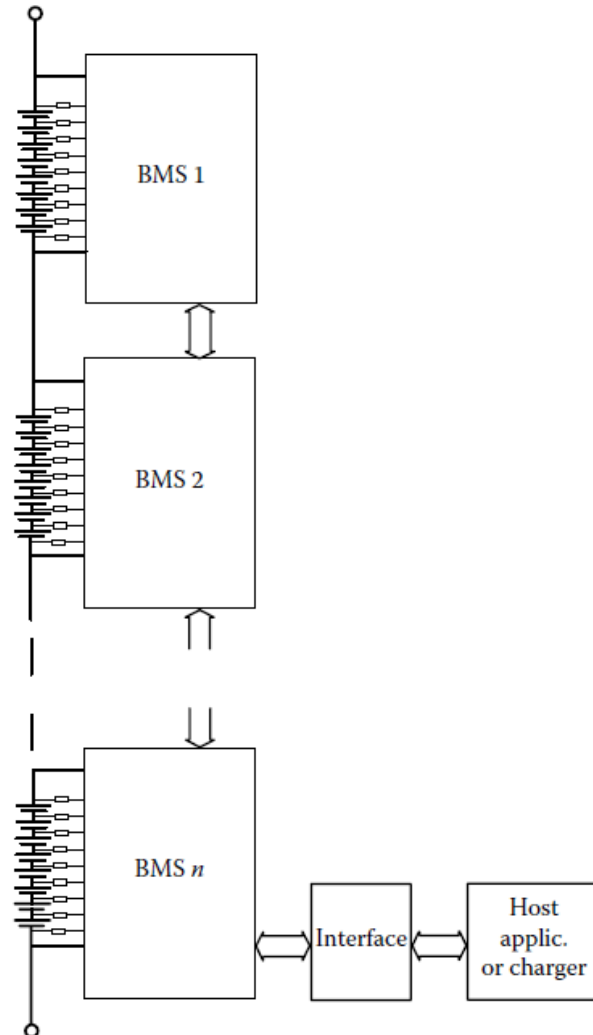


Fonte: RUFER, 2018.

Podemos citar como principais funções de um BMS o monitoramento da tensão da célula, equilíbrio da tensão da célula, supervisão da circulação de corrente de carga e descarga. O BMS serve, de igual modo, como medidor do estado de carga, também conhecido como SOC (*State of Charge*).

Em sistemas de grande capacidade onde a tensão de operação está na faixa de várias centenas de volts, o BMS é organizado de acordo com um conceito modular. É realizada uma associação em série de forma a aumentar a capacidade de armazenamento e a tensão.

Figura 2.7. Diagrama esquemático de BMS de sistemas de médio e grande porte



Fonte: RUFER, 2018.

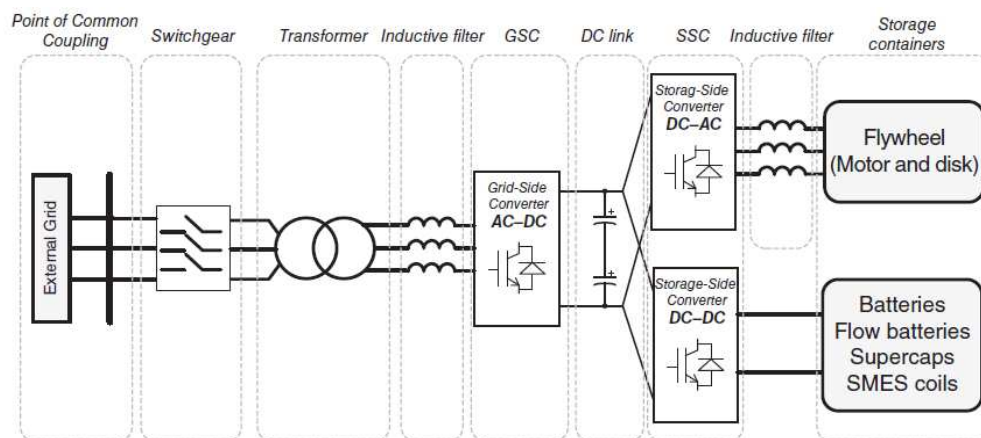
Sistema de Conversão de Potência (PCS)

Como a energia fornecida pela bateria é em CC, a aplicabilidade se torna inviável sem um método de conversão, um cenário favorável a utilização da eletrônica de potência para converter a energia armazenada nas células em energia CA para conexão no grid ou alimentação de cargas *off-grid*.

Os sistemas de conversão para todos os tipos de armazenamento incluem uma parte comum, composta por comutador, um transformador de acoplamento, um filtro indutivo e o chamado *grid-side converter* (GSC). Este conversor faz a interface das tensões da rede CA com o link CC. O objetivo deste conversor é garantir uma tensão constante e estável no link CC, para que seja certificado de que o algoritmo de controle do conversor do lado do

armazenamento (SSC) funcione corretamente. A topologia do SSC pode variar entre um inversor trifásico e um *buck*.

Figura 2.8. Topologia do PCS



Fonte: RUFER, 2018.

Aplicações do armazenamento no sistema de potência

Uma poderosa ferramenta de utilização dos sistemas de armazenamento, são as inúmeras aplicações permitidas pela energia armazenada e o PCS (Power Conversion System) que compreendem:

- I. Supressão de Flutuação
- II. *Low-Voltage Ride-Through*
- III. Suporte de controle de Tensão
- IV. Amortecimento de oscilação e suporte de frequência
- V. Deslocamento de Carga
- VI. Peak Shaving
- VII. *Curtailement* de Transmissão
- VIII. Armazenamento por temporada

Supressão de Flutuação: Na utilização de geração de energia renovável no sistema elétrico de potência a geração pode ficar exposta a flutuações rápidas de tensão e frequência na rede, principalmente em sistemas isolados. Para evitar e/ou atenuar os efeitos das flutuações de energia o ESS é apresentado como uma solução viável, visto que ele apresenta tecnologias que permitem uma elevada taxa de carga e descarga (*ramp-rate*) e pode atender as oscilações (DIAZ, 2016).

Low-Voltage Ride-Through: Durante a utilização de Usinas conectadas a concessionária, podemos ter eventos que ocasionem a queda de tensão, visto que o PCS consegue exercer a função de injeção de reativo na rede para realizar a compensação. Sendo assim os serviços de LVRT são perfeitamente factíveis com a utilização dos sistemas de armazenamento, devido principalmente sua alta taxa de *ramp-up*, o que permite uma ágil modulação de potência reativa de modo a preservar o link DC de uma possível sobretensão(DIAZ, 2016).

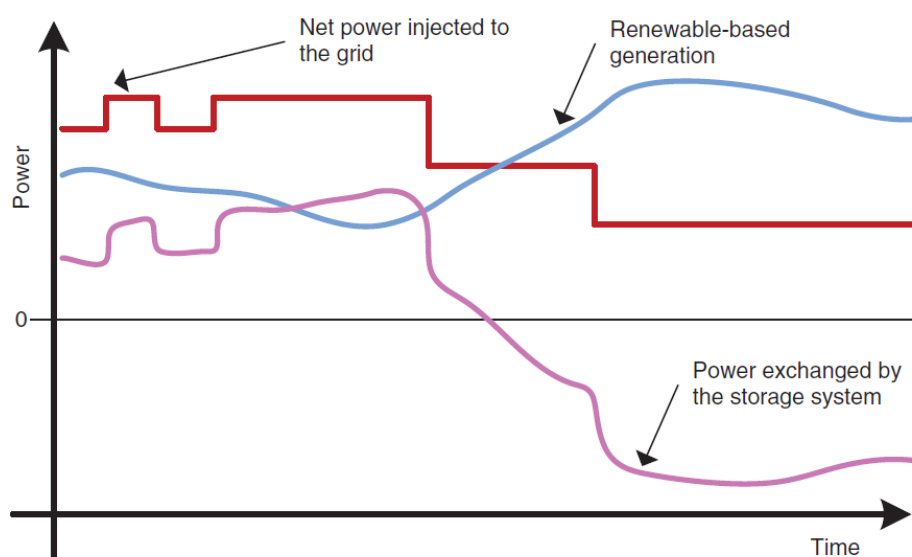
Suporte de Controle de Tensão: O controle de potência reativa é primordial para a manutenção da qualidade de energia em uma rede elétrica. Através da eletrônica de potência do PCS dos sistemas de armazenamento é possível fornecer injeção tanto de potência ativa, quanto de potência reativa de modo a controlar o nível de tensão fornecendo um nível excelente de tensão. Essa ferramenta existe inclusive para mitigar problemas de nivelamento de tensão em sistemas com geração de base renovável, finais de linha(DIAZ, 2016).

Amortecimento de Oscilação e suporte a frequência: Um sistema estável, depende do que chamados de reserva de energia, ou seja, energia inercial dos sistemas geradores sincronizados. Em eventuais desequilíbrios entre geração e consumo de energia, o sistema é reequilibrado devido o princípio físico de sistemas geradores síncronos. No caso de geradores rotativos a energia inercial, funciona como um buffer, fazendo que as oscilações entre gerador-carga, gerem alterações na velocidade dos geradores, o que ocasiona em alterações na frequência do sistema. Quanto maior oscilação entre geração-carga, mais lenta e a mudança de frequência. Em um cenário onde se utiliza de geradores renováveis e se tem oscilações abruptas de geração de potência ativa ou dentro de um sistema grandes blocos de carga são inseridos repentinamente o PCS dos sistemas de armazenamento podem prover a energia inercial tanto absorvendo a potência ativa a manter a frequência dentro da estabilidade(DIAZ, 2016).

Deslocamento de Carga: Na aplicação desse modelo de serviço, as tecnologias de armazenamento são aplicadas de forma a fornecer energia em determinados períodos do dia. Nesse tipo de sistema é realizado, no ponto de vista técnico, a injeção de potência armazenada em determinados períodos e a descarga do armazenamento em outros, toda essa gestão é realizada por um sistema de controle também chamado de EMS(DIAZ, 2016).

Do ponto de vista econômico essa ferramenta pode ser excelente para carregar a bateria em momentos de alta geração renovável ou preço da energia baixo, e descarregar quando o preço da energia for mais barata. Com esse escopo e a depender das regras regulatórias locais, o armazenamento pode ser usado para reduzir faturas de energia.

Figura 2.9. Exemplo de aplicação de deslocamento de carga



Fonte: DIAZ, 2016

Peak Shaving: A estratégia do uso do *Peak Shaving* tem o objetivo de utilizar os horários de pico e horários fora de pico como marcos para que os sistemas de armazenamento sejam descarregados ou carregados.

No horário fora pico, utiliza-se o preço da energia mais barata para carregar o sistema de armazenamento, e nos horários de pico realiza-se a carga da bateria (DIAZ, 2016).

Curtailment de Transmissão/Distribuição: Como já falado anteriormente o uso do armazenamento como reserva de potência ainda pode ser útil para absorver ou prover potência de modo a atender oscilações de carga. No entanto além do recurso da reserva de energia, uma boa estratégia para concessionárias de energia é a instalação de sistemas de armazenamento para limitar o fluxo de potência em determinadas linhas de transmissão e/ou distribuição. Com essa estratégia, pode-se evitar investimentos em construção de linhas de transmissão (DIAZ, 2016).

Armazenamento em alta temporada: Em determinados períodos do ano, algumas regiões geográficas, podem ter uma alta demanda de energia (verão, festivais ou férias), e para atender a sazonalidade anual, pode-se instalar também sistemas de baterias, evitando assim

investimentos com linhas de transmissão e reforços uma vez que o armazenamento de energia consegue atender a sazonalidade do sistema.

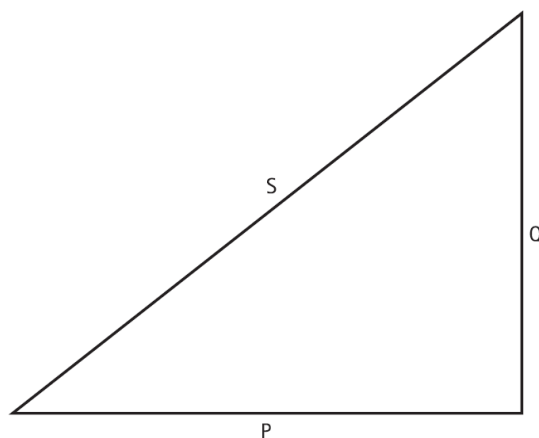
Como podemos observar as RED's podem ser muito otimizadas com o uso do armazenamento, no capítulo a seguir exploraremos como a agregação de recursos de energia distribuídas renováveis em parceria com o armazenamento podem ser gerenciadas com a finalidade de tornar o sistema elétrico mais confiável e otimizado (DIAZ, 2016).

2.2 Infraestrutura de medição

Fundamentos

A medição de energia elétrica é de suma importância, e é a base para medições em eletricidade, devido a capacidade de mensurar a quantidade de energia transferida para um circuito ao longo do tempo. Em termos práticos, através das medições de tensão e corrente, temos a potência instantânea consumida, também denominada de demanda, e a energia, que representa a demanda ao longo do tempo (TOLEDO, 2013).

Figura 2.10. Triângulo de Potências



Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Potência Ativa (P): A potência ativa é a quantidade de energia usada realmente para produzir um trabalho real. É o produto da tensão, corrente, e $\cos \varphi$ e é expresso em watts (W). Em um circuito totalmente resistivo, formado apenas por carga resistiva (por exemplo, um circuito que fornece um aparelho), $\cos \varphi$ é igual a 1. Também é conhecido como potência média ou real. Sua fórmula é:

Equação 2.1 Cálculo de potência ativa

$$P = V \times I \times \cos \varphi$$

Potência Reativa (Q): Os circuitos reativos são compostos por cargas indutivas ou capacitivas como aparelhos que contêm bobinas ou capacitores respectivamente. Ela representa a energia trocada entre a geração e a carga sem ser consumida. Em termos práticos, a energia reativa não é usada para fornecer energia aos aparelhos, mas é armazenada nos circuitos magnéticos (transformadores, motores elétricos) ou campos elétricos (capacitores) e é devolvido à fonte de energia (a rede de energia) a cada alternância (mudança de polaridade) da corrente. É, portanto, a potência que circula permanentemente entre os fonte (a rede) e carga (equipamento fornecido) sem nunca ser consumido.

A potência reativa também é o produto da tensão, corrente e $\sin \phi$. É expresso em volt-ampères reativos (VAr). Sua fórmula básica é

Equação 2.2 Cálculo de potência reativa.

$$Q = V \times I \times \sin \phi$$

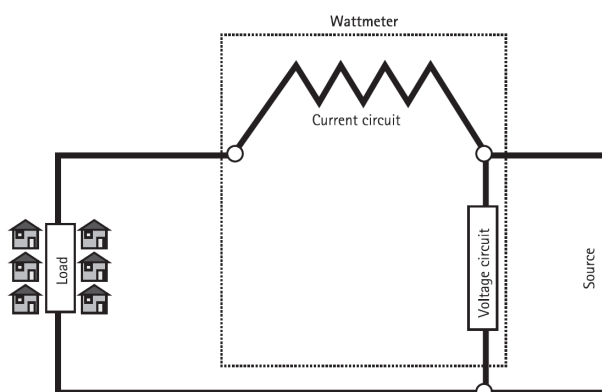
Potência Aparente (S): Potência aparente ou complexa é a soma vetorial entre ativos e potências reativas. Este é o produto da tensão pela corrente. É expresso em volt-ampères (VA), e sua fórmula básica é:

Equação 2.3 Cálculo de potência aparente.

$$S = V \times I$$

Na figura 2.11, pode-se observar um sistema elementar de medição de potência e energia.

Figura 2.11. Representação de um Diagrama de Medição Elementar



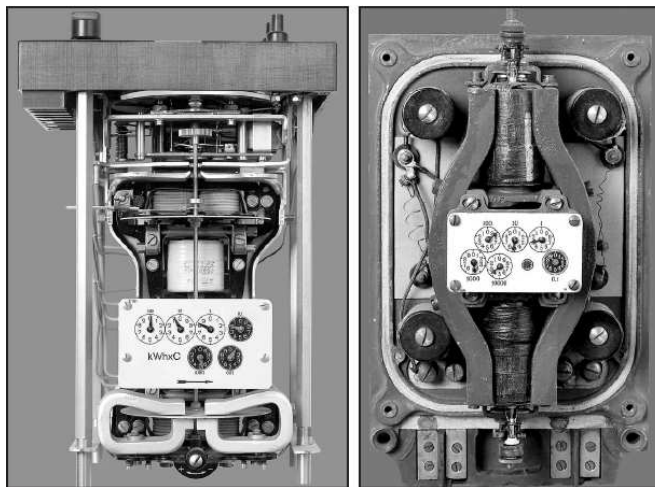
Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Sistemas de medição de energia

Historicamente podemos ressaltar inicialmente os medidores de eletricidade sendo medidores basicamente consistidos em conceitos de indução e eletromecânicos, como os modelos baseados em Thompson em 1888. Esses medidores eram compostos diversas partes:

- Base e tampa do medidor;
- Conexões de terminais e tampa;
- Placa de identificação;
- Estator;
- Circuito(s) de tensão;
- Circuito(s) de corrente;
- Disco(s) do rotor;
- Rotor de freio magnético;
- Pivô e fuso conectado a um registro;
- Elementos de calibração.

Figura 2.12. Modelo de medidor Landis+ Gyr eletromecânico



Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Os elementos de medição são compostos por um circuito de tensão e corrente. O circuito de tensão possui uma bobina que é conectada em paralelo com o circuito principal. O circuito de corrente por sua vez, contém uma bobina de corrente que é conectada em série com a carga. Os medidores polifásicos têm mais de uma medição, geralmente proporcional ao número de fases (TOLEDO, 2013).

Apesar de bem confiáveis, a aplicabilidade dos medidores eletromecânicos tem a cada vez perdido espaço para os medidores eletrônicos devido sua capacidade de procedimento, cálculos avançados de qualidade de energia e interface de comunicação com sistemas de

supervisão. Antes usado apenas para clientes de alto consumo, os medidores eletrônicos são agora implantados massivamente em todos os tipos de instalações. Elas são usadas para a maioria das instalações de medição inteligente no mundo.

Abaixo podemos ver a relação de funcionalidades que um sistema de medição inteligente consegue embarcar.

- Medição de várias unidades de energia (energia, potência, tensão, corrente etc.);
- Cálculos de taxa;
- Operação de interruptores e contatos baseados em programáveis;
- funções e eventos;
- Monitoramento de eventos e envio de alarmes;
- Monitoramento de carga;
- Funções de telemetria;
- Conversões monetárias;
- Previsões de consumo;
- Análise de medição de energia;
- Armazenamento de perfis de energia e outras unidades de medição.

Os medidores eletrônicos têm a capacidade de gerenciar tarifas de energia únicas ou múltiplas tratando o preço da energia pela sazonalidade, tudo isso pela característica que o dispositivo tem de receber sincronismo de tempo externo, permitindo assim a precificação exata a partir do tempo. Essas fontes externas de tempo não servem apenas para informar período e taxa de energia. Elas também são usadas para transmitir comandos como gerenciamento de deslocamento de carga para cargas estratégicas durante o horário de pico e de acordo com os arranjos tarifários.

Figura 2.13. Modelo de medidor eletrônico

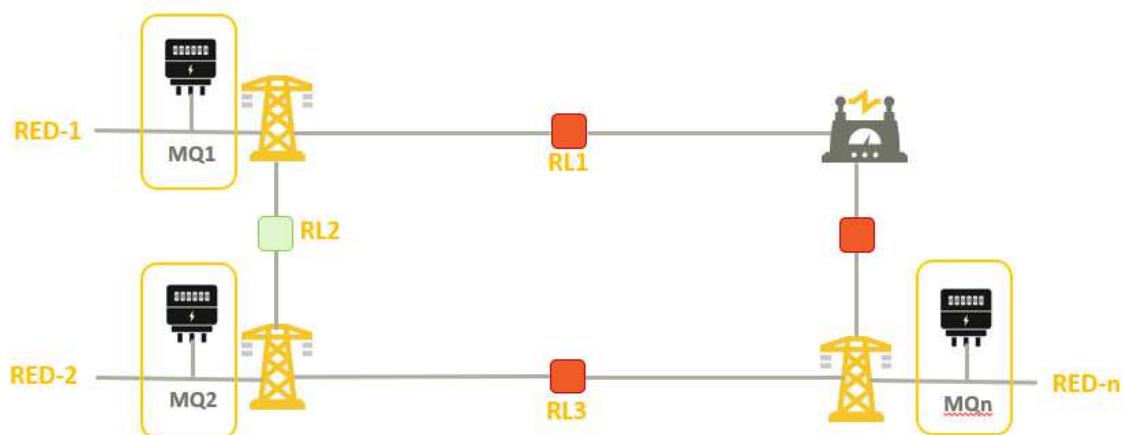


Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Aplicabilidade do sistema de medição na UVE

Conforme já tratado no item 2.2, as UVE's devem estar conectadas em um sistema único de comunicação, que pode ou não ser separado física ou logicamente seguindo padrões e normas de segurança cibernética. Uma arquitetura de comunicação é uma estrutura lógica que fornece meios de componentes físicos e lógicos para interagir uns com os outros, bem como com clientes ou provedores, como usuários e sistemas de TI associados. Na UVE, a utilização de medições confiáveis passa a ser de fundamental importância para a operação correta do sistema de controle e para o sistema gerenciador da UVE. Uma vez que a medição coletada pode ser armazenada e a partir de históricos de medição de determinados pontos pode-se criar mecanismos de *machine learning* para a operação ótima do sistema da UVE.

Figura 2.14. Exemplo de conexões dos medidores em aplicações de UVE



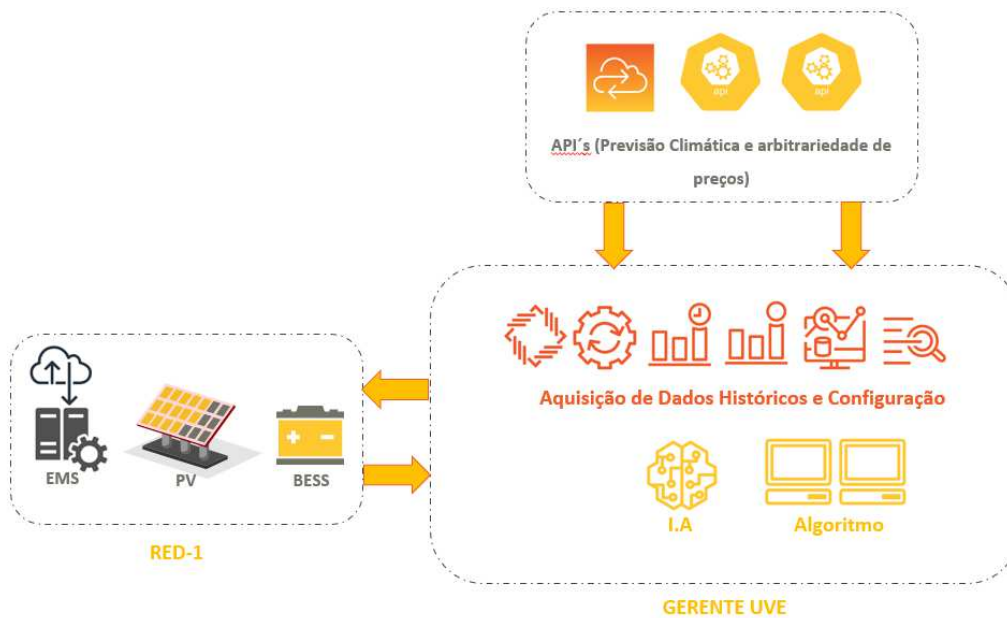
Fonte: Próprio autor.

Assim como no contexto de medição inteligente, várias arquiteturas estão disponíveis. Dado que não existe arquitetura perfeita, eles podem ser adaptados a diferentes ambientes e necessidades. Na aplicação da UVE é de boa prática que elas estejam em lugares estratégicos permitindo assim análise qualitativa da energia, para futura precificação de serviços ancilares bem como a melhor operação do sistema, como observa-se na figura 2.14.

2.3 Gerenciadores das Usinas Virtuais

Um dos principais componentes das UVE's são os gerentes inteligentes. A finalidade dos gerentes de inteligentes é agregar as informações das RED's através de links de comunicação, se conectar a sistemas de previsão climática, sistemas de arbitrariedade de preços de energia e demandar as RED's de forma otimizada. As funcionalidades dos gerentes são:

- I. Previsão de demanda;
- II. Previsão de geração renovável;
- III. Informações climáticas;
- IV. Disponibilidade de energia nas fontes despacháveis;
- V. Informações do mercado de energia.

Figura 2.15. Exemplo de aplicação de deslocamento de carga

Fonte: Próprio autor.

Conforme podemos observar na figura 15 o gerente UVE, recebe informações externas a ele, tanto das RED's, quanto dos aplicativos externos. As informações oriundas das RED's tem o objetivo de gerar dados históricos para uma posterior melhora na operação, processar os alarmes críticos e demandar ações para os mantenedores, enviar eventos para que possíveis sinalizações sejam cruzadas de forma inteligente para antever as possíveis futuras falhas. As informações oriundas das API's tem a finalidade de alimentar o sistema com informações climáticas relevantes a depender o tipo de fontes aplicadas nas RED's do sistema, informar a precificação de energia instantânea. Após a coleta dos dados das RED's e das API's, o gerente da UVE é capaz de realizar o tratamento desses dados que podem ser historiados e cruzados, obtendo assim através dos algoritmos a operação ótima para cada DER e consequentemente todo o sistema.

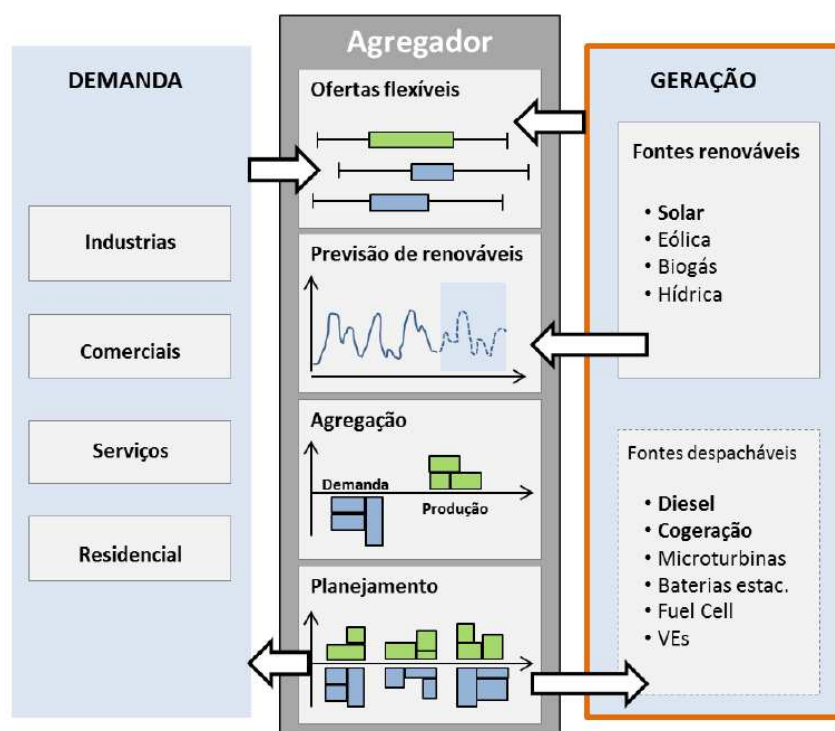
Objetivos de um Gerente de UVE

Devido ao dinamismo de uma UVE, podemos utilizá-la para diversos fins. Dentre eles:

- Otimização de operação baseado em preços de energia elétrica associados a:
 - Previsão de demanda;
 - Previsão de geração estocástica;
 - Informações climáticas;

- Disponibilidade de energia nas fontes despacháveis;
- Informações on-line do mercado de energia;
- Serviços ancilares:
 - Suporte a frequência;
 - Suporte a tensão.

Figura 2.16. Funcionalidade de um gerente de UVE (Agregador).



Fonte: Makohin, Daniel 2015.

Para que as funcionalidades de UVE sejam realizadas com eficácia o sistema deve ser dotado de um sistema computacional dedicado para armazenar todas essas informações e enviar as diretrizes de operação as RED's.

Nos dias de hoje temos muitas tecnologias computacionais inovadoras, sendo a mais inovadora delas são as tecnologias de *cloud computing*. As tecnologias convencionais apregoam a instalação, configuração e gestão dos servidores em contrapartida as aplicações *serveless* utilizam infraestrutura de fornecedores de serviços de nuvem como Amazon Web Services, Microsoft Azure e Google cloud para aportar armazenamento e códigos para executar funcionalidades dedicadas.

A arquitetura sem servidor (*serveless*) abrange diversos aspectos e um deles é a criação e desenvolvimento de aplicativos específicos todos embarcados em nuvem, bem como

armazenamento de banco de dados totalmente expansível diferentemente dos servidores locais que tem um volume de armazenamento limitado a quantidade de hardware alocado.

A computação sem servidor é uma tecnologia, também conhecida como função como serviço (FaaS), que delega ao provedor de serviços de nuvem, o gerenciamento completo sobre os contêineres em que as funções são executadas conforme necessário para atender às solicitações. Ao fazer isso, essas arquiteturas eliminam a necessidade de sistemas em execução contínua e servem como cálculos orientados a eventos. A viabilidade de criar aplicativos escaláveis dentro dessa arquitetura é enorme. Isso resulta em uma capacidade de escrever um código, carregá-lo e executá-lo, sem ter que se preocupar com nenhum da infraestrutura subjacente, configuração ou manutenção do ambiente. As possibilidades são infinitas e a velocidade do desenvolvimento aumenta rapidamente. Ao utilizar a arquitetura sem servidor, você pode enviar totalmente aplicativos funcionais e escaláveis na metade do tempo que você leva para construí-los desde o início (STIGLER, 2018).

No contexto de UVE's a possibilidade de se usar um sistema sem servidor traz a solução possibilidades muito interessante no quesito, armazenamento de dados e análise de dados histórica. A grande vantagem de usar esse tipo de topologia é:

- Escalabilidade;
- Disponibilidade;
- Agilidade na construção de novas funcionalidades;
- Armazenamento ilimitado.

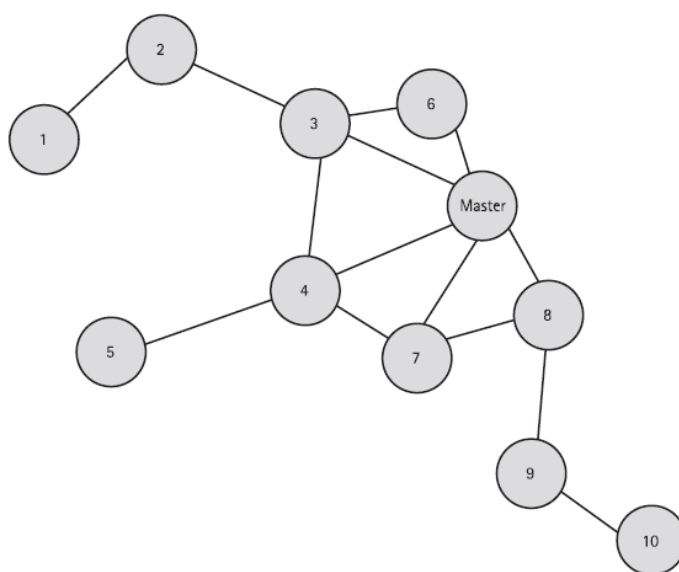
2.4 Infraestrutura de Rede

A topologia de rede é uma característica importante dos sistemas de medição inteligente devido à sua interação com os serviços que uma concessionária pode oferecer. A decisão por determinados tipos de topologia pode influenciar várias características do sistema, como comunicações, robustez e disponibilidade da rede. Uma tecnologia de comunicação pode depender de uma topologia específica. Conforme relacionado por TOLEDO, 2013 os tipos de topologias de medição possíveis que podem ser usadas para se garantir uma robustez ao sistema:

- Redes *Mesh*
- Redes ponto-a-ponto concentradas
- Redes ponto-a-ponto virtuais
- Redes *Broadcast*

Redes Mesh: Esse tipo de arranjo é bem interessante para medição inteligente de sistemas. Oferece uma série de vantagens às concessionárias, como confiabilidade de comunicação, alta disponibilidade e custo de modems. Nesse tipo de topologia os nós se conectam a tantos nós vizinhos possível durante o procedimento de conexão como observado na figura 2.17. Isso pode acontecer várias vezes, como a primeira vez que um dispositivo for conectado à rede ou durante a reconfiguração (devido à remoção do nó ou interferência constante).

Figura 2.17. Exemplo de conexões de redes na topologia *mesh*



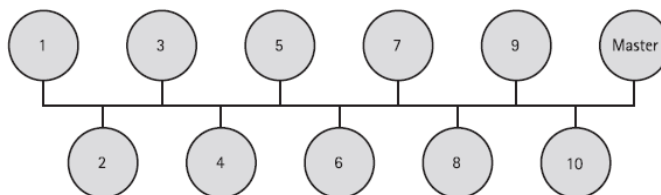
Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Esse tipo de rede é muito interessante justamente pela capacidade do sistema se orientar em caso de uma falha de rede sistêmica, refazendo as rotas e mantendo as medições válidas para o concentrador (master). Uma das desvantagens desses arranjos é o alcance efetivo de comunicação. Por exemplo, em ambientes de RF (radiofrequência), a propagação do sinal de linha de visão pode ser reduzida por várias razões, como arranjos de construção em áreas urbanas, penetração de materiais e interferência. Às vezes, esse intervalo é insuficiente para formar uma malha eficiente. *ZigBee* e *Z-Wave* são exemplos de tecnologias que utilizam este tipo de topologia (TOLEDO, 2013).

Redes ponto-a-ponto concentradas: Nesse arranjo de rede, os nós se conectam a um concentrador de dados central responsável pela coleta de dados e fazendo o roteamento da LAN para o ambiente WAN. O alcance da cobertura é geralmente restrito, entre cem metros a alguns quilômetros. A tecnologia está madura e está atualmente implantada em vários países para projetos de medição inteligente.

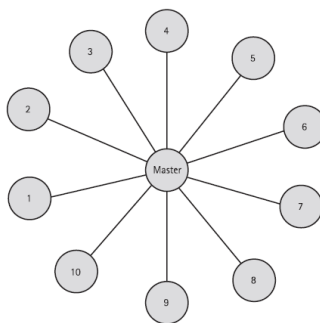
Fisicamente, os nós podem ser conectados a concentradores de dados usando diferentes topologias como barramento, derivações e estrela. PLC (power line carrier) e Wi-Fi são exemplos de tecnologias baseadas neste conceito (TOLEDO, 2013).

Figura 2.18. Redes ponto-a-ponto conectadas em barramento.



Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Figura 2.19. Redes ponto-a-ponto conectadas em estrela.



Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Entre as vantagens podemos relacionar a simplicidade de uso, as variedades de tecnologias disponíveis no mercado e arranjos de processamento distribuído.

Podemos listar as seguintes desvantagens, pontos extra de manutenção e gerenciamento de rede complexo.

Outros pontos a serem observados é a forte dependência de um nó, para fins de concentração, como um único ponto para se comunicar com os sistemas centrais e gerenciadores.

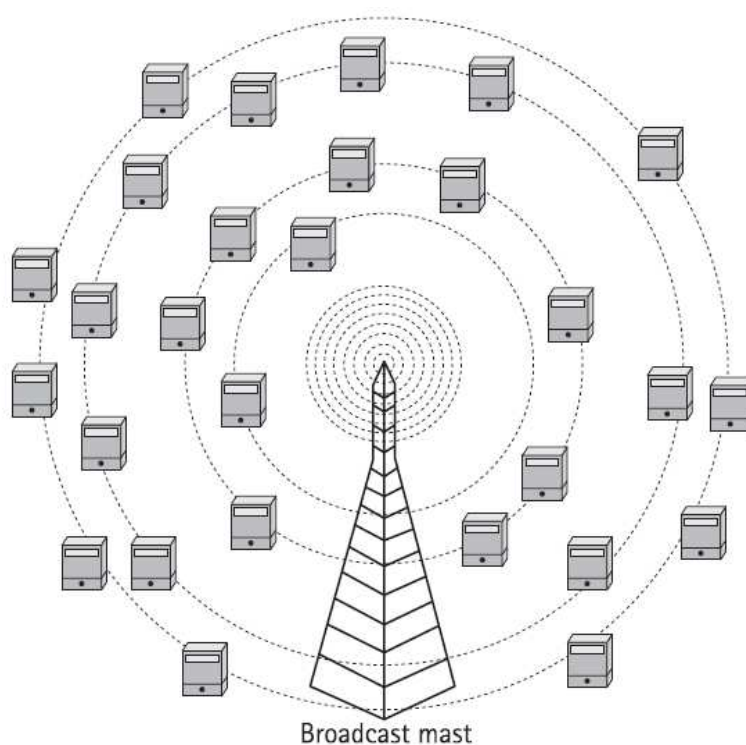
Redes ponto-a-ponto virtuais: No cenário das redes ponto a ponto virtuais, a infraestrutura de telecomunicações é invisível para as concessionárias de energia porque geralmente é de propriedade, gerenciada e mantidos por terceiros. Exemplos de tecnologias usando este arranjo são sistemas de medição baseados em SMS e GPRS (SMS = *short message service* GPRS = *general packet radio service*). Neste caso, o tráfego de dados entre os concentradores e gerenciadores e os dispositivos é realizado através de comunicações do Sistema Global para Celular (GSM). (TOLEDO, 2013).

Uma das desvantagens desse tipo de topologia é a dependência de uma única rota para comunicações. Esse problema pode ser mitigado pelo uso de outros protocolos relacionados à mídia para fins de backup com diferentes recursos relacionados à intensidade do sinal, como um medidor GPRS que usa SMS e dados comutados por circuito (CSD) como opções de comunicação secundárias.

Redes Broadcasts: O arranjo de rede do tipo *broadcast* é semelhante ao ponto a ponto com redes concentradas, mas a principal diferença é o alcance de comunicação. Neste caso, o alcance da comunicação é de dezenas de quilômetros. Esta tecnologia é comumente usada para difusão de sinal para sistemas de televisão. Como exemplos de implementações no setor de energia podemos citar:

- Sistemas controlados por RF: Este é o caso do Reino Unido, onde um sinal é transmitido ao receptor pelo transmissor transmitindo na BBC 4 onda longa (198 kHz) em todo o país.
- Sistemas controlados por ondulação: Este é o caso na França, mas também em outros países europeus (Alemanha, Suíça, Finlândia, Reino Unido, Grécia e outros), África (Tunísia, África do Sul) e Austrália, onde um sinal de baixa frequência (175 Hz na França) é injetado na rede de média tensão e transmitido aos receptores instalados no quadro do medidor do assinante (ou integrado no contador do cliente).

Figura 2.20. Redes ponto-a-ponto conectadas em estrela.



Fonte: TOLEDO, FABIO Smart Metering Handbook.

Uma desvantagem pode ser a baixa largura de banda fornecida por tecnologias que utilizam esse tipo de arranjo.

2.5 Simulação de RED's e UVE

Para ilustrar a aplicabilidade de uma UVE combinada a recursos energéticos distribuídos, foi desenvolvido uma simulação no software de simulação de sistemas elétricos OpenDSS®. Nessa simulação foi projetado um exemplo simplificador de um Alimentador de média tensão, com transformadores trifásicos e rede secundária.

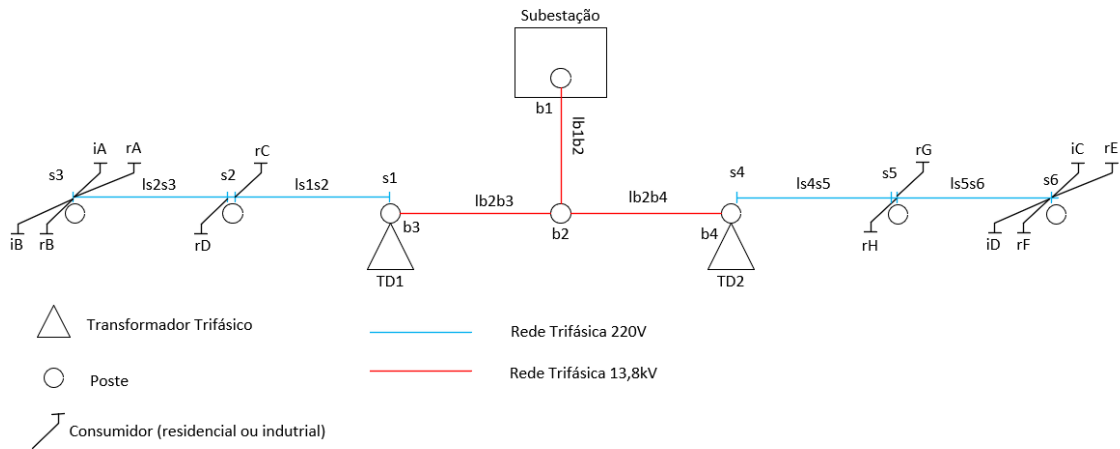
2.5.1 Elementos da simulação

Para a correta simulação do sistema foi empregado um sistema fictício, através do software OpenDSS. O OpenDSS é um software de simulação de sistemas elétricos de distribuição que trabalha no domínio da frequência, ou seja, as tensões e as correntes elétricas estão em Regime Permanente Senoidal (RPS) e, portanto, podem ser representadas por fasores. Nesse contexto, os algoritmos de soluções do OpenDSS, por exemplo o do fluxo de potência, resolvem equações algébricas que se baseiam na matriz de admitância nodal da rede e nos fasores tanto de tensões nodais como de correntes injetadas.

O recurso de simulação foi usado com o objetivo de comprovar o uso dos RED's como ferramental de serviços ancilares controlada por um sistema externo. Os elementos usados foram:

- I. Equivalente de Thévenin
- II. Códigos de Linhas
- III. Linhas
- IV. Transformadores
- V. Sistemas Fotovoltaicos
- VI. Sistemas de Armazenamentos
- VII. Cargas
- VIII. Modelagem de Carga

O sistema projetado segue a diagramação e configurações da figura 2.21.

Figura 2.21. Configuração do Sistema elétrico proposto para a simulação.

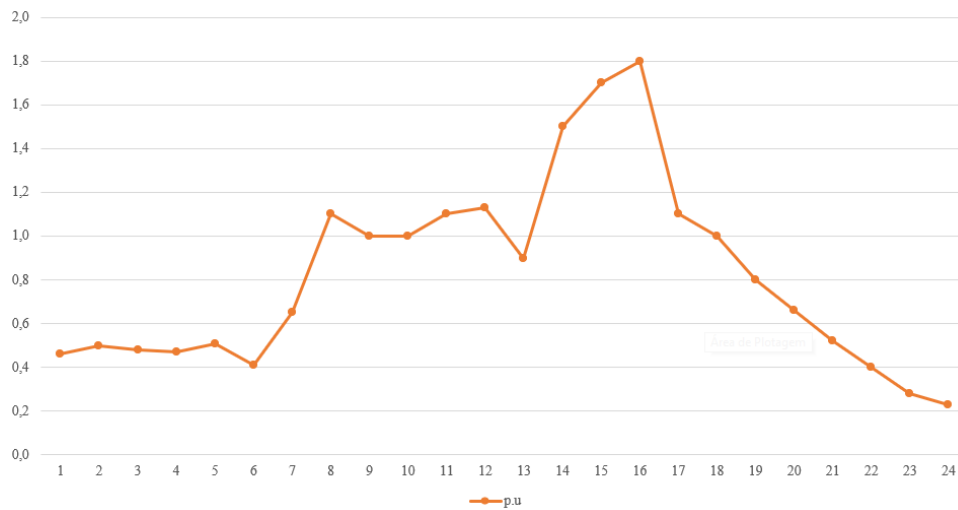
Fonte: Próprio autor.

Conforme apresentado na figura, o sistema é composto por um alimentador primário que deriva de uma subestação, e compõe uma rede disposta em duas derivações, com consumidores ligados em suas extremidades e em uma rede trifásica 220V, cujo o transformador tem a potência de 300kVA. Os consumidores fictícios possuem as seguintes cargas.

Tabela 2.1. Tabela dos Consumidores

Nomes	Descrição	Barra	Transformador	Potência Ativa	Potência Reativa
iA	Industria A	s3	TD1	95kW	30kVAr
iB	Industria B	s3	TD1	80kW	15kVAr
iC	Industria C	s6	TD2	95kW	30kVAr
iD	Industria D	s6	TD2	80kW	15kVAr
rA	Residência A	s3	TD1	15kW	2kVAr
rB	Residência B	s3	TD1	9kW	2kVAr
rC	Residência C	s4	TD1	15kW	2kVAr
rD	Residência D	s4	TD1	9kW	2kVAr
rE	Residência E	s6	TD2	15kW	2kVAr
rF	Residência F	s6	TD2	9kW	2kVAr
rG	Residência G	s5	TD2	15kW	2kVAr
rH	Residência H	s5	TD2	9kW	2kVAr

Baseado nesse perfil de consumidores foi criado uma modelagem de consume durante o período de 24hs, recurso chamado de *LoadShaping* no OpenDSS® que permite considerar para cada hora a carga instalada e citada na Tabela 1 multiplicada por um fator. Abaixo no gráfico da Figura 2.22 é possível notar o perfil de carga desse alimentador.

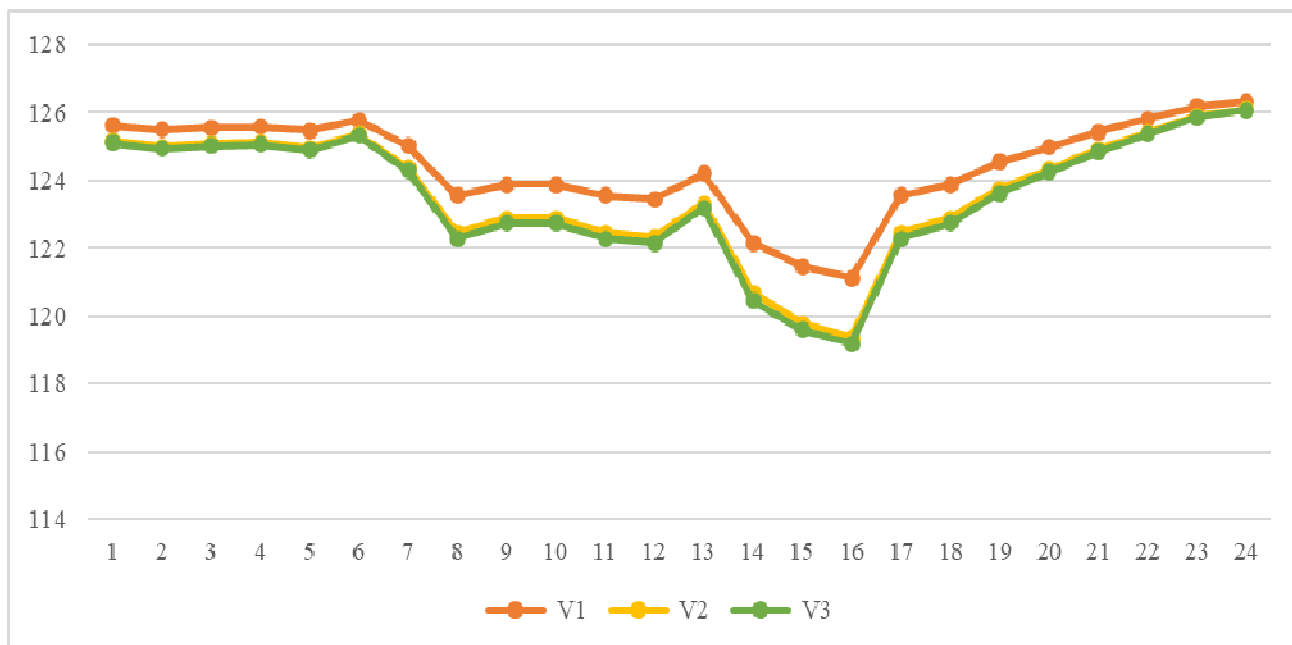
Figura 2.22. Gráfico da modelagem de carga ao longo do dia

Fonte: Próprio autor.

Seguindo o padrão de consumo exposto na figura 2.22, a rede existente possui o seguinte perfil de tensão simulado na barra s3 no período de 24hs.

Tabela 2.2. Perfil de Tensão por horário barra s3 (Simulação OpenDSS®)

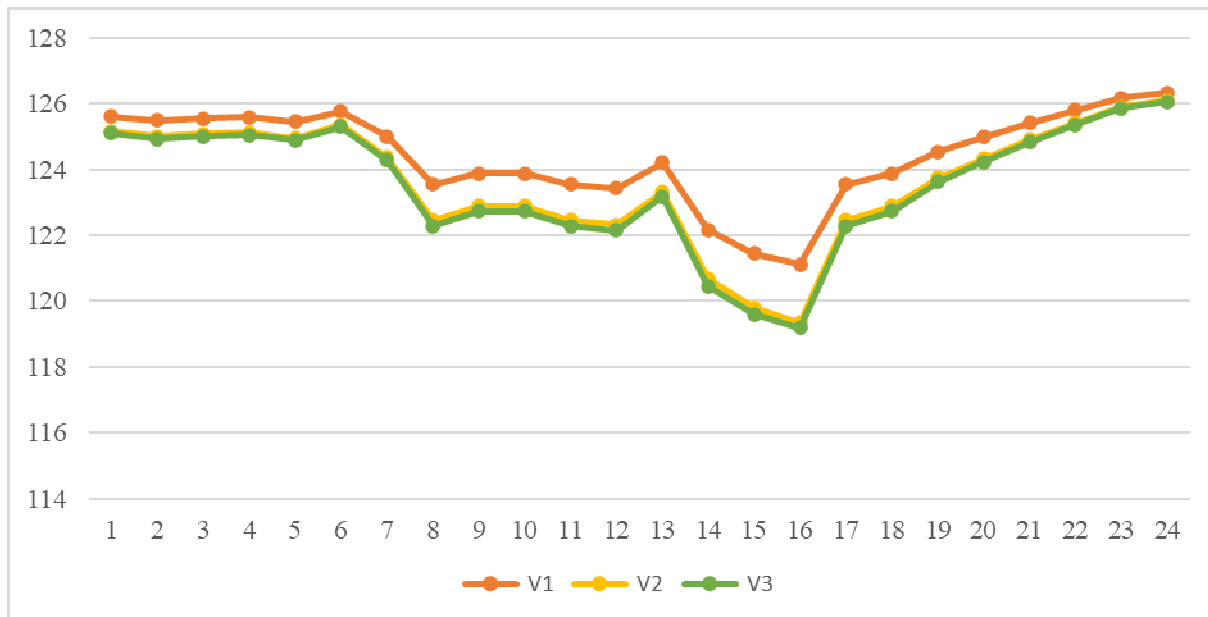
Hora	V1L-n (V)	V1 p.u	V2L-n(V)	V2 p.u	V3L-n(V)	V3 p.u
1	125,616	0,98897	125,164	0,985411	125,099	0,984899
2	125,491	0,987985	125,000	0,98412	124,928	0,983553
3	125,553	0,988474	125,082	0,984765	125,013	0,984222
4	125,585	0,988725	125,123	0,985088	125,056	0,984561
5	125,459	0,987733	124,958	0,983789	124,885	0,983214
6	125,771	0,99019	125,369	0,987025	125,311	0,986568
7	125,016	0,984246	124,377	0,979215	124,282	0,978467
8	123,543	0,972649	122,458	0,964107	122,284	0,962737
9	123,877	0,975278	122,891	0,967516	122,735	0,966288
10	123,877	0,975278	122,891	0,967516	122,735	0,966288
11	123,543	0,972649	122,457	0,964099	122,284	0,962737
12	123,442	0,971854	122,327	0,963075	122,148	0,961666
13	124,207	0,977877	123,320	0,970893	123,183	0,969815
14	122,165	0,961800	120,688	0,950172	120,463	0,948400
15	121,458	0,956234	119,793	0,943125	119,603	0,941629
16	121,127	0,953628	119,351	0,939645	119,183	0,938323
17	123,543	0,972649	122,457	0,964099	122,283	0,962729
18	123,877	0,975278	122,891	0,967516	122,735	0,966288
19	124,533	0,980443	123,746	0,974247	123,625	0,973294
20	124,984	0,983994	124,335	0,978884	124,238	0,978121
21	125,428	0,987489	124,917	0,983466	124,842	0,982876
22	125,803	0,990442	125,410	0,987348	125,354	0,986907
23	126,173	0,993355	125,898	0,99119	125,859	0,990883
24	126,325	0,994551	126,100	0,99278	126,068	0,992528

Figura 2.23. Gráfico de perfil de tensão barra s3 ao longo do dia.

Fonte: Próprio autor

Tabela 2.3. Perfil de Tensão por horário barra s6 (Simulação OpenDSS®)

Hora	V1L-n (V)	V1 p.u	V2L-n(V)	V2 p.u	V3L-n(V)	V3 p.u
1	125,616	0,988970	125,164	0,985411	125,099	0,984899
2	125,491	0,987985	125,000	0,984120	124,928	0,983553
3	125,553	0,988474	125,082	0,984765	125,013	0,984222
4	125,585	0,988725	125,123	0,985088	125,056	0,984561
5	125,459	0,987733	124,958	0,983789	124,885	0,983214
6	125,771	0,990190	125,369	0,987025	125,311	0,986568
7	125,016	0,984246	124,377	0,979215	124,282	0,978467
8	123,543	0,972649	122,458	0,964107	122,284	0,962737
9	123,877	0,975278	122,891	0,967516	122,735	0,966288
10	123,877	0,975278	122,891	0,967516	122,735	0,966288
11	123,543	0,972649	122,457	0,964099	122,284	0,962737
12	123,442	0,971854	122,327	0,963075	122,148	0,961666
13	124,207	0,977877	123,32	0,970893	123,183	0,969815
14	122,165	0,961800	120,688	0,950172	120,463	0,948400
15	121,458	0,956234	119,793	0,943125	119,603	0,941629
16	121,127	0,953628	119,351	0,939645	119,183	0,938323
17	123,543	0,972649	122,457	0,964099	122,283	0,962729
18	123,877	0,975278	122,891	0,967516	122,735	0,966288
19	124,533	0,980443	123,746	0,974247	123,625	0,973294
20	124,984	0,983994	124,335	0,978884	124,238	0,978121
21	125,428	0,987489	124,917	0,983466	124,842	0,982876
22	125,803	0,990442	125,410	0,987348	125,354	0,986907
23	126,173	0,993355	125,898	0,99119	125,859	0,990883
24	126,325	0,994551	126,100	0,99278	126,068	0,992528

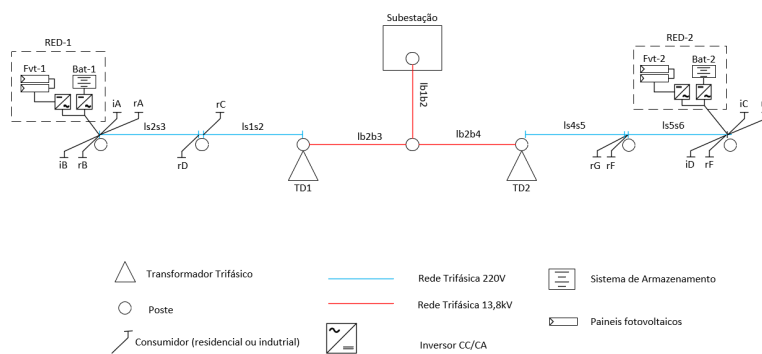
Figura 2.24. Gráfico de perfil de tensão na barra s6 ao longo do dia.

Fonte: Próprio autor.

Como podemos ver a apresentação da Tabela 2.3 e Figura 2.24, para o perfil de carga e configuração existente do alimentador temos níveis de tensão abaixo dos determinados pela regulação vigente (abaixo de 95% e acima de 105%), tema que será explorado no capítulo 3. O resultado para a barra s6 é bem semelhante como podemos observar na tabela 3.

Proposição de RED's nos pontos com tensão inferior a 95%

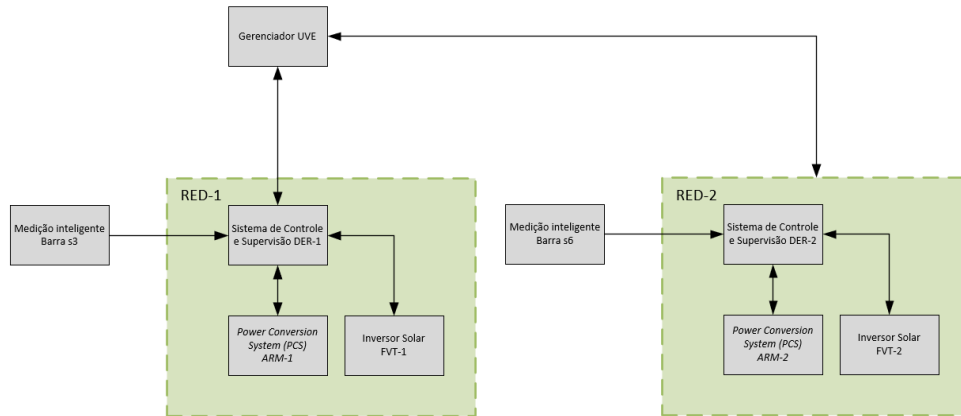
Após resultados apresentados, na simulação, e com o objetivo de provar o conceito de aplicação de uma UVE, foi proposto para esse problema de queda de tensão, 2 RED's compostas por um sistema de armazenamento de 300kVA e 600kWh, e um Sistema fotovoltaico de 100kVA.

Figura 2.25. Configuração do Sistema proposto com RED.

Fonte: Próprio autor.

Na aplicação do conceito de UVE, deve-se considerar a comunicação entre as RED's e o gerenciador da UVE.

Figura 2.26. Configuração da UVE e o mecanismo de operação com os RED's



Fonte: Próprio autor.

Aplicado os conceitos apresentados na figura 2.26, a simulação foi realizada e validado os conceitos apresentados anteriormente.

Tabela 2.4. Perfil de Tensão por horário barra s3 pós RED (Simulação OpenDSS®)

Hora	V1L-n (V)	V1 p.u	V2L-n(V)	V2 p.u	V3L-n(V)	V3 p.u
1	128,992	1,015549	128,870	1,014588	128,690	1,013171
2	128,871	1,014596	128,711	1,013336	128,527	1,011888
3	128,932	1,015076	128,790	1,013958	128,608	1,012525
4	128,962	1,015312	128,830	1,014273	128,649	1,012848
5	128,840	1,014352	128,671	1,013021	128,486	1,011565
6	129,144	1,016745	129,068	1,016147	128,892	1,014761
7	129,468	1,019296	129,261	1,017666	129,433	1,019021
8	128,101	1,008534	127,494	1,003755	127,609	1,00466
9	128,411	1,010974	127,893	1,006896	128,022	1,007912
10	128,412	1,010982	127,893	1,006896	128,022	1,007912
11	128,102	1,008542	127,495	1,003763	127,610	1,004668
12	128,008	1,007802	127,374	1,002810	127,485	1,003684
13	128,719	1,013399	128,289	1,010014	128,431	1,011132
14	128,532	1,011927	127,710	1,005455	128,303	1,010124
15	127,911	1,007038	126,932	0,999330	127,484	1,003676
16	128,418	1,011103	127,407	1,003070	128,195	1,009274
17	128,101	1,008534	127,494	1,003755	127,610	1,004668
18	128,411	1,010974	127,893	1,006896	128,022	1,007912
19	129,017	1,015745	128,678	1,013077	128,832	1,014289
20	128,379	1,010723	128,069	1,008282	127,870	1,006715
21	128,81	1,014116	128,631	1,012706	128,445	1,011242
22	129,174	1,016982	129,107	1,016454	128,933	1,015084
23	128,779	1,013872	128,753	1,013667	128,315	1,010219
24	128,932	1,015076	128,955	1,015257	128,521	1,011840

Figura 2.27. Perfil de Tensão pós instalação de RED na barra s3.

Fonte: Próprio autor.

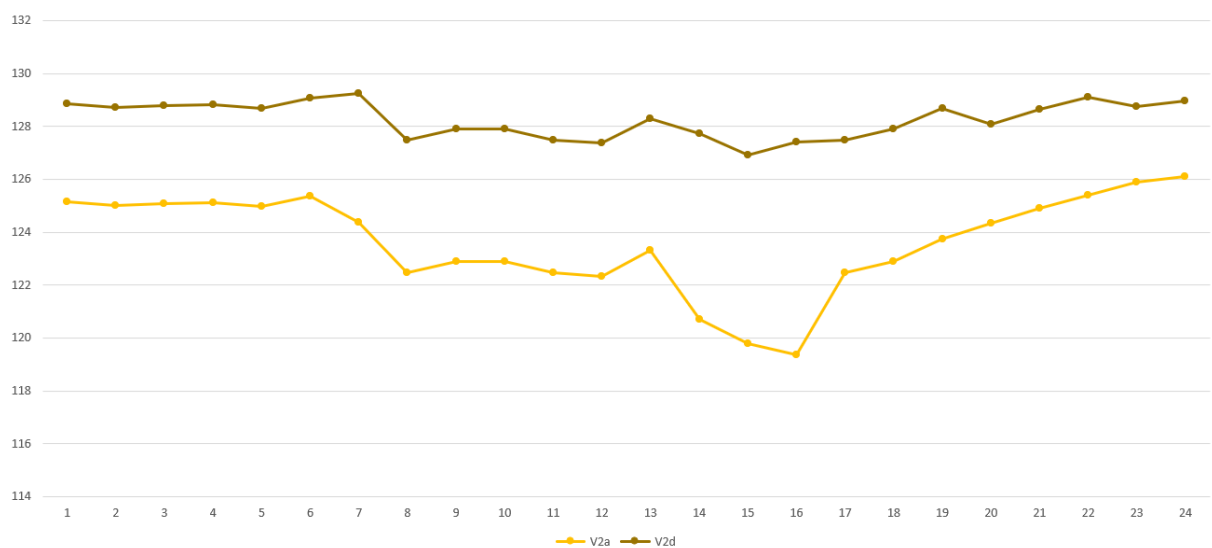
Tabela 2.5. Perfil de Tensão por horário barra s6 pós RED (Simulação OpenDSS®)

Hora	V1L-n (V)	V1 p.u	V2L-n(V)	V2 p.u	V3L-n(V)	V3 p.u
1	128,992	1,015549	128,870	1,014588	128,690	1,013171
2	128,871	1,014596	128,711	1,013336	128,527	1,011888
3	128,932	1,015076	128,790	1,013958	128,608	1,012525
4	128,962	1,015312	128,830	1,014273	128,649	1,012848
5	128,840	1,014352	128,671	1,013021	128,486	1,011565
6	129,144	1,016745	129,068	1,016147	128,892	1,014761
7	128,909	1,014895	128,653	1,012880	128,626	1,012667
8	128,046	1,008101	127,434	1,003283	127,531	1,004046
9	128,411	1,010974	127,893	1,006896	128,022	1,007912
10	128,412	1,010982	127,893	1,006896	128,022	1,007912
11	128,102	1,008542	127,495	1,003763	127,610	1,004668
12	128,008	1,007802	127,374	1,002810	127,485	1,003684
13	128,719	1,013399	128,289	1,010014	128,431	1,011132
14	128,532	1,011927	127,710	1,005455	128,303	1,010124
15	127,911	1,007038	126,932	0,999330	127,484	1,003676
16	128,418	1,011103	127,407	1,003070	128,195	1,009274
17	128,101	1,008534	127,494	1,003755	127,610	1,004668
18	128,411	1,010974	127,893	1,006896	128,022	1,007912
19	128,449	1,011274	128,056	1,008180	128,012	1,007833
20	128,379	1,010723	128,069	1,008282	127,870	1,006715
21	128,810	1,014116	128,631	1,012706	128,445	1,011242
22	129,174	1,016982	129,107	1,016454	128,933	1,015084
23	128,779	1,013872	128,753	1,013667	128,315	1,010219
24	128,932	1,015076	128,955	1,015257	128,521	1,011840

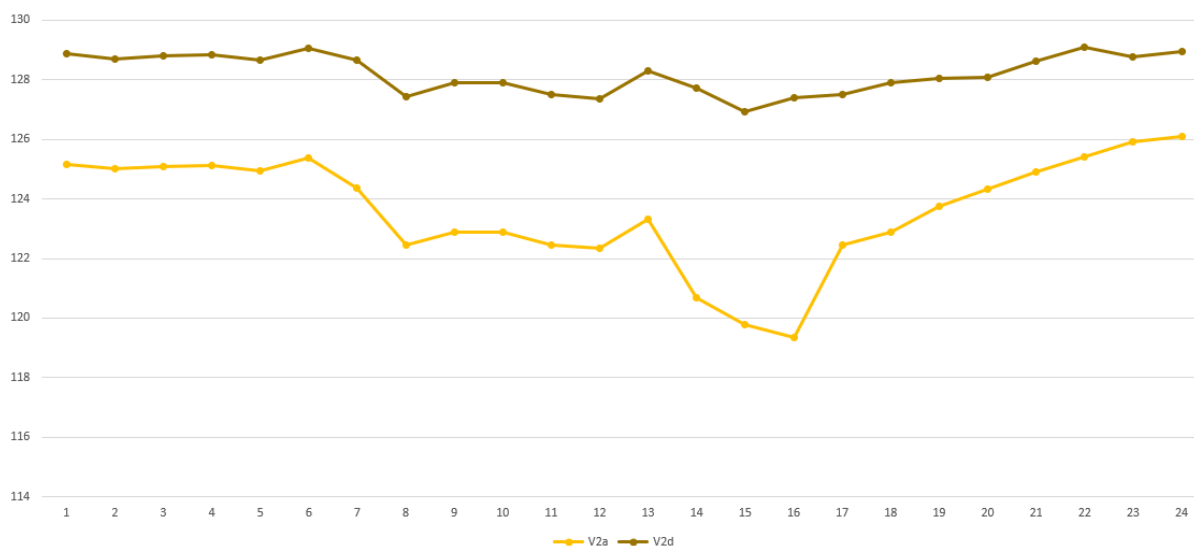
Figura 2.28. Perfil de Tensão pós instalação de RED na barra s6.

Fonte: Próprio autor.

Conforme os dados apresentados nas tabelas 4 e 5 e figuras 27 e 28 podemos perceber que a tensão das extremidades da rede (barra s3 e barra s6) estão acima de 1 p.u, e abaixo de 1,05 p.u, provando que a aplicação da RED (sistema de armazenamento e fotovoltaico) consegue compensar a tensão nos períodos de afundamento de tensão (observados entre o período das 14 às 16). Isso prova que as RED's conseguem agir de forma a evitar as obras de expansão devido afundamentos de tensão ocorridos em algumas partes do dia.

Figura 2.29. Perfil de tensão comparativo antes x depois (barra s3).

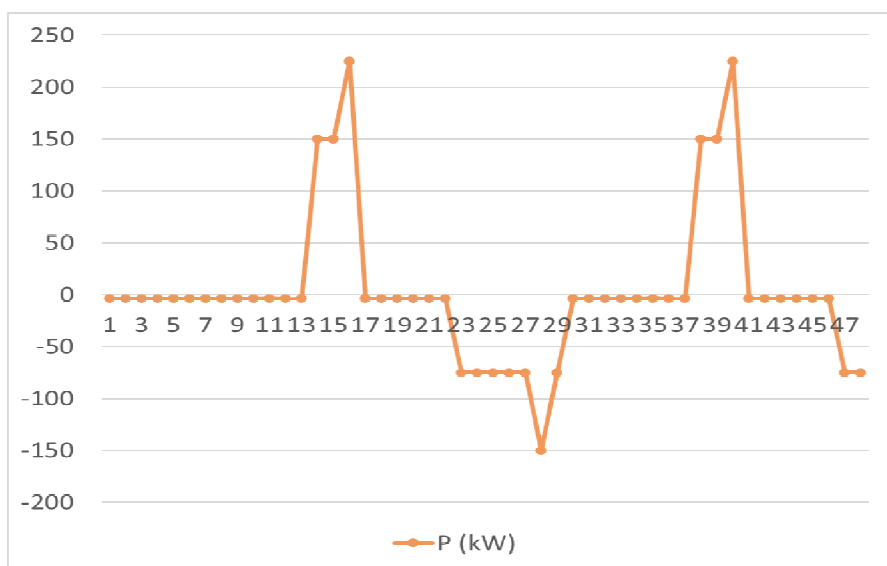
Fonte: Próprio autor.

Figura 2.30. Perfil de tensão comparativo antes x depois (barra s6).

Fonte: Próprio autor.

Possibilidade de uso do armazenamento para *Loadshifting*

Fazendo proveito das simulações, é possível também comprovar que é possível usar o sistema de armazenamento para realizar redução de carga em momentos de picos de consumo. Na simulação foi configurado a periodicidade de carga e descarga do armazenamento, toda essa gestão deve também ser feita pelo gerenciador da UVE. Abaixo podemos ver o perfil de fornecimento de energia armazenada e despachada ao longo do dia.

Figura 2.31. Ciclo de Carga e descarga do armazenamento em 48hs.

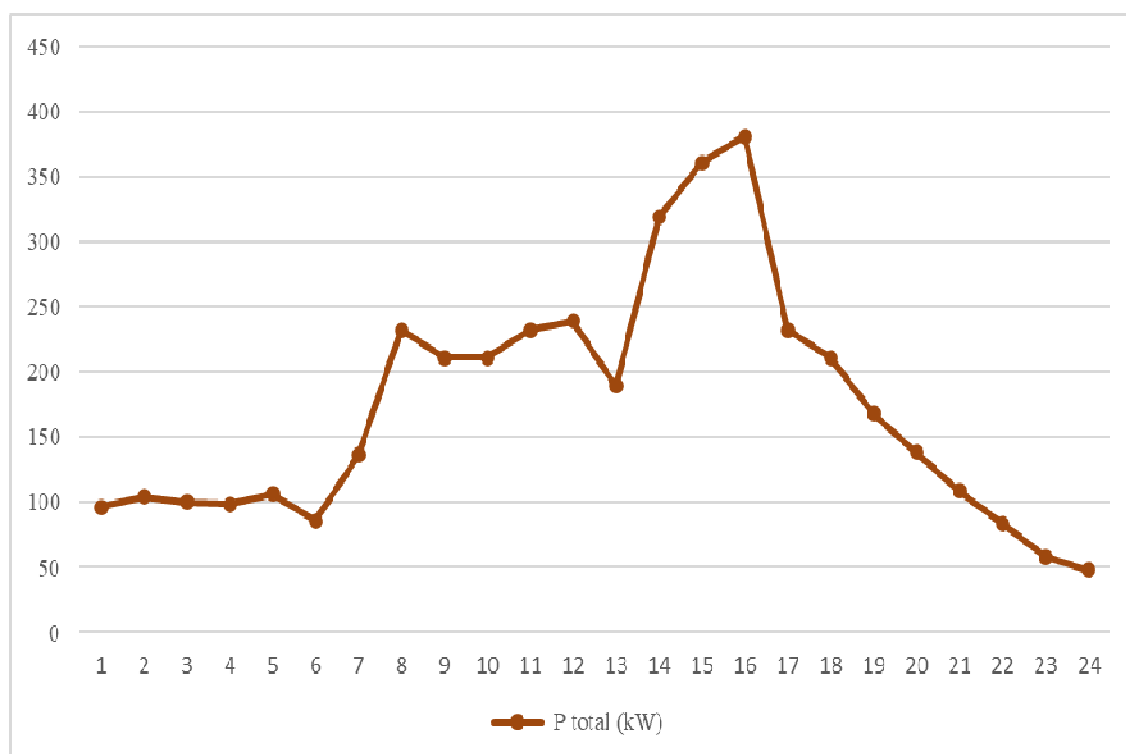
Fonte: Próprio autor.

Uma das funções que uma UVE pode realizar muitos ganhos e futuramente exercer métodos de lucros, é utilizar o sistema de armazenamento para absorver energia gerada por fontes intermitentes em momentos de baixa carga, levando em consideração que a depender do porte do sistema essa energia pode ser até descartada em alguns horários, e usando essa energia armazenada para um momento do dia em que exista escassez de energia e excesso de carga. Na simulação realizada, percebemos um aumento da carga nos horários entre as 14 e 16hs o que leva o transformador entrar em sobrecarga, visto que ele possui a potência nominal de 300kVA. Conforme as Tabela 6 e a Figuras 32 percebemos um aumento considerável no consumo chegando a um carregamento de 127% do transformador.

Tabela 2.6. Perfil de Consumo TD1 (Simulação OpenDSS®)

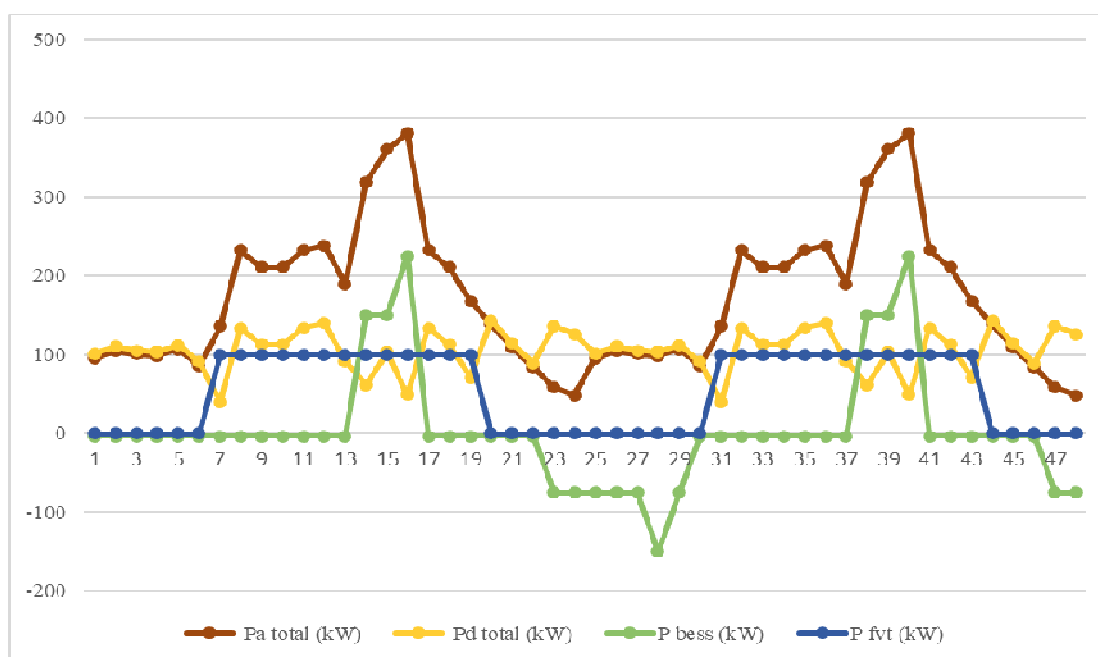
Hora	P(kW)	Q(kVAr)
1	96,10760	24,91056
2	104,5357	27,24397
3	100,3271	26,07605
4	98,2177	25,49266
5	106,6457	27,83187
6	85,59720	22,03362
7	136,2753	36,25159
8	232,5748	65,72240
9	211,0410	58,85440
10	211,0384	58,85260
11	232,5859	65,73050
12	239,0511	67,82430
13	189,5785	52,16630
14	318,9790	94,97430
15	360,9760	110,1329
16	381,1090	117,6333
17	232,6042	65,74660
18	211,0539	58,85850
19	168,1964	45,66320
20	138,4007	36,86770
21	108,7639	28,42432
22	83,48330	21,46032
23	58,32130	14,74130
24	47,86040	12,01428

Como os transformadores TD1 e TD2 são análogos a análise realizada vale par aos dois casos.

Figura 2.32. Consumo do transformador de distribuição TD1.

Fonte: Próprio autor.

Como podemos observar devido o perfil de carga, temos alta demanda entre as 14:00hs e as 16:00hs e baixa demanda entre as 21:00hs e as 06:00hs, devido a esse perfil de consumo a UVE simulada, foi capaz de realizar o armazenamento de energia nos momentos de baixa demanda e despachar o armazenamento nos momentos de alta demanda.

Figura 2.33. Análise de consumo anterior vs geração e despacho vs consumo atual.

Fonte: Próprio autor.

Como podemos observar no gráfico da figura 33 o armazenamento combinado ao sistema fotovoltaico atua reduzindo o consumo do alimentador, tanto no ramo do que deriva em TD1 quanto em o que deriva em TD2. Essa ação além de aliviar a demanda e melhorar a qualidade de tensão, aumenta a vida útil do transformador de distribuição, que trabalhará a menos de 50% da carga. A depender do perfil de consumo, o solar pode também atuar com fonte de carregamento da bateria, sendo essa energia utilizada a posteriormente a depender da necessidade.

Além da possibilidade de uso das RED's para a correção de anomalias em regime permanente, temos a possibilidade de realizar a atuação em anomalias presentes em regimes transitórios com necessidade de respostas mais rápidas, como já explicado no capítulo 2 com a opção de uso do armazenamento para amortecimento de oscilações e suporte a frequência, supressão de flutuação e *low-voltage ride-through*.

3 ASPECTOS REGULATÓRIOS E FINANCEIROS

A distribuição de energia elétrica, é um serviço público de competência da União, que é prestado por concessionárias e permissionárias, denominadas distribuidoras de energia elétrica. A característica das distribuidoras é ser um segmento do setor elétrico dedicado ao fornecimento de energia ao consumidor final e a outros usuários através do rebaixamento de tensão provido pelos sistemas de transmissão.

O sistema de distribuição é constituído pela rede elétrica e pelo esquema de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão sendo os valores de igual valor ou maior do que 69 kV e menor que 230 kV, média tensão com o valor maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV, e por fim baixa tensão sendo valores menores que 2,3 kV (ANEEL, 2022).

A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 define as regras de prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica. Está em vigor desde 3 de janeiro de 2022 e revogando a antiga a Resolução Normativa nº 414/2010 e demais resoluções anteriores sobre o tema. É complementada pelo Prodist. O objetivo da Resolução é firmar os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço, abordando temas como conexão, contratos, tarifa social, medição, faturamento, suspensão, serviço de atendimento (SAC), fornecimento para iluminação pública, ressarcimento de danos, procedimentos irregulares e veículos elétricos.

A Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 determina os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist. Entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022 e revogou as resoluções anteriores sobre o tema. Os procedimentos contidos no Prodist, normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O Prodist é formado pelos seguintes módulos:

- I. Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do Prodist
- II. Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- III. Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
- IV. Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- V. Módulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura
- VI. Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
- VII. Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
- VIII. Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica
- IX. Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
- X. Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório
- XI. Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

No desenvolvimento desse trabalho será discorrido sobre o Módulo 8 do Prodist que possui orientações e indicadores que visam regular a qualidade do fornecimento de energia elétrica, na qual a utilização das UVE's pode prover alternativas na melhoria da qualidade de fornecimento.

Indicadores da qualidade do produto

A Seção 8.1 do Prodist aborda mais a fundo a qualidade do produto energia elétrica: define a terminologias, caracteriza os fenômenos, e principalmente estabelece os indicadores e limites ou valores de referência, além de determinar a metodologia de medição e a gerência das reclamações relacionadas à conformidade de tensão em regime permanente e transitório.

Basicamente os fenômenos associados a qualidade do produto tratados na seção 8.1 são os fenômenos de regime permanente, ou seja, que se estabelecem em um tempo maior, ou fenômenos transitórios, que são variações abruptas na rede elétrica:

Fenômenos de regime permanente:

- I. variações de tensão em regime permanente;
- II. fator de potência;
- III. harmônicos;
- IV. desequilíbrio de tensão;
- V. flutuação de tensão;
- VI. variação de frequência.

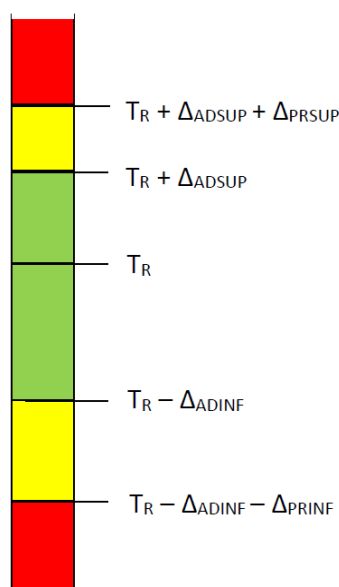
Fenômenos de regime transitório:

- I. variações de tensão de curta duração – VTCD.

Os distribuidores de energia (concessionárias) devem estar em conformidade com a tensão em regime permanente garantindo que a tensão esteja dentro dos padrões em toda a rede de distribuição. Esses padrões são definidos pelo módulo 8 como níveis adequados, precários ou críticos. Segundo o módulo 8, a partir de 1º de janeiro de 2023, distribuidora deve possuir a certificação do processo de medição, coleta dos dados, apuração dos indicadores e das compensações relacionadas à tensão em regime permanente.

Os valores de tensão registrados por medições devem ser comparados à tensão de referência, que deve ser a nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão. Conforme figura 3.1, tem-se um gráfico de barras que representa a diferenciação entre as tensões adequadas, críticas ou precárias.

Figura 3.1. Faixas referências de fornecimento de tensão.



Fonte: PRODIST Modulo 8.

Analisando os termos da Figura 3.1:

- TR: Tensão de Referência;
- Faixa Adequada de Tensão:
 - Intervalo entre $(TR - \Delta ADINF)$ e $(TR + \Delta ADSUP)$;
- Faixas Precárias de Tensão:
 - Tensões no intervalo entre $(TR + \Delta ADSUP)$ e $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$;
 - Tensões intervalo entre $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$ e $(TR - \Delta ADINF)$;
- Faixas Críticas de Tensão:
 - Tensões acima de $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$;
 - Tensões abaixo de $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$.

Nos fornecimentos a tensão deve estar entre 95% e 105% da tensão nominal medida no ponto de entrega.

Para realizar a métrica da penalização em caso de violação dos níveis de tensão, são empregados os indicadores DRP e DRC, sendo respectivamente; Duração relativa da transgressão de tensão precária e Duração relativa da transgressão de tensão crítica. Para a composição dos indicadores individuais deve-se considerar o registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas. Realizado a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados os indicadores DRP e DRC.

Equação 3.1 Cálculo da duração relativa de transgressão de tensão precária.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 [\%]$$

Equação 3.2 Cálculo da duração relativa de transgressão de tensão crítica.

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 [\%]$$

Sendo nlp , o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária e nlc o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

Os indicadores coletivos de tensão em regime permanente são o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica – ICC, a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente – DRPE e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente – DRCE. Os limites para os indicadores individuais de tensão em regime permanente são os seguintes:

- DRP limite = 3%
- DRC limite = 0,5%

Caso haja violação a distribuidora deve compensar os titulares das unidades consumidoras que, de acordo com as medições, estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP o DRC, assim como os titulares das unidades consumidoras atendidas pelo mesmo ponto de conexão. O cálculo da compensação é realizado conforme abaixo:

Equação 3.3 Cálculo da de compensação por transgressão de tensão

$$\text{Compensação} = \left[\left(\frac{DRP - DRP \text{ limite}}{100} \right) \times k1 + \left(\frac{DRC - DRC \text{ limite}}{100} \right) \times k2 \right] \times EUSD$$

Considerando as seguintes premissas:

- $k1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;
- $k1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;
- $k2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;
- $k2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;
- $k2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;
- $k2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;
- DRP = valor do DRP expresso em percentual, apurado na última medição;
- DRP limite = 3%;
- DRC = valor do DRC expresso em percentual, apurado na última medição;
- DRC limite = 0,5%; e
- EUSD = valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última.

Conforme escrito no Módulo 8, o valor da compensação deve ser creditado na fatura emitida no prazo máximo de 2 meses subsequentes ao mês civil de referência da última medição que constatou a violação.

Assim como a tensão, dentro do raciocínio aplica-se também no módulo 8 as variações de frequência que devem operar entre 59,9Hz e 60,1Hz considerando o SIN (Sistema Interligado Nacional) sendo considerados distúrbios variações superiores ou inferiores na ordem de 500mHz no período de 30 segundos.

Como podemos observar as transgressões de tensão podem acarretar prejuízo ao faturamento de concessionárias de energia, esse dilema oferece a concessionarias a decisão de

reforçar a rede (aumentando bitola dos condutores) e com instalação de novos transformadores para que melhorarão de forma significativa o nível de tensão nos pontos de conexão.

Uma alternativa é analisar a proposta que essa pesquisa se propõe, considerando os períodos com problemas de fornecimento de tensão, planejar o sistema com RED's instalados em pontos estratégicos objetivando a compensação de tensão em regime permanente, flutuações de tensão e até em VTCD (Variações de tensão de curta duração) nos casos de regimes transitórios. Além do suporte de tensão e frequência, a qualidade da rede também pode ser melhorada através da correção do fator de potência e controle de potência ativa em pontos estratégicos, visto que o PCS do BESS consegue interagir com o sistema de distribuição fornecendo esses serviços.

Apesar de estar dentro do Módulo 8, não será abordado nessa pesquisa a qualidade de fornecimento do serviço de energia, apesar das UVE's poderem cumprir o papel de gerenciador do sistema de uma forma global e resolverem problemas de continuidade de fornecimento

3.1 Transgressões das concessionárias

Conforme tratado no item anterior, as penalizações por tensões fora dos valores de referência e admissíveis, são caracterizadas por penalizações por tensões precárias, representadas pelo indicador DRCE (Duração Relativa de Tensão Crítica Equivalente) e DRPE (Duração de Relativa de Tensão Precária Equivalente) .

As penalizações envolvem a compensação as unidades consumidoras que estão dentro da área onde os pontos de conexão estão dentro dos níveis de violação. Dentro do site ANEEL é possível encontrar a base de dados com todos os dados históricos dos indicadores por concessionária. Para ilustrar a pesquisa foram coletados os dados contidos na tabela 3.1, representando o ano, o resultado do indicador, a quantidade de compensações pagas no ano, bem como o valor em reais.

Tabela 3.1. Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente CEMIG-D

Ano	DRCE	DRPE	Quantidade de compensações pagas	Valor das Compensações pagas
2010	0,02	0,44	0	R\$ 0,00
2011	0,01	0,17	25622	R\$ 2.141.788,03
2012	0,01	0,37	22065	R\$ 3.202.313,80
2013	0,01	0,17	30134	R\$ 1.645.082,24
2014	0,00	0,13	37423	R\$ 1.323.322,59
2015	0,01	0,16	46090	R\$ 2.115.476,30
2016	0,01	0,20	53685	R\$ 4.086.880,54
2017	0,00	0,16	58671	R\$ 3.841.887,60
2018	0,00	0,15	40882	R\$ 3.815.733,62
2019	0,00	0,12	42586	R\$ 4.968.930,54
2020	0,00	0,10	42250	R\$ 4.607.304,81
Total				R\$ 31.748.720,07

Quando os valores são corrigidos, baseando-se nas taxas de juros histórica dos anos em que houve as compensações. Vide tabela 3.2.

Tabela 3.2. Valores pagos considerando as taxas de juros ao longo dos anos

Ano	SELIC	DRPE	Valor Pago das Compensações	Valor Acumulado e Corrigido
2010	9,78%	0,44	R\$ 0,00	R\$ 0,00
2011	11,62%	0,17	R\$ 2.141.788,03	R\$ 2.351.254,90
2012	8,49%	0,37	R\$ 3.202.313,80	R\$ 5.826.784,52
2013	8,22%	0,17	R\$ 1.645.082,24	R\$ 7.966.560,76
2014	10,90%	0,13	R\$ 1.323.322,59	R\$ 9.944.734,65
2015	13,27%	0,16	R\$ 2.115.476,30	R\$ 13.144.187,03
2016	14,02%	0,20	R\$ 4.086.880,54	R\$ 18.975.301,18
2017	9,94%	0,16	R\$ 3.841.887,60	R\$ 25.477.526,01
2018	6,43%	0,15	R\$ 3.815.733,62	R\$ 31.825.725,72
2019	5,96%	0,12	R\$ 4.968.930,54	R\$ 38.841.050,42
2020	2,76%	0,10	R\$ 4.607.304,81	R\$ 45.763.281,83

Para solucionar os problemas de tensão geralmente a solução convencional é a instalação de mais transformadores, redistribuição do alimentador, troca de cabos para cabos de maior seção. No entanto por muitas vezes uma obra de expansão complexa é criada para atender apenas desvios de tensão de média duração durante o dia.

3.2 Uso dos RED's como *business*

É importante ressaltar que para assuntos de serviços ancilares atualmente temos a Resolução Normativa 1030 de 26 de julho de 2022, que consolida os atos regulatórios relacionados ao programa da resposta da demanda; à prestação de serviços ancilares

A importância da evolução dessa normativa pode ser uma boa justificativa para utilização de RED's no sistema elétrico visto que podemos usar a energia armazenada para ser resposta a demanda, através da flexibilização de compra e venda de energia via PLD horário, pode-se comprar e vender energia em horários estratégicos, e a prestação de serviços ancilares pode ser valorada a fim de remunerar o agente que investiu o ativo para melhoria da rede.

Tendo em vista que além do cenário de “prevenção” de multas, o uso dos RED's pode ser aplicáveis a ganhos reais, diminuindo consideravelmente o *payback* do investimento. Outro ponto a se salientar é que durante a elaboração desse trabalho, tramita o PL414 (projeto de lei) que tem finalidade de trazer de forma mais detalhada a modernização do setor elétrico. Tem alvo o aprimoramento do modelo regulatório e comercial do setor elétrico visando a expansão do mercado livre.

A evolução regulatória é um passo muito importante para o fomento do uso dos RED's, visto que quanto maiores forem as possibilidades de compra e venda de energia através de mercados regulados, maiores serão as probabilidades de ganhos reais com instalações de pequenas usinas.

3.3 Experiências regulatórias e mercadológicas na Alemanha

Um dos países que serve de referencial técnico, regulatório e mercadológico para o uso de UVE's, é a Alemanha. Segundo artigo publicado por CHUGH, G., e col (2019), para se realizar a operação de um sistema de energia de maneira segura, são necessários os chamados serviços ancilares realizando a manutenção da estabilidade de frequência e tensão, a restauração do fornecimento e operações do sistema, e gestão do congestionamento de rede.

Estabilidade de Frequência

Para se realizar o suporte a frequência a regulação obriga os geradores o suporte ao sistema de energia sob condições específicas, como sobre frequência, quando os ativos oriundos de recursos energéticos distribuídos (RED's) é reduzida de forma a levar a frequência do sistema em 50,2Hz.

Estabilidade de Tensão

O outro critério de estabilidade do sistema de potência citado no artigo, é a estabilidade da tensão. A variabilidade da tensão depende de muitos fatores, normalmente os dispositivos usados para manter as tensões em níveis nominais são os geradores síncronos e equipamentos de rede, como compensadores de potência reativa ou comutadores transformadores, no formato convencional. No entanto, os REDs são também demandados de forma a apoiar as variações de tensão.

Gestão de congestionamento

O último serviço auxiliar na Alemanha é o gerenciamento de congestionamento, nesse modelo o operador do sistema nacional de transmissão está autorizado a despachar energia em usinas, em nós de rede específicos, com o objetivo de evitar uma sobrecarga na infraestrutura existente de rede. Isso ocorre devido a consumos fora do padrão pelos usuários, devido questões operacionais. Como todas essas mudanças de operação demandam desvios nos agendamentos de despachos, elas resultam em compensação financeira por parte dos consumidores que causaram o congestionamento de rede em horários não programados.

Mercado energético na Alemanha

O mercado de eletricidade da Alemanha é baseado em um sistema de zona de preço único. Isso significa que para cada participantes na comercialização de energia, que participa no mercado alemão, é aplicado o mesmo preço de compensação em todo território geográfico do país.

Para fazer parte do processo de *trade* de energia de energia, existem comercializadoras como a *European Power Exchange (EPEX)* ou *Nord Pool*, que fornecem plataformas de negociação transparentes e organizadas com diversas centrais geradoras. Toda essa flexibilidade fornece a possibilidade de negociar diversos tipos de produtos como:

- **O “mercado futuro”**, permite que produtos de longo prazo sejam realizados anos antes do prazo acordado de entrega. Seu produto mais popular é o “*baseload future*”, uma entrega de hora em hora para um ano inteiro específico.
- **Dayahead** que termina um dia antes da entrega, semelhante ao mercado futuro, denominado “*mercado dayahead*”, é caracterizado pela maior liquidez, ou seja, maior volume de negociação e maior número de participantes. A energia é negociada aqui para cada hora do dia correspondente a hora de entrega. Assim, as previsões de demanda e geração para o dia seguinte são a principal fonte de informação para comerciantes.
- **After Market**, garante que as partes comerciais podem participar no “mercado intradiário”.

Além do processo de câmbio fortemente regulamentado e transparente, existe um segundo acesso ao mercado, o mercado de balcão. Nesse mercado são negociados acordos bilaterais de entrega de energia. Normalmente, também atua nas bolsas de energia, onde os corretores adquirem o processo de negociação entre as partes. O nível de preço da negociação é geralmente orientado para os preços transparentes da “bolsa de energia”.

No contexto das energias renováveis e da sua integração no mercado, o instrumento alemão de marketing deve ser reconhecido. Desde a Lei Alemã de Fontes de Energia Renovável de 2014 (Lei *RES*, “*Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG*”) todas as RED’s devem vender diretamente sua energia produzida no mercado). Somente instalações com menos de 100 kW estão isentos deste regulamento.

Com os ganhos na bolsa de energia, adicionais ganhos recebidos de provisões de flexibilidade, como o mercado de reserva de controle, e combinados com uma remuneração fixa o que é chamando na Alemanha de prêmio de mercado (“*Marktprämie*”).

É comum que um operador de RED atribuir um agregador de mercado para a comercialização da energia gerada em seu nome.

3.3 Aspectos Financeiros

Apesar de não ser o foco do trabalho, a análise dos custos de implementação não pode ser deixada de lado. A tecnologia disruptiva do armazenamento é o que se apresenta como o custo mais elevado devido as novas tecnologias implementadas. Analisando os custos estudados por Cole (2021), em que foram descritos o desenvolvimento de projeções de custo e desempenho para sistemas de baterias de íons de lítio, com foco em sistemas de duração de 4 horas. As projeções realizadas foram desenvolvidas a partir de uma análise de publicações recentes que consideram os custos de armazenamento para utilização em escala de aplicação em concessionárias e indústrias. Os valores estudados compreendem US\$345,00/kWh, com projeções para 2050 com os valores de US\$248,00/kWh.

Nesse contexto o sistema projetado para simulação do capítulo 2 (os dois sistemas de armazenamentos 1200kWh) custaria US\$414.000,00, que convertidos em valores atuais (dólar a R\$5,00) R\$2.070.000,00. Acrescidos desse valor é necessário citar todos os encargos tributários que elevam esse valor praticamente ao dobro.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Resultados das análises técnicas

Como solução técnica a UVE tende a ser um recurso inteligente e uma alternativa interessante no aspecto de resolução de problemas complexos como suporte de tensão, suporte a frequência, resposta em demanda, Loadshifting. A estratégia de ter todo o sistema concentrado para um despacho ótimo, mediante a condições climáticas e dados operacionais, pode gerar uma flexibilidade, e evitar que grandes obras de geração sejam criadas, oferecendo maior flexibilidade para o planejamento elétrico em baixa tensão, média e até mesmo em alta tensão. Durante a pesquisa, observou-se que o uso do sistema de armazenamento é o que traz a maior flexibilidade, inclusive preparando o sistema para cenários onde o preço da energia possa ser comercializado no modo *real-time*.

4.1.1 Resultados da análise regulatória

Do ponto de vista regulatório observa-se que ainda existe necessidade de evolução no sentido de remuneração a serviços ancilares e precificação da energia em tempo real combinada a termos de compra e venda pelos agentes que fazem o investimento no sistema de armazenamento principalmente. No entanto, considerando a regulação vigente e o PRODIST Módulo 8, podemos dizer que usar as UVE's pode ser uma grande solução para tratamento da qualidade da energia entregue e melhoria no serviço de energia elétrica prestado ao consumidor.

4.1.2 Resultados da análise financeira

No prisma financeiro, vemos o “calcanhar de quiles” da solução dos RED's principalmente quando se faz uso do sistema de armazenamento, que segundo a pesquisa é o ator que dará a maior flexibilidade ao sistema completo da UVE. Como já citado no capítulo 3, existem desafios financeiros devido a tecnologia ser produzida fora do país, e portanto, dolarizada e exposta a tributações internas e tributações de exportação, o que encarece muito a solução.

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou o conceito de usinas virtuais de energia com o foco em armazenamento combinados com energia solar fotovoltaica, para a pesquisa foram utilizados livros acadêmicos que discorriam sobre o tema, bem como *software OpenDSS®* de simulação para atestar a capacidade sistêmica proposta pelos sistemas das RED's.

As tecnologias disruptivas propostas no trabalho foram o destaque, visto que podemos observar o quanto os recursos descentralizados podem ser utilizados de forma a melhorar a qualidade de energia e servir como recurso para postergar investimentos em infraestrutura convencional como ampliação de alimentadores, rearranjos de alimentadores, troca de cabos, instalação de novas subestações, instalação de novos transformadores. Outro ponto interessante é a possibilidade de usar o investimento em recursos descentralizados com a finalidade de se suprir a energia em determinados períodos, servindo como um sistema de resposta a demanda, ou até mesmo tendo a possibilidade de armazenar energias geradas de forma intermitentes a custo baixo, comercializando a preços maiores, em um futuro em que a regulação permitir ações dessa natureza.

Durante o trabalho, foi possível observar também alguns contras, que são as tecnologias que possuem média duração (15 anos para sistemas de armazenamento e 25 anos para os sistemas fotovoltaicos), o que pode ser contornado a depender de novas tecnologias como as baterias de fluxo, que já são uma realidade. Os outros pontos negativos que se apresentam são custos de aquisição, tributação e regulação. Sobre os custos a pesquisa nos trouxe a informação de que ainda são muito caros, devido a produção ser realizada na maior parte fora do país ou com itens de manufatura quem vem de fora do país, e que, portanto, são “dolarizados”. A tributação também se torna um vilão quando o assunto é aquisição de baterias, visto que como se trata de equipamentos que vem do exterior e possuem um alto custo, os impostos que incidem sobre eles acabam por encarecer o investimento. E por fim a regulação que ainda não está preparada para as diversas funcionalidades que os sistemas de armazenamento podem oferecer.

Tendo uma visão holística de todo o trabalho, as UVE's podem e devem ser utilizadas, mas que deve ser realizadas profundas análises financeiras e regulatória para se entender o custo-benefício de cada caso. E com certeza após implementações de casos, a regulação deve se readequar de modo a criar possibilidades para o fomento da tecnologia no cenário nacional e políticas governamentais devem trazer incentivos tanto para desenvolvimentos de tecnologias nacionais bem como incentivos fiscais.

REFERÊNCIAS

AGUIAR, F., **Estudo para aplicação de usinas virtuais de energia no Brasil**, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2022

ANEEL, **Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente**, Disponível em:< <https://www2.aneel.gov.br>> Acesso em 24 set. 2022.

ANEEL, **Compensação de Continuidade**, Disponível em:< <https://www2.aneel.gov.br>> Acesso em 24 set. 2022.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 1030, de 26 de agosto de 2022**. Prestação de Serviços Ancilares. [S. l.], 26 ago. 2022.

BARINGO, L., RAHIMIYAN, M., **Virtual Power Plants and Electricity Markets Decision Making Under Uncertainty**, Springer Nature Switzerland AG, 2020. p.1-2.

CHAVES, F. D. M. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos**, Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós-graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, 2009. p. 4.

CHUGH, G., SINGH, P., DWIVEDI, S., MACKENSEN, R., LIEBEHENTZE, S. e col. **Opportunities for Virtual Power Plants in India**, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2019. p.72-74.

COLE, W., e col. **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update**, National Renewable Energy Laboratory, 2021

DADOS de **Irradiância solar em Santa Isabel de Minas-MG**. [S. l.], 17 ago. 2022. Disponível em:<https://globalsolaratlas.info/map?c=-14.093957,-55.964355,6&s=-15.813396,-45.021973&m=site>. Acesso em: 17 ago. 2022.

DIAZ, F., SUMPER, A, GOMIS-BELLMUNT, O. **Energy storage in power systems**, John Wiley & Sons, Inc., 2016. p.209-260.

GRIFFIN, T., TOMSOVIC K., LAW A. **Placement of dispersed generations systems for reduced losses**, 33rd Hawaii International Conference on System Sciences, 2000. p. 8.

PAIXÃO, J. **Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza**, Instituto acende brasil, 2014. p.2-4.

PRZEMYSŁAW, K., PIO, L., **Electric Energy Storage Systems Flexibility Options for Smart Grids**, Springer-Verlag GmbH Germany, 2017. p. 9-13.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. Monografia (Graduação) — Universidade de São Paulo- USP, São Paulo, 2015. p. 27-53.

RUFER, A., **Energy Storage Systems and Components**, Taylor & Francis Group, 2018. p.54-104.

TOLEDO, F., **Smart Metering Handbook**, PennWell Corporation, 2013. p. 6-23.

YAHYAOU, I., **Advances in Renewable Energies and Power Technologies Volume 1 Solar and Wind Energies**. University Carlos III of Madrid, Spain, p. 41-46, 2018.

ZHONG, Q., HORNIK, T., **Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration**, A John Wiley & Sons, Ltd., Publication Reino Unido, 2013. p. 53-54.