

CAPÍTULO 1

Conceitos gerais

1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nas últimas décadas, a desregulamentação da indústria de energia elétrica tem levado a mudanças profundas em suas configurações de mercado. Nesse sentido, o alvo principal tem sido buscar um ambiente competitivo, inovador e voltado para os consumidores. Tal contexto enfatiza, portanto, a confiabilidade, o aumento na eficiência energética, a preservação ambiental e a prestação de serviços que atendam a outras necessidades da comunidade em geral.

As melhorias tecnológicas ocorridas na produção em menor escala, considerando fontes tradicionais como a térmica e a hídrica, além de meios alternativos como a eólica e fotovoltaica, têm proporcionado um recurso concreto para o suprimento da crescente demanda por energia elétrica, efetuando-se a geração próxima aos pontos de consumo final. Esses sistemas têm sido denominados genericamente geração distribuída (GD) e configuram um modelo complementar ou alternativo ao das grandes centrais de potência no suprimento de energia elétrica.

Existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída, como é enunciado em El-Kjattan e Salama (2004). Segundo Ackermann, Andersson e Soder (2001), por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. Nessa definição, a potência instalada não é considerada relevante para sua caracterização. Essa mesma referência divide a geração distribuída em função da potência em micro

(até 5 kW), pequena (de 5 kW a 5 MW), média (de 5 MW a 50 MW) e grande (de 50 MW a 300 MW), valores que consideram a realidade americana.

De acordo com Severino (2008), as GD são caracterizadas como usinas de pequeno porte ou pequenas o suficiente para serem conectadas ao sistema de distribuição em vez da rede de transmissão. Porém, esse conceito pode variar bastante entre países, podendo ser despachada segundo as mesmas regras de uma geração centralizada. O autor dita ainda que, em alguns locais, uma central de GD não deve exceder o tamanho de 10 MW, enquanto em outros, esse valor deve ser menor que 30 MW ou até mesmo de 300 MW, desde que atenda a outras exigências.

Lora e Haddad (2006) e Trigos *et al.* (2008) ditam que a localização da GD é definida como conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor. Considera-se ainda o caso em que a GD pode ser conectada diretamente à rede de transmissão, situação em que a unidade de produção esteja diretamente ligada a uma indústria. Trigos *et al.* (2008) sugerem ainda as seguintes distinções:

- Micro GD: sistemas com potência inferior a 10 kW.
- Pequena GD: sistemas com potência entre 10 e 500 kW.
- Média GD: sistemas com potência entre 500 kW e 5 MW.
- Grande GD: sistemas com potência entre 5 e 100 MW.

Outras definições, independentemente da capacidade instalada, têm sido adotadas, de acordo com Malfa (2002). Segundo o Conseil International des Grands Réseaux Electriques (Cigre), geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada. Para o Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor.

Já Turkson e Wohlgemuth (2001) definem GD como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos. Willis; Scott (2000) definem GD como um caso particular de produção de energia elétrica, aplicada diretamente ao sistema de distribuição, com potências na faixa de 10 kW a 250 kW.

Para o caso do Brasil, segundo Severino (2008), a GD é considerada uma fonte de energia elétrica alimentando uma instalação isolada ou conectada diretamente à rede de distribuição, ou ainda no lado do consumidor conectado à rede de transmissão, desde que ela não possa ser considerada pertencente à geração centralizada. Essa

definição é também registrada no Decreto nº 5.163/2004 (Brasil, 2004), que considera GD como aquela conectada diretamente ao sistema de distribuição, de acordo com as seguintes condições:

- Hidrelétricas com capacidade inferior a 30MW.
- Termelétrica, inclusive cogeração, com eficiência energética superior a 75%.
- Os casos de empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética das termelétricas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio de seus Procedimentos de Distribuição (Prodist), estabelece GD como “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS” (Aneel, 2011). Esse mesmo órgão determina a relação entre as faixas de potência da unidade de GD e os níveis de tensão considerados, de acordo com as Tabelas 1.1 e 1.2 (Aneel, 2012).

Tabela 1.1 Tensões nominais padronizadas do sistema de distribuição brasileiro

Classificação do nível de tensão	Tipo do sistema	Tensão nominal (V)
Baixa tensão	Monofásico	254 / 127
		440 / 220
	Trifásico	220 / 127
		380 / 220
Média tensão	Trifásico	13.800
		34.500
Alta tensão	Trifásico	69.000
		138.000

Fonte: adaptada de Aneel, 2012.

Tabela 1.2 Níveis de tensão para conexão de centrais de geração distribuída

Potência instalada	Níveis de tensão de conexão
Menor que 10 kW	Baixa tensão (monofásico)
De 10 a 75 kW	Baixa tensão (trifásico)
De 76 a 150 kW	Baixa tensão (trifásico)/média tensão
De 151 a 500 kW	Baixa tensão (trifásico)/média tensão

Tabela 1.2 Níveis de tensão para conexão de centrais de geração distribuída

Potência instalada	Níveis de tensão de conexão
De 501 kW a 10 MW	Média tensão/alta tensão
De 11 a 30 MW	Média tensão/alta tensão
Maior que 30 MW	Alta tensão

Fonte: adaptada de Aneel, 2012.

Como pode ser visto, não é uma tarefa simples um acordo na definição do que constitui de fato a GD e de como ela difere da geração convencional ou centralizada. A única conclusão, em geral, é que esse tipo de geração está conectado à rede de distribuição ou subtransmissão da concessionária de energia.

Na literatura disponível, há também propostas de definição da GD em função de parâmetros técnicos, como níveis de tensão, capacidade de geração, tecnologia empregada, modo de operação, área de atendimento dos consumidores etc. No entanto, fatores limitadores como dificuldades operativas, de planejamento, regulatórias e outros empecilhos acabam impedindo que seja adotada uma definição mais simplista e restritiva.

1.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

As redes de energia elétrica, em sua concepção original, são projetadas levando-se em consideração a unidirecionalidade do fluxo de potência, ou seja, a energia deve fluir da geração para a distribuição, ou da fonte para as cargas. Muitas vezes, considera-se a fonte um ponto de referência do qual a energia é fornecida. Uma subestação pode ser considerada uma fonte para referencial em estudos e pesquisas.

No entanto, com o surgimento, o desenvolvimento tecnológico e a possibilidade da inserção, de maneira distribuída, de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis de energia, a característica unidirecional do fluxo de potência das redes tem se alterado. Com a geração e a injeção de energia elétrica por meio dos consumidores nas redes de distribuição, o fluxo agora se torna bidirecional, ou seja, fonte para carga e carga para fonte.

Tem-se, então, um novo agente atuando nos sistemas de distribuição de energia elétrica: os consumidores que geram sua própria energia, chamados em alguns casos de prossumidores (produtores e consumidores).

Esses prossumidores assumem um papel importante no desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, uma vez que eles têm alterado as características elétricas dos sistemas. Podemos citar como exemplo a volatilidade da geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos e eólicos.

Uma vez que esses tipos de sistemas de geração se utilizam da irradiação solar e da velocidade dos ventos, verificam-se variações na energia gerada quando algum sombreamento ocorre nas placas solares fotovoltaicas ou quando a velocidade do vento varia, variando também a velocidade de rotação das turbinas eólicas.

Além dos exemplos supracitados, o perfil de geração fotovoltaico e de demanda de consumidores residenciais não coincide. Como pode ser visto na Figura 1.1, quando a geração fotovoltaica se encontra no seu máximo, 14 horas, por exemplo, a demanda residencial se encontra baixa. Essa demanda baixa se explica pelo fato de que os consumidores residenciais estão em atividades fora de casa e, portanto, somente cargas em standby ou refrigeradores estão ligados. A Figura 1.1 mostra as demandas residenciais e a geração fotovoltaica com baixa penetração em um sistema de distribuição teste.

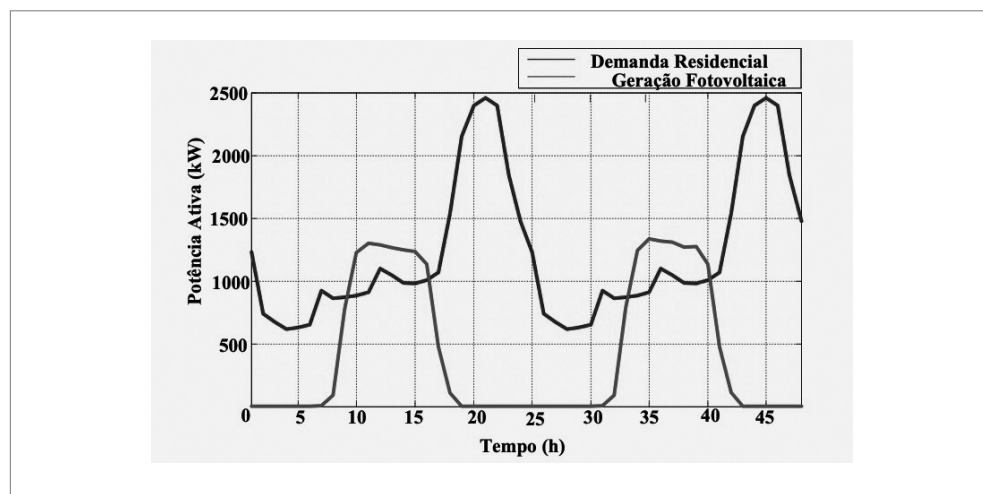


Figura 1.1 Demanda e potência ativa versus geração fotovoltaica em um sistema teste.

Fonte: elaborada pelo autor.

Existe, então, um excedente de geração sendo injetado na rede e não sendo consumido. Entre as consequências desse caso, podemos citar:

- Aumento das perdas por efeito joule no sistema.
- Elevação no nível de tensão do sistema.
- Variações de frequência.

Já para a geração eólica, as variações podem vir a ser mais acentuadas, conforme mostra a Figura 1.2, provocando os mesmos problemas encontrados na geração fotovoltaica.

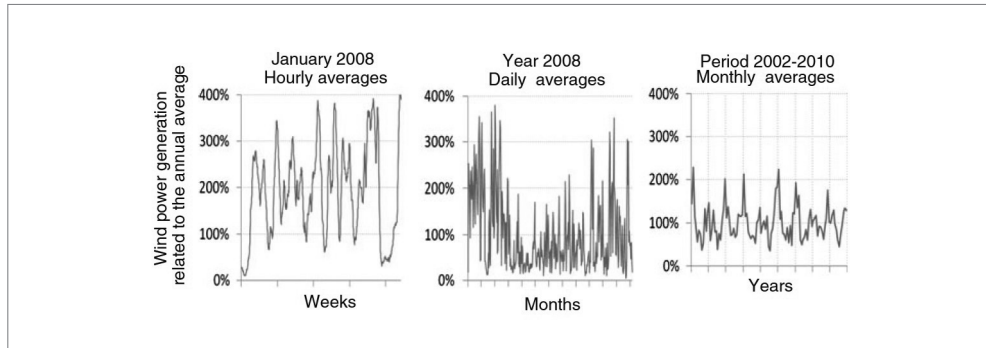


Figura 1.2 Volatilidade da geração eólica.

Fonte: Buchholz, 2014.

De acordo com os problemas citados, temos alterações nos padrões dos parâmetros de energia elétrica relacionados à qualidade da energia elétrica.

Dessa maneira, podemos dizer que as redes elétricas inteligentes são redes que, diante da integralização da geração distribuída por meio de fontes renováveis de energia, são capazes de melhorar os parâmetros dos sistemas elétricos de maneira confiável, segura, eficiente e sustentável, atendendo tanto as necessidades dos consumidores quanto das companhias de eletricidade.

Outra definição interessante é a de que as redes inteligentes (SG, do inglês smart grids) serão inteligentes se forem capazes de aumentar a qualidade de vida de uma comunidade, possibilitando a criação de sistemas e serviços de energia holisticamente sustentáveis. Fazendo uma análise dessa definição, entendemos que a “inteligência” da rede não está diretamente ligada ao seu grau de automação (Cascio *et al.*, 2021).

Para além da definição anterior, para que seja possível a aplicação de programas e estratégias para melhorar os parâmetros das redes elétricas, é fundamental obter dados dos sistemas. Quanto maior a quantidade de dados disponibilizados, mais eficientes e precisas serão as ações tomadas nos processos que envolvem as redes elétricas inteligentes.

Desse modo, é possível elencar as principais partes da estrutura básica de uma rede elétrica inteligente, conforme mostra a Figura 1.3.

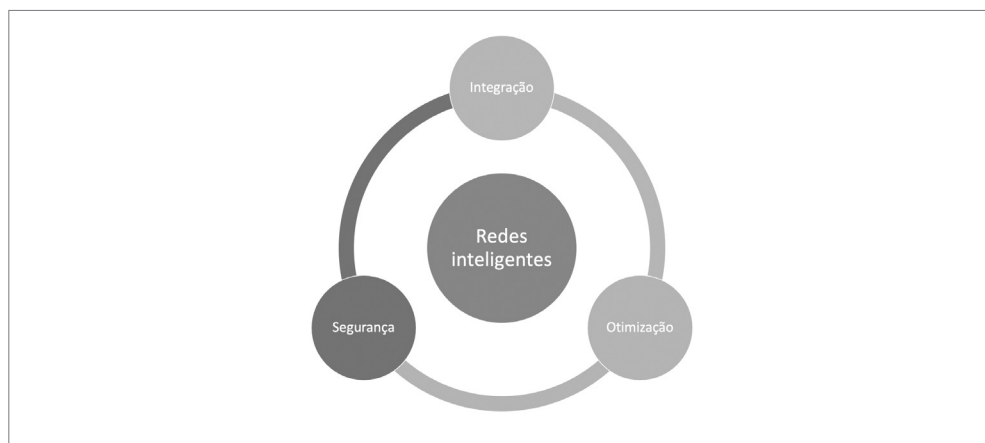


Figura 1.3 Estrutura básica de uma rede elétrica inteligente.

Fonte: elaborada pelo autor.

De acordo com a Figura 1.3, uma rede elétrica inteligente deve ser capaz de integralizar, de maneira eficiente e segura, os diversos tipos de geradores de energia elétricas que alimentam, total ou parcialmente, determinado sistema, levando-se em consideração as volatilidades e as particularidades de cada tecnologia de geração. Essa integralização deve ser feita por meio de tecnologias de comunicação avançadas, como os medidores inteligentes, que serão mais bem abordados nos Capítulos 2, 3 e 4. Essa integralização possibilita introduzir os consumidores, detentores de geração distribuída, no mercado de energia, criando, assim, novos modelos de negócios (agregadores). Além disso, com o desenvolvimento de medidores inteligentes, maior quantidade e diversificação de dados são alcançadas, possibilitando a melhora da qualidade do serviço (QoS, do inglês *quality of service*) e a redução de perdas técnicas e não técnicas, reduzindo os custos de operação. A rede elétrica inteligente deve ser capaz de promover a integralização de veículos elétricos, armazenadores de energia, criar programas de gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*), possibilitando a aplicação de tarifas elétricas dinâmicas.

Outro ponto destacado pela Figura 1.3 diz respeito à otimização, que está relacionada ao modo como a rede inteligente tratará e analisará os dados disponibilizados a ela para a realização de algum processo. Esses dados podem ser:

- Climatológicos, para a previsão de geração fotovoltaica e/ou eólica.
- De alguma falha em determinada região do sistema, para ações de proteção para ou contra ilhamentos de partes do sistema.

- Dados de geração, para ações como o despacho otimizado e inteligente de energia, no intuito de auxiliar alguma parte do sistema interligado que esteja com uma alta demanda de energia em determinado instante.
- Dados de demanda do sistema em que se encontra, para tomada de ações de resposta pelo lado de demanda.
- Dados de perdas por efeito joule, para a reconfiguração otimizada da topologia do sistema inteligente.

Para isso, plantas de potência virtual (VPP, do inglês *virtual power plants*) devem ser desenvolvidas, agregando todos os dados supracitados, otimizando o despacho de energia, levando em consideração os novos atores e mercados de energia presentes. Redes neurais artificiais, algoritmos de otimização evolutivos e controles inteligentes são algumas das ferramentas computacionais que são utilizadas para a otimização dos processos de uma rede elétrica inteligente.

Por fim, o último ponto destacado na Figura 1.3 diz respeito à segurança da rede inteligente. Esse item está relacionado à transmissão, à aquisição e ao compartilhamento dos dados fornecidos pelos medidores inteligentes. Vários problemas podem ser apontados nessa parte da estrutura das redes inteligentes. Desde ataques cibernéticos (do inglês *cyberattacks*), cujo intuito é o mau funcionamento dos elementos telecomandados da rede, até interferências eletromagnéticas que possam vir a prejudicar a tomada de decisões de um sistema elétrico inteligente por falta de dados.

A Figura 1.4 mostra um esquema simples de um sistema inteligente.

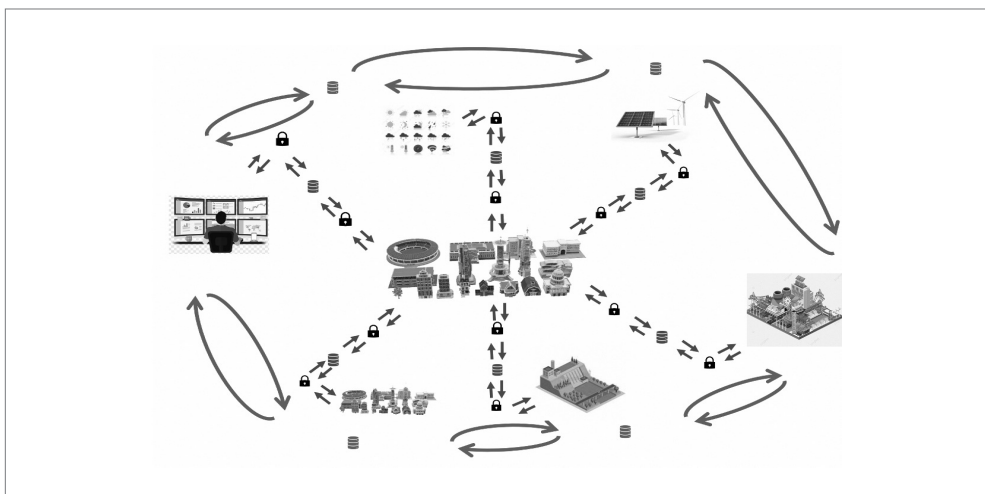


Figura 1.4 Sistema inteligente.

Fonte: elaborada pelo autor.

Pela disponibilidade encontrada de geradores e pela grande acessibilidade, sobretudo por consumidores, às tecnologias eólica e fotovoltaica no Brasil, este livro tratará majoritariamente da relação destas com os conceitos, as aplicações de tecnologias e as estratégias relacionadas às redes elétricas inteligentes, mais particularmente da fotovoltaica.

1.3 POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO À IMPLEMENTAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

A evolução das redes elétricas para redes elétricas inteligentes está fortemente relacionada ao desenvolvimento de novas tecnologias de comunicação e informação. Para que isso ocorra em um país, investimentos devem ser feitos por parte de agentes públicos e privados. Dessa maneira, é importante compreender os aspectos políticos e regulatórios que se fazem necessários para que haja interesse na evolução das SG.

As características econômicas do setor elétrico, particularmente as voltadas à regulação e aos modelos de negócio, tendem a desencorajar investimentos em SG. Assim, diversos países têm criado políticas públicas e atualizado suas regulamentações de maneira a incentivar esses investimentos.

As políticas públicas variam de acordo com as características de cada país. Os modelos dessas políticas devem levar em consideração não só as motivações envolvidas, mas também os aspectos socioeconômicos de cada país. No Brasil, por exemplo, a melhora na qualidade do serviço e o aumento da eficiência energética são os principais condutores da implementação das SG (Dantas *et al.*, 2018). Já na Alemanha, a descarbonização por meio da transição da fontes de energia por de fontes mais limpas, é um dos principais aspectos a serem alcançados (Schimd; Knopf; Pechan, 2016).

Para que sejam propostas políticas públicas e atos regulatórios que incentivem a transição das redes convencionais para as SG no Brasil, consumidores e indústria devem ser consultados para que seja possível viabilizar a modernização dos principais condutores dentro da estrutura de smart grid apresentada até aqui. A Associação Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABB, 2012) lista os seguintes fatores como os principais condutores para a implementação de uma SG:

- Integração da geração por fontes renováveis de energia.
- Automação e controle.
- Agregação do comportamento da demanda.
- Conexão de veículos elétricos.
- Gerenciamento pelo lado da demanda.
- Medidores inteligentes.

Políticas públicas e estruturas regulatórias devem compreender os condutores supracitados a fim de remover barreiras, tornando possível atrair investimentos para o desenvolvimento de soluções relacionadas. De acordo com Dantas *et al.* (2018), incentivos a SG estão mais relacionados à estrutura regulatória do que a políticas públicas, em um sentido mais amplo.

Em que pese os termos “políticas públicas” e “regulação” estarem sendo utilizados de maneira separada, a regulação é uma política pública. No caso do setor elétrico, uma agência reguladora é instituída pelo governo para regular o setor elétrico de acordo com as necessidades do país, levando em consideração o equilíbrio entre os interesses do mercado de energia e da sociedade. No Brasil, a agência reguladora é a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Dessa maneira, a instituição de novos atos regulatórios faz parte de uma política pública. A justificativa para serem mencionadas de maneira separada é a existência de diversas políticas públicas, porém, a que cria condições para a manutenção das demais é a política de regulação, conforme citado no parágrafo anterior.

1.3.1 Políticas públicas no Brasil e os principais condutores das redes inteligentes

Em que pese ser mais um elemento dentro da estrutura das redes elétricas do que fazer parte da estrutura de medição e comunicação que compõem uma SG, a geração distribuída introduziu um novo desafio nas redes de distribuição de energia elétrica. Considerando uma alta penetração fotovoltaica,¹ surge a necessidade de monitorar os parâmetros elétricos da rede, como tensão e frequência, uma vez que essa penetração tende a alterar as características do sistema relacionadas à qualidade da energia.

Em um primeiro momento, é necessário criar definições e orientações quanto à utilização dessa nova tecnologia no sistema elétrico. No Brasil, a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 (RN 482/2012) deu início às diretrizes relacionadas ao acesso de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica e sistema de compensação de energia.

Houve, então, a primeira mudança nas relações comerciais entre os consumidores e as companhias de eletricidade. A partir da RN 482/2012, os consumidores detentores de geração distribuída recebiam o direito de abater seu consumo de energia ativa com sua energia ativa gerada e injetada na rede, por meio de um sistema de compensação

1 O termo “penetração fotovoltaica” se refere à razão entre a potência de geração fotovoltaica distribuída total instalada em um sistema pela sua demanda de potência ativa total.

de créditos. Posteriormente, a RN 482/2012 foi alterada pelas RN 687/2015 e RN 786/2017, e revogada pela RN 1059/2023.

No entanto, para que a integração da geração distribuída fosse feita de maneira eficaz, foi necessário substituir os medidores de energia elétrica convencionais por medidores mais avançados. Esses novos medidores, deveriam ser capazes de fazer leituras bidirecionais, ou seja, da energia consumida e, ao mesmo tempo, da injetada na rede para fins de compensação. Cria-se, então, mais uma RN, a RN nº 502 de agosto de 2012 (RN 502/2012), que estabeleceu a regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do grupo B. Posteriormente, a RN 502/2012 foi aprimorada e revogada, passando a valer a RN 863/2019. Esta última, por sua vez, foi revogada e incluída na RN 1000/2021.

Vale comentar que a estrutura tarifária é regulamentada pelos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) e, dentre outras definições, divide os consumidores em grupos, de acordo com sua demanda em kW. Unidades consumidoras residenciais fazem parte do grupo B, subgrupo B1.

Um ponto importante da RN 502/2012 era a exigência de que os medidores fizessem a medição do consumo de energia elétrica ativa em pelo menos 4 postos tarifários² para o grupo B. A partir daí, foi possível a aplicação das bandeiras tarifárias, por meio da RN 547/2013. Também possibilitou ao consumidor residencial optar pela modalidade de pré-pagamento de energia elétrica regulamentada pela RN 610/2014 e, por meio da RN 733/2016, a opção de adesão à modalidade tarifária horária branca. A tarifa branca entrou em vigor em 2018, em primeiro lugar para clientes com consumo médio superior a 500 kWh/mês nos últimos 12 meses. A partir de 2020, passou para todos os consumidores do grupo B. As RN tarifárias citadas foram revogadas pela RN 1000/2021.

Apesar do papel dos medidores presentes na estrutura das smart grids não serem destinados somente para fins de faturamento, o surgimento de novas modalidades tarifárias foi possível. Essas novas modalidades, citadas no parágrafo anterior, dão ao consumidor a opção de diminuir o seu consumo de energia. Tanto a aplicação das bandeiras tarifárias, da horária branca quanto da pré-paga, podem ser consideradas como programas de resposta pelo lado da demanda (DR, do inglês *demand response*), que faz parte do gerenciamento pelo lado da demanda (DSM, do inglês *demand side management*). O DSM será mais bem explorado no Capítulo 3.

2 Os postos tarifários são: horário (posto) de ponta, horário (posto) intermediário e horário (posto) fora de ponta. Mais informações em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>.

Ainda em relação às políticas públicas de regulamentação para o incentivo do desenvolvimento de redes inteligentes no Brasil, com a inserção dos veículos elétricos nos sistemas, foi aprovada em 2018 a RN 819/2018, que regulamentava sobre recarga de veículos elétricos. Esta RN foi revogada pela RN 1000/2021.

A RN 1000/2021 consolida os direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica e estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Já a RN 1059/2023 aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do sistema de compensação de energia elétrica, inclusive já levando em consideração sistemas de armazenamento de energia elétrica.

Em janeiro de 2022, a Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022) institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (Pers), alterando as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e deu outras providências. O marco legal teve por objetivo trazer maior estabilidade jurídica e, talvez, a grande mudança que trouxe esteja relacionada à obrigatoriedade do pagamento do TUSD-Fio B. Uma vez que esse marco trata de geração distribuída, não será discutido neste livro, de acordo com o explicado no início desta subseção.

Pode-se ver, então, que os medidores inteligentes são o diferencial entre as redes elétricas convencionais e as inteligentes. Porém, para que toda essa informação seja recebida e enviada pelo medidor, deve existir uma rede de comunicação bem estruturada e regulamentada.

No Brasil, infelizmente os serviços e a estrutura de comunicação, regulamentados pela Agência Nacional de Telefonia (Anatel), não são adequados. De acordo com Dantas *et al.* (2018), as companhias elétricas têm construído sua própria estrutura de comunicação de dados para a realização dos seus projetos.

A Figura 1.5 mostra um mapa conceitual da evolução das resoluções normativas.

financiar 93 projetos. Mais de € 1 bilhão foram investidos, sendo € 860,00 milhões por meio de apoio da UE.

Em outubro de 2022, a EC publicou o seu plano de ação para a digitalização da energia (EC, 2022). Dentro desse plano, ressalta-se a iniciativa *digital twin of the European electricity grid*. Essa iniciativa faz parte do plano de digitalização do sistema de energia europeu e é uma cooperação entre a European Network of Transmission System Operator for Electricity (ENTSO-E) e a European Distribution Systems Operators (EU DSO). Estima-se que, com essa cooperação, € 584 bilhões serão investidos em infraestrutura na distribuição entre os anos 2022 e 2030. Os investimentos serão em soluções digitais para a otimização da rede de distribuição de energia elétrica, reduzindo o aporte de capital financeiro em ações como reforço ou aumento das redes existentes (EC, 2022)

Em termos de políticas públicas voltadas ao financiamento de projetos de pesquisa que visem ao desenvolvimento de tecnologia, dentre elas as voltadas à implementação das redes elétricas inteligentes no Brasil, cita-se a Lei nº 9.999/2000. Essa lei determina que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de no mínimo 0,75% de sua receita operacional líquida em P&D do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética. A partir de 2016, o percentual para a aplicação do Programa de Eficiência Energética passou para 0,4% da Receita Operacional Líquida (ROL) das distribuidoras.

Programas de eficiência energética voltados ao setor elétrico estão relacionados à descarbonização da matriz energética por meio de mecanismos de mercado (EPE, 2021). O conceito de eficiência energética no setor elétrico pode ser estabelecido como um conjunto de ações cujo objetivo é atender o aumento da demanda de energia elétrica do país de maneira ambientalmente sustentável. Isso é conseguido por meio da utilização de equipamentos elétricos mais eficientes, o que resulta no adiamento da necessidade da construção de novas fontes de geração de energia elétrica. A substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes (ou LED) é um exemplo de um programa de eficiência energética.

O banco de dados disponibilizado pela Agência de Energia Internacional (IEA, do inglês *International Energy Agency*) (IEA, 2024) mostra que, de 2013 a 2020, no Brasil, foram feitos investimentos de origem pública em P&D e eficiência energética, no setor de energia, na ordem de R\$ 3,5 bilhões. Desse montante, aproximadamente R\$ 1,89 bilhão destinou-se a projetos de eficiência energética e fontes renováveis.

De acordo com o banco de dados da Aneel, foi possível verificar, dentre os principais condutores para a implementação da smart grid, as áreas de concentração dos investimentos em P&D no Brasil, como mostra a Figura 1.6 (Aneel, 2024).

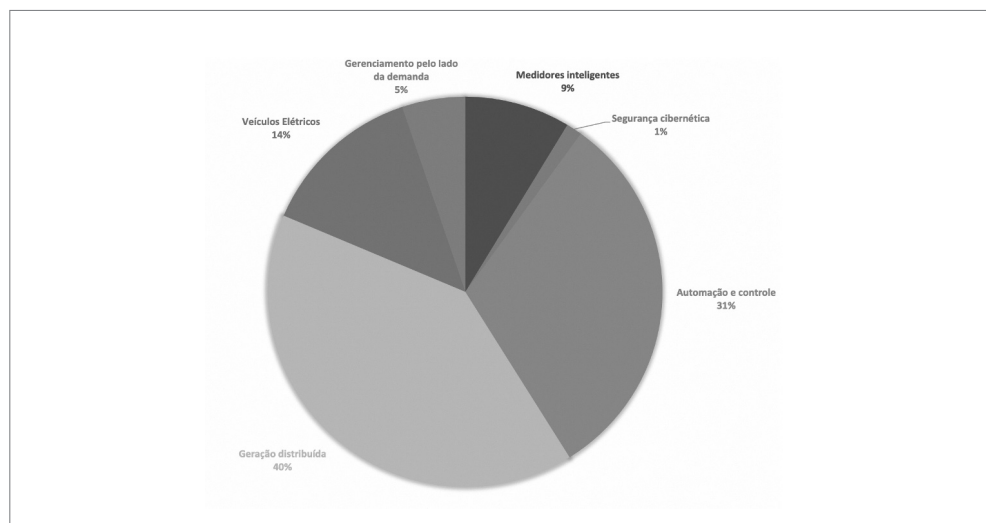


Figura 1.6 Divisão de investimentos de P&D no Brasil de acordo com os principais condutores das smart grids.
Fonte: elaborada pelo autor.

A Figura 1.6 mostra que, desde quando os investimentos começaram a ser disponibilizados para consulta pública, boa parte deles está basicamente relacionada ao desenvolvimento de novas tecnologias e análises para a integração da geração distribuída no Brasil. Em segundo lugar, estão os investimentos para automação e controle de processos relacionados a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Pode-se concluir, então, que pouco é investido em desenvolvimento de tecnologias voltadas a SG, uma vez que estas estão relacionadas ao desenvolvimento de medidores inteligentes e infraestruturas de comunicações.

No Brasil, algo análogo à EC é a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME. A EPE é uma empresa pública federal cuja finalidade é prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Foi criada por meio de medida provisória convertida na Lei nº 10.847. Em 2020, sob a justificativa da rápida transição energética que o país vem experimentando e pela retomada pós-pandemia de covid-19, a EPE lançou o Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020), com o objetivo de apresentar um conjunto de estudos e diretrizes para o desenho de uma estratégia de longo prazo para o setor elétrico brasileiro.

Um dos pontos apontados no plano está relacionado à descentralização do setor elétrico. Para que isso aconteça, o relatório supracitado afirma a necessidade da digitalização dos sistemas de energia. Essa digitalização é capaz de prospectar e criar negócios baseados na apropriação de ganhos em eficiência e no custo da operação como um todo (EPE, 2020). É o que afirma também o relatório de 2023 referente à evolução da força de trabalho no setor de energia (IEA, 2023).

O relatório *World Energy Employment* (IEA, 2023) afirma que a digitalização do sistema elétrico, por meio do emprego de medidores inteligentes, tem reduzido a necessidade da mão de obra especializada em operação e manutenção dos sistemas. O documento revela que países com baixos níveis de implantação de smart grids podem ter até três vezes mais trabalhadores do que regiões que investem pesado, principalmente, em medidores inteligentes.

Ao que tudo indica, as empresas do setor elétrico brasileiro não têm se atentado para esse fato apresentado, uma vez que, de acordo com as informações reunidas, apenas 9% de todos os projetos de pesquisa e desenvolvimento relacionados às smart grids são voltados ao desenvolvimento de medidores inteligentes.

Por outro lado, essa queda nas posições de trabalho nas companhias elétricas afeta diretamente a sociedade. Deve haver uma adaptação da força de trabalho na direção da necessidade do que esse novo sistema de energia elétrica necessita. O aumento do conhecimento e o desenvolvimento de habilidades na área digital estão nessa direção.

Com o surgimento de novas empresas de produção de armazenadores de energia, se espera o aumento da procura por especialistas em segurança cibernética, bem como o aumento de postos de trabalho (IEA, 2020).

Dessa maneira, novas regulações devem ser propostas com vias a garantir treinamentos e cursos relacionados às novas tendências do mercado de trabalho do setor elétrico, de maneira a atualizar os trabalhadores do setor, garantindo e assegurando, desse modo, seus direitos e postos de trabalho.

Políticas públicas devem ser empregadas na direção de novos investimentos por parte do poder público, para a ampliação do fornecimento de energia e desenvolvimento de tecnologias de energia limpa, prospectando o aumento de postos de trabalho no setor.