

Rp

REPORTE

Dirección de Análisis y Estrategias de Energía
Vicepresidencia de Infraestructura

MECANISMO PARA A INTEGRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS INTERMITENTES: REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES/RESPOSTAS PELO LADO DA DEMANDA

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

Mecanismo para a Integração das Energias Renováveis Intermitentes: Redes Eléctricas Inteligentes/Respostas pelo Lado da Demanda (2017)

Documento elaborado bajo la coordinación de la Dirección de Análisis y Estrategias de Energía, Vicepresidencia de Infraestructura, CAF.

Mauricio Garrón, Director, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Albert Ribeiro, Ejecutivo, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Edición: Dirección Corporativa de Comunicación Estratégica

(*) Com apoio de:

Cindy Viviescas

Doutoranda da Universidade Federal do Rio de Janeiro

Título: Mecanismo para a Integração das Energias Renováveis Intermitentes: Redes Eléctricas Inteligentes/Respostas pelo Lado da Demanda

Editor: CAF, Vicepresidencia de Infraestructura

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

La versión digital de este libro se encuentra en <http://scioteca.caf.com>

© 2017 Corporación Andina de Fomento, todos los derechos reservados

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

Índice

1	Introdução	6
2	Tecnologias das Redes Elétricas Inteligentes	8
2.1	Integração da Geração Renovável Distribuída.....	8
2.2	Infraestrutura de Carregamento de Veículo elétrico.....	10
2.3	Tecnologias Inteligentes nos Sistemas de Transmissão.....	11
2.4	Resposta pelo Lado da Demanda.....	13
3	Programas de Resposta pelo Lado da Demanda	14
3.1	Programas com tarifas variáveis para o consumidor final.....	16
3.2	Programas baseados em eventos ou incentivos.....	17
4	Características das Redes Elétricas Inteligentes.....	21
4.1	Medição Inteligente	24
4.2	Incentivos para a Implantação de Redes Elétricas Inteligentes.....	24
5	Principais iniciativas.....	25
5.1	União Europeia.....	26
5.2	Estados Unidos	30
5.3	América Latina.....	32
6	Considerações Finais.....	36
7	Referencias Bibliográficas	37

Índice de Figuras

<i>Figura 1. Tipos de tecnologias presentes em uma Rede Elétrica Inteligente para cada sector do sistema elétrico. Fonte: (CGEE, 2012).</i>	8
<i>Figura 2. Esquema exemplo dos programas I/C. Fonte: (Aalami et al., 2010).</i>	20
<i>Figura 3. Esquema de uma rede elétrica inteligente. Fonte: (Di Fazio et al., 2013)</i>	21
<i>Figura 4. Iniciativas de medição inteligente no mundo(vermelho: eletricidade, verde: gás, azul :água e triângulo: piloto, círculo: projeto). Fonte: (ENERGY UK, 2012).</i>	26
<i>Figura 5. Principais projetos de REI no Brasil. Fonte: (MCTI; JRC, 2014).</i>	33

Índice de Tabelas

<i>Tabela 1. Tipos de programas de resposta pelo lado da demanda (Aalami et al., 2010; SIANO, 2014; Faruqui et al., 2012).</i>	15
<i>Tabela 2. Benefícios da implantação de programas de resposta da demanda (Han; Piette, 2008; Siano, 2014).</i>	15
<i>Tabela 3. Principais diferenças entre a rede existente e a rede inteligente. Elaboração própria baseado em (Farhangi, 2010).</i>	22
<i>Tabela 4. Projetos de REI na União Europeia (CGEE, 2012; Giordano et al., 2013; NORTHERN POWERGRID LIMITED, 2017; EWE AG et al., 2012).</i>	27
<i>Tabela 5. Projetos de REI nos Estados Unidos (U.S. DOE, 2012a; U.S. DOE, 2014; U.S. DOE, 2014b; EPRI, 2010).</i>	31
<i>Tabela 6. Projetos de REI na América Latina (Fraunhofer Chile Research et al., 2014;MCTI; JRC, 2014; UPME, 2017; SENER, 2016; Lee et al., 2012).</i>	33

1 Introdução

Os altos custos de combustível, o interesse pelo aumento da segurança energética e as preocupações com a redução das emissões estão impulsionando os governos a investir no uso de energias renováveis para geração de eletricidade. Apesar dos importantes benefícios oferecidos pela geração a partir de fontes renováveis, a característica de intermitência da maioria destes recursos pode criar diversos desafios técnicos na operação do sistema de potência, principalmente em cenários com forte participação na matriz elétrica (Pereira et al., 2014). Algumas das medidas que têm sido implantadas nos países com maior grau de penetração de geração renovável para lidar com estes desafios tem sido o uso de geração flexível, a modificação de padrões técnicos de organismos internacionais (como IEC, IEEE, etc.) e de códigos de rede destes países para incluir maiores requisitos de conexão para os sistemas de geração renovável, e o uso de sistemas de armazenamento. No referente aos sistemas de distribuição, a entrada da Geração Distribuída (GD) a partir de fontes renováveis de energia variável traz o desafio adicional de representar uma verdadeira mudança de paradigma, na qual os alimentadores de distribuição deixam de ter um comportamento unidirecional no fluxo de energia. Neste contexto, as Redes Elétricas Inteligentes (REI – ou *Smart Grids* em inglês) surgem como uma ferramenta para facilitar a entrada destas novas tecnologias e aumentar a flexibilidade e eficiência da rede.

As REI constituem um conceito amplo no qual as tecnologias modernas de informação e de controle são utilizadas para gerenciar de forma mais eficiente os fluxos bidirecionais de energia e de comunicação, facilitando a integração da geração renovável intermitente (Albadi; El-Saadany, 2008; Fang et al., 2011). As REI permitem também melhorar a eficiência, confiabilidade e segurança do sistema elétrico; constituem uma ferramenta para redução de perdas não técnicas e, por fim, contribuem no rápido reestabelecimento do fornecimento de energia diante de uma falta de reserva operativa (Albadi; El-Saadany, 2008; Fang et al., 2011). As REI facilitam a integração da geração intermitente por meio: do gerenciamento da geração distribuída, de sistemas de monitoração em tempo real para sistemas de transmissão, da integração de veículos elétricos e da resposta pelo lado da demanda (RLD).

A RLD é reconhecida como uma aplicação chave das REI, a qual tem dois propósitos fundamentais (IEC,2012):

- Mudar a curva de carga dos consumidores, transferindo parte da carga para os períodos fora da ponta, com o objetivo de permitir maior eficiência e flexibilidade na operação da rede. Esta característica facilita a integração de energias renováveis, especialmente para os casos em que a geração renovável coincida com os períodos de carga fora da ponta, como tende a acontecer no caso da energia eólica. Isto porque durante estes períodos de baixa carga, a probabilidade de redução ou corte da geração eólica aumenta, uma vez que a geração convencional pode já estar operando em valores próximos a seu valor mínimo de operação.
- Contribuir dinamicamente no equilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema. Esta característica permite que as cargas sejam controladas em tempo real para responder e equilibrar as rápidas variações na produção de energia solar e eólica, reduzindo os requisitos de rampa, usualmente atendidos pela geração convencional. Neste caso, o princípio de operação é o seguinte: se a

concessionária de distribuição experimenta um aumento súbito na demanda, ou uma queda repentina na produção de energia, esta envia um sinal eletrônico para que os participantes do programa de RLD reduzam seu consumo de forma rápida.

O uso de programas de RLD tem mostrado ser comumente uma solução mais econômica para equilibrar as mudanças na demanda ou na geração das fontes renováveis do que ajustar a potência das usinas despacháveis convencionais (Andersen, 2014). Por exemplo, um programa de RLD pode estar focado a ser usado durante eventos infrequentes em que uma grande quantidade de geração eólica passe subitamente a estar indisponível, o que costuma ser muito mais econômico do que a manutenção de reservas extras de geração flexível durante todo o ano. Os programas de RLD devem ser desenvolvidos em função das características particulares dos participantes, de forma que estes provavelmente não percebam sua operação, mas ainda usufruam dos benefícios substanciais deste mecanismo, que incluem descontos na conta de energia, menores emissões e aumento da resiliência do sistema.

Como mencionado, a magnitude e flexibilidade dos recursos das REI e, em particular, da RLD são potencialmente muito altos, não obstante ainda existem importantes obstáculos para sua adoção geral no mercado de energia. Por exemplo, a incerteza sobre a provável taxa de participação dos consumidores, a falta de sistemas de medição inteligente e os limitados incentivos para os participantes (Miler; Beauvais, 2012; Andersen, 2014). Desta forma, adaptações técnicas, institucionais e regulatórias são indispensáveis para avançar nesta transição desafiadora. Neste contexto, os projetos pilotos de REI e RLD desempenham um papel fundamental na definição das referidas adaptações. O Reino Unido, a Alemanha, a França e a Itália têm sido grandes investidores em projetos de REI. A Dinamarca, por outro lado, é o país mais envolvido em projetos de P&D (JRC, 2014).

Na América Latina e no Caribe, em particular, existem alguns impedimentos ou dificuldades para aplicação em massa de novas tecnologias de REI e RLD. Algumas redes de distribuição, por exemplo, têm um alto grau de obsolescência e o desenvolvimento das tecnologias de informação e comunicações ainda sofrem algumas barreiras para a implantação em todo o território regional. No Brasil, por exemplo, onde o ambiente é fortemente regulado, as empresas devem conviver com incertezas regulatórias e preparar estratégias para mitigar riscos inclusive na implantação de novas tecnologias. Ainda assim, Brasil e países como Argentina, Chile e México, têm se preocupado com as mudanças climáticas, aumentos no preço de energia e melhoria da qualidade de energia; e conseqüentemente, estão liderando o processo de introdução das tecnologias de redes inteligentes na região (Giordano et al., 2013; MCTI; JRC, 2014; OLADE, 2012).

O objetivo deste relatório é apresentar como as redes elétricas inteligentes podem contribuir na integração das tecnologias renováveis de geração de energia elétrica de uma forma eficiente e flexível, dando um maior destaque à Resposta pelo Lado da Demanda. O capítulo 2 deste relatório discorre sobre as tecnologias das REI que permitem uma maior integração da energia a partir de fontes renováveis e intermitentes. O capítulo 3 descreve os programas incluídos dentro do conceito de resposta pelo lado da demanda. No capítulo 4 são descritas as principais características das REI, enquanto que no capítulo 5 é mostrada uma descrição não exaustiva de experiências prévias na área de REI a nível mundial. Por fim, o capítulo 6 trata das considerações finais deste relatório.

2 Tecnologias das Redes Eléctricas Inteligentes

Na literatura existem várias definições para o conceito de redes inteligentes, contudo todas elas parecem convergir para o conceito de que uma Rede Eléctrica Inteligente (REI) ou *Smart Grid* é uma rede eléctrica modernizada com o uso de protocolos de comunicação e de equipamentos digitais que funcionam de forma integrada para alcançar um sistema confiável, eficiente e sustentável. Esta descrição abrange todo o espectro do sistema eléctrico desde a geração até os pontos finais de consumo da electricidade (Fang et al., 2011; MME, 2012). A Figura 1 resume os tipos de tecnologias numa REI para cada segmento dos sistemas de potência.

Nesta secção serão apresentadas as principais tecnologias pertencentes às redes eléctricas inteligentes que possibilitam uma maior penetração de energias renováveis tanto centralizadas quanto distribuídas. Por outra parte, a secção 4 apresenta com maior detalhe as principais características das redes eléctricas inteligentes.

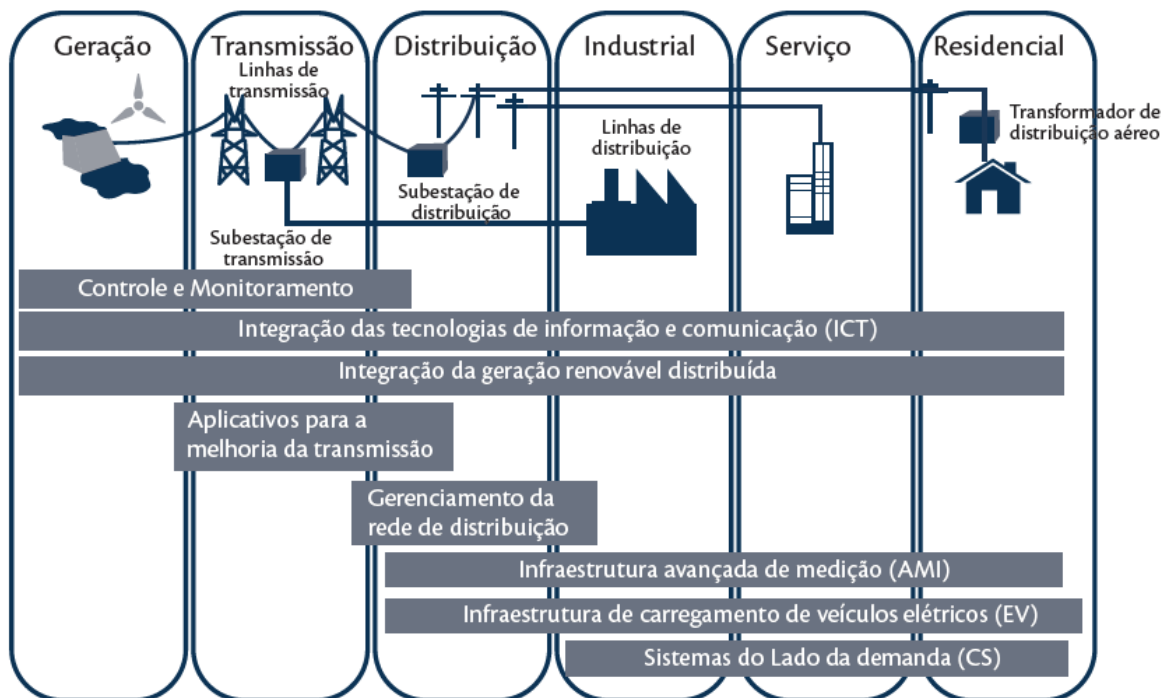


Figura 1. Tipos de tecnologias presentes em uma Rede Eléctrica Inteligente para cada sector do sistema eléctrico.
Fonte: (CGEE, 2012).

2.1 Integração da Geração Renovável Distribuída

Em contraste com a geração de energia a grande escala convencional, a geração distribuída aproveita os recursos energéticos distribuídos através, por exemplo, de painéis solares ou de pequenas turbinas eólicas, tipicamente na faixa de 3 kW a 10.000 kW (Fang et al., 2011). A introdução de fontes de energia com características de despacho diferentes das convencionais exige o desenvolvimento de técnicas inteligentes de despacho, de forma a considerar suas características sazonais e intermitentes. Complementando a geração centralizada, a REI irá promover o aumento no grau de penetração da

Geração Distribuída (GD) na medida em que os fluxos bidirecionais de eletricidade e informações sejam suportados. A GD envolve grandes desdobramentos para conseguir um despacho ótimo, já que a geração a partir de recursos renováveis, como a solar e a eólica, está sujeita a grandes flutuações e, em geral, os padrões de geração resultantes dessas fontes renováveis e os padrões de demanda de eletricidade estão longe de ser iguais (Molderink et al., 2010). Por conseguinte, é importante a utilização eficaz da GD de forma que o agente operador da rede esteja ciente da variabilidade proveniente de fontes renováveis e não se apresentem dificuldades no balanço de potência.

A GD tem o potencial de desempenhar um papel importante no fornecimento de energia permanente, de emergência ou de equilíbrio. Em várias regiões com restrições de expansão de transmissão, baixos níveis de confiabilidade e/ou preços altos da eletricidade, a geração distribuída pode ser um caminho atraente para alcançar uma parcela significativa da geração de energia renovável. Integrar efetivamente maiores níveis de GD requer tecnologias inovadoras que garantam o bom funcionamento das redes de distribuição, um domínio no qual as tecnologias de redes inteligentes podem contribuir.

Espera-se que a futura REI adote um grande número de geradores distribuídos para formar um sistema de energia muito mais descentralizado. Dado que uma alta penetração de GD implica milhares ou milhões de unidades consumidoras injetando energia na rede, o controle direto por parte da concessionária não é factível. Portanto, entende-se que nas REI do futuro serão utilizadas arquiteturas hierárquicas de controle, nas quais além dos controladores locais com capacidade de gerenciamento autônomo dos seus recursos de geração e armazenamento, exista um controle centralizado do sistema de distribuição que coordene os recursos distribuídos e, por sua vez, tenha interação dinâmica com os sistemas de transmissão. Claramente, um aspecto chave para este tipo de integração é o intercâmbio em tempo real de informações entre cada um dos níveis ou segmentos (Mcgranaghan et al., 2016).

Em outras palavras, a integração de grandes blocos de energia provenientes de unidades de geração distribuída precisa de um gerenciamento que permita ao operador maximizar o uso dos recursos disponíveis. Desta forma, o operador da rede deverá dispor de funções de monitoramento e controle em tempo real que permita aos sistemas de controle local reconhecer soluções que possibilitem um melhor aproveitamento das capacidades de geração de energia para cada circunstância, entre estas opções está o controle dos taps dos transformadores e demais reguladores de tensão, o gerenciamento da potência reativa e a reconfiguração do sistema de forma integrada (Lopes et al., 2007). Para tal, serão necessários novos sistemas computacionais que facilitem esta otimização como, por exemplo: sistemas de gerenciamento que incluam informações em tempo real da GD; estratégias avançadas de controle que integrem as funcionalidades dos inversores inteligentes e do armazenamento de energia; sistemas de resposta pelo lado da carga; e previsão avançada tanto do consumo de energia quanto da capacidade de geração distribuída em função das previsões meteorológicas. Todos estes elementos fazem parte de uma REI (Mcgranaghan et al., 2016).

Por outro lado, quando quantidades significativas de painéis fotovoltaicos no telhado ou de usinas fotovoltaicas centralizada estão conectadas diretamente às redes de distribuição, tais flutuações de produção podem representar desafios para os operadores do sistema de distribuição para manter níveis de tensão adequados. Nas redes tradicionais de distribuição sem regulação de tensão adequada, as variações rápidas da geração baseada em tecnologias com inversores de eletrônica de potência (como a

energia solar) podem afetar os níveis de tensão entregue aos usuários finais. No caso de redes de distribuição fracas, uma única instalação solar grande pode impactar negativamente o esquema de regulação de tensão da rede. Embora problemas semelhantes possam ocorrer com outros tipos de geração distribuída, as mudanças na geração solar geralmente requerem um tempo de resposta mais rápido. Uma combinação de ferramentas que uma REI pode usar para mitigar estes problemas são (Miler; Beauvais, 2012):

- Sistemas de otimização Volt & var, que facilitam a regulação da tensão em áreas de alta penetração de geração distribuída e também permitem que as instalações fotovoltaicas contribuam para a regulação da tensão (Jahangiri; Aliprantis, 2013);
- Tecnologias de identificação e restauração de falhas, usadas para detectar rapidamente interrupções e restaurar o serviço;
- Sistemas para a desconexão e conexão remota e adequada da geração distribuída quando uma interrupção é detectada;
- Sistemas de controle dos inversores de eletrônica de potência junto com medidores inteligentes com o propósito de mitigar as rampas de produção, assim como minimizar as flutuações da tensão.

2.2 Infraestrutura de Carregamento de Veículo Elétrico

De modo geral, um veículo é denominado como elétrico quando os esforços de tração são efetuados, de forma parcial ou integral, por um motor de tipo elétrico. Este motor é alimentado desde uma fonte de armazenamento de energia, que pode ser constituída por baterias, células de combustível, ultracapacitores ou *flywheels* (Chan, 2007). Os VE- veículos elétricos e VEH - veículos elétricos híbridos podem dispor de funcionalidades adicionais como a frenagem regenerativa (Cikanek; Bailey, 2002) e a possibilidade de usar a energia armazenada nas baterias para fornecer potência à rede em um conceito recentemente proposto denominado V2G (Vehicle-to-Grid) (Bertoluzzo et al., 2012).

O conceito de Vehicle-to-Grid (V2G) ganhou um interesse crescente como uma oportunidade para explorar a energia armazenada nas baterias dos PEVs (*Plug-in Electric Vehicles*) quando estacionados e conectados à rede. Espera-se que esse cenário se torne prático assim que um grande número de PEVs seja comercializado. Mediante V2G, os PEVs podem modificar a curva de carga e as variações da *net load*¹ ou carga líquida, assim como ajudar a lidar com a sobre-geração causada pela energia renovável; uma vez que os VE podem absorver energia da rede para carregar a bateria quando há um pico de produção de eletricidade ou quando a energia está barata. Por outro lado, os VE podem entregar à rede a energia armazenada na bateria quando há um pico de demanda de eletricidade; assim, os PEVs funcionam de forma similar aos sistemas de armazenamento. Além das características mencionadas, os PEVs têm a possibilidade de realizar outros serviços em favor da rede (serviços ancilares), como a regulação de tensão

¹ *Net Load* faz referência à carga que o operador deve despachar depois de subtrair da previsão de carga a previsão de energia gerada a partir de fontes de energia renovável não convencional.

e de frequência. O suporte na regulação de frequência adquire maior relevância em cenários de forte penetração de energia renovável.

Os PEVs equipados com carregadores de bateria bidirecional (CBB) são capazes de implementar o conceito V2G devido à capacidade de fluxo de energia bidirecional de seus carregadores de bateria. Portanto, os CBB habilitados para executar o V2G possuem dois modos de operação, nomeadamente o modo "recarregar" quando absorvem energia da rede e o modo "geração" quando fornecem energia para a rede. O carregamento inteligente deve ser efetivamente suportado por conectividade robusta, confiável e segura ao carregador. A infraestrutura de medição bidirecional (AMI) é, portanto, necessária para integrar os VE em programas resposta da demanda (Bertoluzzo et al., 2012).

A integração eficiente dos VE deve estar acompanhada de estratégias de resposta pelo lado da demanda, já que a penetração descoordenada dos VE pode aumentar o pico de carga do sistema (especialmente como consequência do carregamento rápido durante as horas da noite), reduzir as margens de reserva e aumentar os preços. Portanto, integrar as frotas VE na operação do sistema elétrico resultará em novos desafios que envolvem investimentos em infraestruturas de medição inteligente, sistemas HAN (*Home Area Network*), automatização dos sistemas de distribuição; entre outros dentro do conceito de Redes Elétricas Inteligentes. O tipo de geração de energia usada para recarregar os PEVs e as emissões associadas dependerá da região e do tempo de recarga (Hadley; Tsvetkova, 2009; Roe et al., 2009; Shao et al., 2011).

2.3 Tecnologias Inteligentes nos Sistemas de Transmissão

Alguns cenários de longo prazo preveem maior participação de unidades centralizadas de energia renovável - incluindo parques de energia eólica offshore, grandes parques eólicos continentais ou geração solar localizada em desertos áridos. Enquanto a eletricidade geralmente pode ser gerada de forma mais rentável nesses locais onde os recursos renováveis são de melhor qualidade, tais cenários envolvem grandes expansões dos sistemas de transmissão para levar a eletricidade produzida aos centros de demanda. O custo da construção e a localização dos sistemas de transmissão irá dificultar a construção de novas instalações de geração de energia renovável. Enquanto alguns estudos mostram que os custos de transmissão são mais do que compensados pelas vantagens da produção de energia elétrica com recursos de maior qualidade (U. S DOE, 2008; Mills et al., 2009), novas linhas de transmissão ou limites nas linhas de transmissão atuais podem representar desafios para a geração adicional de energia renovável. As tecnologias de redes inteligentes, especialmente as tecnologias avançadas de transmissão podem auxiliar nesse desafio aumentando a capacidade da linha de transmissão, reduzindo as perdas do sistema e melhorando o controle e monitoramento do sistema.

Uma característica comum em cenários de alta penetração de energias renováveis é a necessidade de tecnologias de informação e comunicação que tornem os sistemas de transmissão em sistemas mais flexíveis, confiáveis e econômicos. As redes elétricas inteligentes possuem ferramentas para conseguir isto através de (IEA, 2008; GROSS, 2011):

- Monitoramento em tempo real da capacidade da linha de transmissão;

- Uso de unidades de medição fasorial, que ajudam a aumentar a visibilidade em tempo real da “saúde” da rede e dos impactos na qualidade de energia como consequência de maior penetração de geração de energia renovável;
- Sistemas de transmissão de CA flexíveis (FACTS), que permitem o uso total da capacidade da linha, mantendo a estabilidade do sistema e fornecendo suporte de tensão;
- Sistemas de transmissão CC (Corrente Contínua) de alta tensão, que aumentam a eficiência da transmissão de energia variável e renovável em grande escala em terra e em alto mar.

As redes de transmissão inteligentes podem ser consideradas como um sistema integrado que consiste funcionalmente em três componentes interativos: centros de controle inteligentes, redes inteligentes de transmissão de energia e subestações inteligentes (Fang et al., 2011; Li et al., 2010).

Com base nos centros de controle existentes, os futuros **centros de controle inteligentes** possibilitam recursos novos, como ferramentas para análise, monitoramento e visualização. **As redes inteligentes de transmissão** de energia são conceitualmente construídas sobre a infraestrutura de transmissão elétrica existente. No entanto, o surgimento de novas tecnologias, por exemplo, novos materiais, dispositivos eletrônicos, sensores, comunicação, computação e processamento de sinal podem ajudar a melhorar a utilização de energia, a qualidade da energia, a segurança e a confiabilidade do sistema; impulsionando o desenvolvimento de uma nova arquitetura nas redes de transmissão. A visão da **subestação inteligente** baseia-se nas tecnologias abrangentes de automação das subestações. Embora as configurações básicas das subestações de alta tensão não tenham mudado muito ao longo dos anos, os equipamentos de monitoramento, medição e controle sofreram fortes mudanças nos últimos anos. As principais características de uma subestação inteligente devem incluir digitalização, autonomização, coordenação e auto-recuperação ou *self-healing*. Ao suportar esses recursos, uma subestação inteligente é capaz de responder rapidamente e proporcionar uma maior segurança e flexibilidade ao operador, assim como maior visibilidade da rede para identificar com maior rapidez os impactos de energia renovável nas redes elétricas (Li et al., 2010).

Em (Bose, 2010) é apresentado um roteiro resumido para o desenvolvimento de sistemas de transmissão inteligentes: i) instalação de medição fasorial e monitoramento online de ativos em tempo real; ii) sistemas de comunicação: o desenvolvimento do sistema de comunicação pode acompanhar a implementação de sincronização nas subestações. Na medida em que mais unidades de medição fasorial são instaladas em uma subestação, será necessária uma rede LAN (*Local Area Network*) digital dentro da subestação para lidar com a coleta e manipulação dos dados; iii) sistemas de controle eletrônicos inteligentes: para implementá-los é preciso de controladores rápidos, isto é, dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), sistemas HVDC (*High-Voltage Direct Current*) e outros dispositivos baseados em eletrônica de potência; iv) proteção: através de sistemas auto adaptativos de proteção que permitam a reconfiguração e ajustes online de acordo com as condições de operação do sistema; e v) automação de subestações: com a integração de sistemas de monitoração, controle e proteção de subestações utilizando protocolos padrões de comunicações e transferência de dados.

Com base nos parâmetros e condições operacionais das instalações de transmissão, a rede de transmissão inteligente pode detectar, analisar e responder automaticamente aos problemas emergentes antes de

que estes impactem a qualidade do serviço. Uma rede de transmissão inteligente faz com que os relés de proteção sejam a última linha de defesa, e não a única defesa, como é hoje. Uma rede de transmissão inteligente restabelece rapidamente as secções defeituosas, danificadas ou comprometidas do sistema durante uma emergência; e, portanto, mantém a confiabilidade e segurança do sistema de transmissão (CGEE, 2012).

2.4 Sistemas do Lado da Demanda

No sistema elétrico tradicional, no qual é considerado que a demanda é em grande parte incontrolável e que as interrupções de carga são muito onerosas, a capacidade de geração instalada deve atender à demanda máxima e deve ter capacidade suficiente ou margem disponível para lidar com as variações intra-horárias, diárias e sazonais da demanda e com a incerteza na geração (Siano, 2014). Convencionalmente, os operadores do sistema modificam a produção de energia elétrica dos geradores dinamicamente em resposta às mudanças na demanda, o que consiste numa função conhecida como "*load following*". O *load following* é fundamental para a operação estável do sistema, pois esta depende do equilíbrio instantâneo entre a geração e a demanda. Embora a magnitude dos requisitos de rampa ou *load following* tradicionalmente tenham sido impulsionados unicamente por flutuações na demanda de eletricidade, a introdução de energia renovável na operação do sistema adiciona variabilidade a esta equação (CAISO, 2010).

A Resposta pelo Lado da Demanda surge como uma solução potencial para ajudar com a integração de energia renovável uma vez que contribui com a manutenção do equilíbrio entre a geração e a demanda, o qual é realizado de duas formas principais, deslocamento de carga e serviços de balanceamento (Miler; Beauvais, 2012; Siano, 2014).

Deslocamento de carga

Programas de RLD podem ser desenvolvidos com o objetivo de transferir parte da carga aos períodos fora do pico, para que esta carga absorva o excesso de geração renovável. A condição de excesso de geração geralmente ocorre quando a geração de energia a partir de fontes de energia variáveis e renováveis é alta, as cargas são relativamente baixas e há uma parcela significativa de geração convencional não despachável² na base. Nessas situações, a energia renovável é plausível de ser reduzida ou "vazada", representando um custo de perda de receita nos geradores de energia renováveis. Alternativamente, nestas situações também poderia ser optado por reduzir a potência dos geradores de base, resultando em aumento nos custos de manutenção e questões operacionais. Particularmente, os programas de deslocamento de carga são importantes para o caso da geração eólica, que costuma ter uma característica de pico-inverso com a demanda: alta geração de energia nos períodos fora da ponta de carga e menor geração nos períodos de demanda pico (IEC, 2012). O deslocamento de carga traz também o benefício adicional de melhorar a eficiência da rede, uma vez que a curva diária de carga passa a ter um comportamento mais plano.

² Geração que não pode ser aumentada ou diminuída rapidamente, por exemplo, devido a regras de operação.

Um exemplo de programas de RLD orientado a obter deslocamentos de carga são as tarifas variáveis. No caso dos veículos elétricos plug-in, por exemplo, pode ser desenvolvido um programa orientado a incentivar seu carregamento durante o excesso de geração de vento. Similarmente, os refrigeradores industriais podem ser pré-refrigerados, durante este período; no setor residencial, sistemas de armazenamento térmico elétrico (por exemplo, aquecedores elétricos de água) podem ser usados para absorver o excesso de geração, o uso de termostatos inteligentes e sistemas domésticos de gerenciamento de energia para pré-aquecimento e pré-arrefecimento de lares também é previsto para absorver o excesso de energia eólica; as grandes cargas industriais, como a fundição de alumínio também podem ser variadas para combinar o excesso de energia e outras necessidades do sistema (Miler; Beauvais, 2012). Na Dinamarca, por exemplo, já têm sido implantados programas com tarifa zero ou negativa para encorajar os consumidores a utilizar a energia durante as horas de excesso de geração eólica (IEC, 2012).

Serviços de Balanceamento de Potência

Programas de RLD de atuação rápida podem ser realizados com o objetivo de ajudar no balanceamento de carga em tempo real. Um grupo de cargas pode ser agregado e direcionado a responder rapidamente às rampas da geração renovável, reduzindo a necessidade de maior capacidade de rampa por parte da geração convencional (ENERNOC; et al., 2013; BROEER et al., 2014). Alguns operadores do sistema estão usando na atualidade a RLD para contrabalançar as rampas de queda de geração renovável. Estas experiências têm mostrado flexibilidade potencialmente similar às opções gerais de reservas operacionais (IEC, 2012). Uma vez que diferentes tipos de carga têm diferentes capacidades de resposta, assim como diferentes custos associados, pesquisas nesta área continuam sendo relevantes para identificar o verdadeiro valor agregado e a capacidade da RLD.

O capítulo 3, a seguir, foca nas principais estratégias que têm sido desenvolvidas dentro dos programas de Resposta pelo Lado da Demanda.

3 Programas de Resposta pelo Lado da Demanda

A resposta pelo lado da demanda tem sido negligenciada como forma de resolver os problemas da indústria elétrica. Historicamente, os mercados elétricos e os provedores têm se concentrado no fornecimento de energia, assumindo que os consumidores não estão dispostos ou são incapazes de modificar seu consumo. Contrariamente a essas expectativas, os clientes respondem a preços mais altos comprando aparelhos mais eficientes e tomando outras medidas de eficiência (Spees; Lave, 2007). A resposta pelo lado da demanda refere-se a "mudanças no padrão de consumo de energia elétrica pelos usuários finais". Quando o consumidor participa dos programas de resposta da demanda, existem duas formas principais de mudar sua utilização de eletricidade: diminuindo seu consumo de energia através de estratégias de corte de carga ou deslocando o consumo de energia para um período de tempo diferente. A geração distribuída, adicionalmente, é considerada por alguns autores como outra medida de RLD, uma vez que o consumidor limita assim sua dependência na rede principal (MOHAGHEGHI et al., 2010; SIANO, 2014). Na Tabela 1 são apresentadas as categorias que fazem parte em um programa de resposta pelo lado da demanda.

Tabela 1. Tipos de programas de resposta pelo lado da demanda (Aalami et al., 2010; SIANO, 2014; Faruqui et al., 2012).

Opções baseadas no preço – Deslocamento de Carga	Opções baseadas em incentivos – Serviços de Balanceamento
<p><u>Tarifas variáveis (TOU - Time of Use):</u> Tarifas com blocos de preços fixos que diferem por hora do dia.</p> <p><u>CPP (preço de pico crítico):</u> Tarifa pré-especificada e alta taxa extra que é ativada pelo operador e entra em vigor por um número limitado de horas.</p> <p><u>RTP (preços em tempo real):</u> Tarifas que variam continuamente, geralmente por hora, em resposta aos preços do mercado de energia elétrica.</p>	<p><u>Controle direto de carga:</u> Os clientes recebem pagamentos de incentivo por permitir ao operador um grau de controle sobre certos equipamentos.</p> <p><u>Programas de resposta da demanda emergencial:</u> Os clientes recebem pagamentos de incentivo para reduções de carga quando for necessário para garantir a confiabilidade da rede.</p> <p><u>Programas de mercado de capacidade:</u> Os clientes recebem pagamentos de incentivo por fornecer reduções de carga pré-especificadas como substitutos da capacidade do sistema.</p> <p><u>Programas de Interrupção/corte:</u> Os clientes recebem uma tarifa reduzida para aceitar reduzir a carga sob solicitação.</p> <p><u>Programas de mercado de serviços auxiliares:</u> Os programas de serviços auxiliares permitem que os clientes ofereçam uma oferta de redução de carga no mercado spot como reserva operacional.</p> <p><u>Licitações de demanda/ programas de recompra:</u> Os clientes fazem ofertas para reduzir a carga quando os preços do mercado elétrico são altos.</p>

A integração completa dos programas de RLD requer sistemas de comunicação, sensores, medições automatizadas, dispositivos inteligentes e processadores especializados (Siano, 2014). É importante ressaltar que a aplicação de técnicas de resposta da demanda pode perturbar a diversidade natural das cargas e criar alguns efeitos indesejáveis, como por exemplo, a redução da diversidade da carga dos aparelhos domésticos como consequência do controle direto de carga (Strbac, 2008). No entanto, os benefícios que o uso de programas de resposta da demanda representa são significativos e podem ser analisados em todos os segmentos do setor de energia elétrica, os principais são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Benefícios da implantação de programas de resposta da demanda (Han; Piette, 2008; Siano, 2014).

	Operação	Expansão	Mercado
Transmissão e distribuição	<p>Aliviar o congestionamento, gerenciar contingências, evitando interrupções.</p> <p>Segurança do sistema: os operadores de sistemas são dotados de meios mais flexíveis para atender contingências.</p>	<p>Adiar investimento na rede.</p> <p>Reforço ou aumento da confiabilidade de longo prazo da rede.</p>	
Geração	<p>Reduzir perdas técnicas.</p> <p>Facilitar a operação técnica.</p>	<p>Evite o investimento em unidades de pico.</p> <p>Reduz os requisitos de reservas de capacidade ou aumenta a</p>	Desempenho do mercado: resposta da demanda impede o exercício do poder de

	<p>Reduzir a geração de energia nos horários de pico: reduzir custos de energia e possivelmente emissões.</p> <p>Facilitar o equilíbrio da oferta e da demanda (especialmente importante com a geração intermitente de energia renovável).</p> <p>Reduzir os requisitos de reservas operacionais ou aumentar a confiabilidade do fornecimento no curto prazo.</p>	<p>confiabilidade no longo prazo da oferta.</p> <p>Permite mais penetração de fontes renováveis intermitentes.</p>	<p>mercado por produtores de energia elétrica.</p> <p>Reduzir a volatilidade dos preços.</p>
Demanda	<p>Consumidores mais conscientes dos custos e do consumo, e até mesmo dos impactos ambientais.</p> <p>Dá aos consumidores opções para maximizar sua utilidade: oportunidade de reduzir as contas de eletricidade ou receber pagamentos.</p> <p>Economia de contas para todos os clientes: baixos preços no mercado de venda de energia resultam do uso de menos energia quando os preços são altos ou de deslocamento do uso para horários com preços mais baixos.</p> <p>Probabilidade baixa de corte involuntário de carga e, portanto, evita-se incorrer em custos e inconvenientes financeiros ainda maiores.</p>	<p>Toma de decisões de investimento com maior conscientização sobre consumo e custo.</p>	<p>Aumenta a elasticidade da demanda.</p> <p>Novos produtos, mais escolha do consumidor.</p>

Uma descrição dos principais programas de RLD é realizada a seguir:

3.1 Programas com tarifas variáveis para o consumidor final

Os clientes podem participar dos programas diretamente com a concessionária, ou através de um intermediário. Em alguns mercados de energia elétrica, como por exemplo, mercados europeus, os clientes de uso final são geralmente agregados por intermediários, conhecidos como provedores de serviços de redução (*curtailment service providers - CSPs*), agregadores de clientes varejistas (*aggregators of retail customers - ARC*) ou provedores de resposta da demanda (*demand response providers - DRPs*), que apresentam ao mercado de energia a capacidade agregada dos clientes finais (Samad; Kiliccote, 2012; Siano, 2014).

As opções baseadas em preço ou tarifas variáveis representam estratégias onde os usuários são encorajados individualmente e voluntariamente a gerenciar suas cargas, por exemplo, reduzindo seu consumo nas horas de pico. O preço da eletricidade pode ser diferente em horários pré-definidos ou pode variar dinamicamente de acordo com o dia, semana, ano ou com a margem de reserva existente. Os preços podem ser estabelecidos com antecedência diária ou por hora ou em tempo real e o cliente reagirá

às flutuações nos preços da eletricidade. Não há penalidades para esses programas. A tarifa *Time of use* – TOU, a tarifa de pico crítico (*Critical-Peak Pricing* - CPP), e a tarifa em tempo real (*Real Time Pricing* - RTP) estão entre as opções mais populares.

- Tarifa *Time of use* – TOU: A tarifa TOU mais simples tem dois blocos no dia; durante e fora da carga pico; onde as tarifas são maiores nos períodos de pico e menores durante os períodos fora de pico. A definição da tarifa tenta refletir o custo da geração de energia em diferentes períodos. Questões-chave que envolvem o design das tarifas de TOU: a duração dos períodos individuais e os níveis de preços associados. Este método é amplamente praticado em vários países da Europa e particularmente para famílias com aquecimento elétrico (Strbac, 2008).
- Tarifa de pico crítico (CPP): As taxas de CPP incluem um preço de uso de energia elétrico pré-especificado superposto às taxas de TOU ou a taxas fixas normais. Os preços do CPP são utilizados durante contingências ou preços elevados no mercado atacadista por um número limitado de dias ou horas por ano (Jazayeri et al., 2005). Existe uma tarifa similar chamada Tarifa de dia extremo (*Extreme Day Pricing* – EDP), a EDP é semelhante ao CPP em ter um preço mais alto para a eletricidade e difere do CPP no fato de que o preço está em vigor durante as 24 horas do dia extremo, o que é desconhecido até um dia de antecedência (Charles River Associates, 2005).
- Tarifa em Tempo-Real: RTP são programas em que os clientes são cobrados preços horários flutuantes refletindo o custo real da eletricidade no mercado atacadista. Os clientes da RTP são informados sobre os preços com antecedência ou hora-a-hora. Muitos economistas estão convencidos de que os programas de RTP são os programas de resposta da demanda mais diretos, eficientes e adequados para mercados competitivos de eletricidade e devem ser o foco de tomadores de decisão (Albadi; El-Saadany, 2008). É amplamente aceito que é necessária alguma forma de arranjo de preços em tempo real para alocar eficientemente os recursos do programa de resposta da demanda e informar plenamente os usuários sobre o valor da eletricidade em cada ponto do tempo e local. Grandes clientes podem acompanhar o preço da eletricidade em seu sistema de gerenciamento de energia. Isso deve ser habilitado pela aplicação de aparelhos inteligentes que facilitariam a implementação destes programas (Strbac, 2008).

Segundo (Strbac, 2008), a fim de facilitar essa troca de energia entre um grande número de participantes domésticos menores, um sistema eletrônico de mercado de energia, suportado pela internet, precisaria ser desenvolvido (uma extensão dos mercados de energia).

3.2 Programas baseados em eventos ou incentivos

Os programas baseados em incentivos incluem programas de controle direto de carga, resposta da demanda emergencial, Programas de Interrupção/corte (*Interruptible/Curtailable* – I/C), mercado de capacidade (CAP), mercado de serviços ancilares e alguns autores consideram também dentro deste grupo as Licitações de demanda/ programas de recompra (*Demand Bidding* -DB). Os programas de controle direto de carga de resposta da demanda emergencial são programas voluntários, e se os clientes não reduzem o consumo, eles não são penalizados (Aalami et al., 2010).

3.2.1 Controle direto de carga

Os programas de controle direto de carga para resposta pelo lado da carga residencial baseiam-se em um acordo entre a concessionária e os clientes. Os programas domésticos de controle direto de carga aplicam-se a aparelhos que podem ser desligados ou alternados por períodos de tempo relativamente curtos. As aplicações mais comuns são os aparelhos de ar condicionado domésticos, aquecedores de água e bombas de piscinas. Os sistemas receptores são instalados para permitir comunicações entre a concessionária e os controles locais. A concessionária desliga um aparelho por um número limitado de horas por um número limitado de ocasiões (Ruiz et al., 2009).

Normalmente, os usuários são livres para operar o aparelho quando não estiver sob controle direto. Sistemas de controle mais inteligentes têm memórias incorporadas para reconhecer o quanto o equipamento está funcionando e são programadas para alternar (ligar/desligar) em diferentes frequências para que todos os participantes ofereçam reduções de carga semelhantes. Os consumidores que participam de esquemas de controle indireto recebem compensação através de contas de eletricidade reduzidas. Uma série de concessionárias, particularmente nos EUA, experimentou com carga direta, enquanto no Reino Unido não houve muito interesse na aplicação do controle de carga (Strbac, 2008).

3.2.2 Licitações de demanda

Os programas de licitação de demanda (também chamados de recompra) são programas em que os consumidores oferecem propostas em reduções de carga específicas no mercado de energia elétrica. A proposta é aceita se for menor que o preço do mercado. Quando uma oferta é aceita, o cliente deve restringir sua carga pelo valor especificado na cobrança ou enfrentar penalidades. Estes programas incentivam os grandes clientes a oferecer reduções de carga a um preço no qual eles estejam dispostos a ser reduzidos, ou para identificar a quantidade de carga que eles estarão dispostos a reduzir aos preços postados (Albadi; El-Saadany, 2008).

3.2.3 Mercado de serviços ancilares

Os programas de resposta da demanda também podem oferecer serviços auxiliares ou ancilares para os operadores da rede elétrica, como suporte de tensão, equilíbrio de potência ativa e reativa, regulação de frequência e correção do fator de potência. Os programas de serviços ancilares permitem que os clientes ofereçam reduções de carga nos mercados elétricos como reservas operacionais. A reserva operacional distribuída tenta apoiar os provedores tradicionais de serviços ancilares imitando seu comportamento. Do lado da demanda, isso significa que a carga pode ser reduzida ou aumentada quando a frequência da rede cai ou aumenta. Os participantes devem estar “*on call*” para prover as reduções em menos de uma hora. Os participantes recebem pagamentos do operador de rede para se comprometerem a reduzir a carga quando necessário (Palensky; Dietrich, 2011; Siano, 2014).

3.2.4 Resposta da demanda emergencial

A resposta da demanda também fornece benefícios de confiabilidade no curto prazo, pois pode oferecer alívio de carga para resolver restrições de capacidade do sistema. Em programas de resposta da demanda emergencial, os participantes recebem incentivos para reduções de carga medidas durante as condições de emergência. Os programas de emergência são baseados em confiabilidade, e os pagamentos às reduções de carga geralmente são vinculados aos preços do mercado de energia em tempo real (em regiões com mercados atacadistas organizados) ou aos valores que refletem o custo da interrupção do cliente ou o valor da carga perdida. Os potenciais participantes nos programas de resposta da demanda de emergência enfrentam incerteza sobre o número de eventos em que eles poderão obter benefícios e os pagamentos que receberão quando os eventos ocorrerem, e o tempo dos eventos (U.S. DOE, 2006).

3.2.5 Contratos interrompíveis (I/C) para os grandes consumidores

I/C é um programa no qual os consumidores inscritos estão sujeitos a penalidades se não restringirem sua carga quando dirigido. Estes programas estão disponíveis para as classes de consumidores comerciais e industriais. Os programas de interrupções de carga são particularmente populares para a prestação de serviços de reserva e para melhorar a confiabilidade do sistema. Este controle de carga interrompível não é exercido diariamente, mas é usado para suportar o sistema após interrupções de geração ou manutenções na rede. Participantes comuns são aqueles com operações de refinado, derretimento, processos de fabricação, mineração e tratamento de água. Os consumidores com processos contínuos não são bons candidatos. Existem também programas para clientes comerciais onde a carga é controlada usando os sistemas de controle local, como controle de ventilação e controle de ar condicionado, controles de refrigeração e controles de iluminação (Strbac, 2008).

Os clientes em tarifas de serviço I/C recebem um desconto ou crédito em troca de concordar em reduzir a carga durante as contingências do sistema. As tarifas de I/C diferem das alternativas de resposta da demanda emergencial e do mercado de capacidade porque geralmente são oferecidas por uma empresa especializada em serviços de resposta da demanda automática que tem a capacidade de implementar o programa quando necessário. Os típicos tamanhos mínimos de clientes para serem elegíveis para tarifas I/C variam de 200 kW a 3 MW, que podem diferir em diferentes situações e mercados (Aalami et al., 2010).

Os clientes dessas tarifas concordam em restringir um bloco específico de carga elétrica ou restringir seu consumo a um nível pré-especificado. Os clientes dessas tarifas tipicamente devem restringir dentro de 30-60 minutos quando são notificados pelo concessionário, geralmente por meio de infraestrutura de medição avançada (AMI). O número de horas que uma concessionária pode solicitar a interrupção é limitado (não mais de 200 h por ano) (Arnold; Tuan, 2006). As tarifas de incentivo podem diferir em diferentes mercados. No mercado de energia da Califórnia, o incentivo do programa I/C foi de 7,000 \$(USD)/MW-mês em 2001, contra 65 \$(USD)/MWh como o preço da eletricidade (Jazayeri et al., 2005).

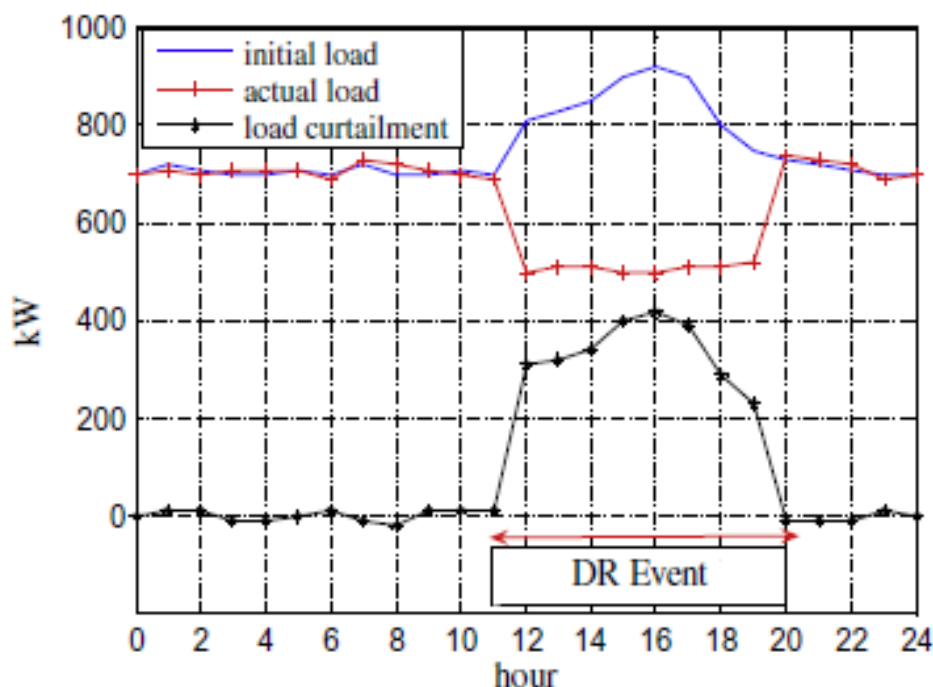


Figura 2. Esquema como exemplo dos programas I/C. Fonte: (Aalami et al., 2010).

3.2.6 Mercados de capacidade

Nos programas de mercado de capacidade, os clientes comprometem-se a fornecer reduções de carga pré-especificadas quando as contingências do sistema surgem e estão sujeitos a penalidades se não restringirem quando dirigido. Os programas de mercado de capacidade podem ser vistos como uma forma de seguro. Em troca de ser obrigado a reduzir a carga quando dirigido, os participantes recebem pagamentos garantidos. Assim como com o seguro, em alguns anos, as reduções de carga não serão chamadas, mesmo que os participantes sejam pagos para estar de plantão. Os programas de mercado de capacidade são geralmente oferecidos por provedores do mercado atacadista (nos Estados Unidos seriam as ISOs -*Independent System Operator*) que operam mercados de capacidade instalada (Aalami et al., 2010; U.S. DOE, 2006).

Além de concordar com a obrigação de reduzir, a elegibilidade para o programa de mercado de capacidade é baseada em uma demonstração de que as reduções são sustentáveis e realizáveis. Os requisitos para receber pagamentos de capacidade na concessionária de Nova York (NYISO) são: reduções mínimas de carga de 100 kW, redução mínima de quatro horas, notificação de duas horas e estar sujeitas a um teste ou auditoria por período de capacidade. Esses requisitos são projetados para garantir que as reduções possam ser contadas quando chamadas. O nível dos pagamentos que foram oferecidos pela concessionária de Nova York e Nova Inglaterra (NYISO e ISO-NE) (por exemplo, 14 \$(USD)/kW-mês em 2005) contribuíram para aumentar o interesse do cliente. O preço da eletricidade nesse período foi igual a 110 \$(USD)/MWh em Nova York e 75 \$(USD)/MWh em Nova Inglaterra (Aalami; et al, 2010).

4 Características das Redes Elétricas Inteligentes

No capítulo 2 foi apresentado como as redes elétricas inteligentes (REI) podem ajudar na integração de energia renovável no nível de distribuição e de transmissão. Neste capítulo são apresentadas as principais características das redes elétricas inteligentes. A Figura 3 apresenta o esquema geral de uma Rede Elétrica inteligente.

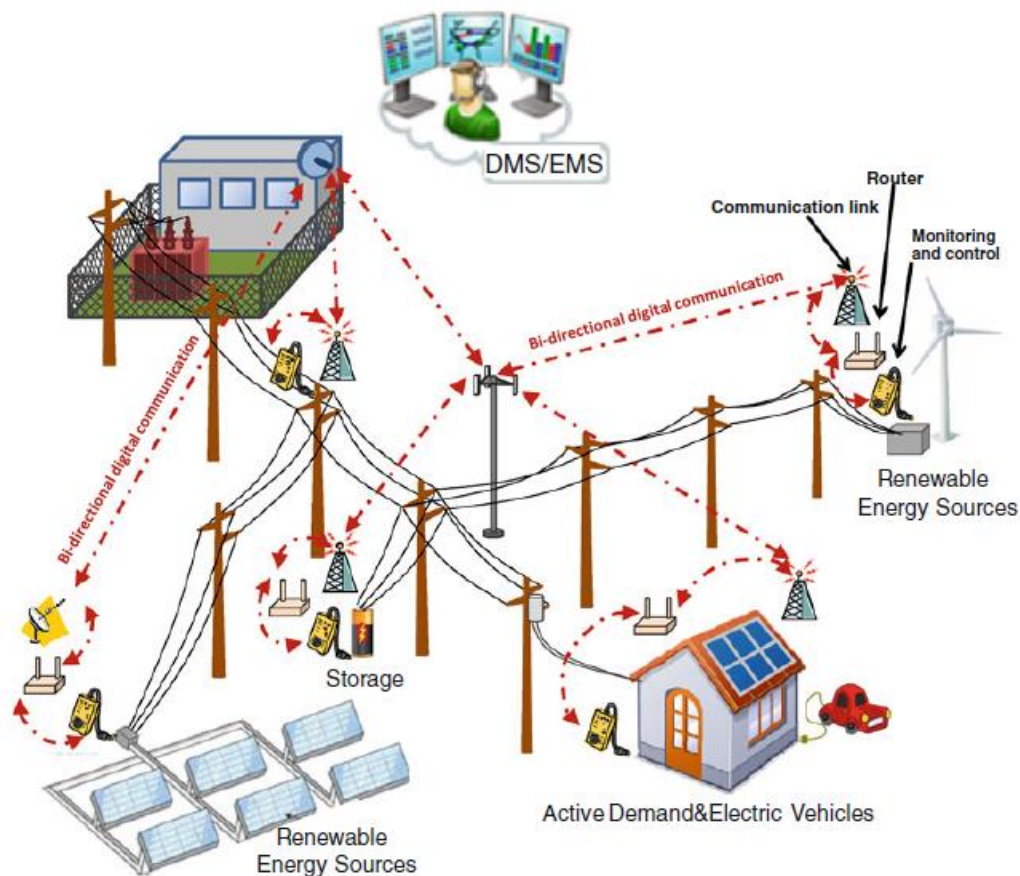


Figura 3. Esquema de uma rede elétrica inteligente. Fonte: (Di Fazio et al., 2013)

Pode-se dizer que *Smart Grid* é um termo que faz referência à nova geração de redes de energia em que todos os segmentos do setor elétrico incorporam avançados sistemas de comunicação e recursos de computação para ter um melhor controle sobre o sistema e, portanto, maior eficiência, confiabilidade e segurança (Wang; Lu, 2013; Yan et al., 2012). Nas redes inteligentes são usados sistemas de comunicação de duas vias, o que permite, por exemplo, que centros de controle comandem o funcionamento de aparelhos inteligentes industriais e residenciais, realizando ações como reduzir o consumo de energia dos dispositivos inteligentes nos instantes de consumo pico (Yan et al., 2012). Na Tabela 3 são apresentadas as principais diferenças entre a rede existente e a rede inteligente.

Tabela 3. Principais diferenças entre a rede existente e a rede inteligente. Elaboração própria baseado em (Farhangj, 2010)

Rede elétrica existente	Rede elétrica inteligente
Eletromecânica	Digital
Comunicação unidirecional	Comunicação bidirecional
Geração centralizada	Geração distribuída
Hierárquica	Radial
Poucos sensores	Alta densidade de sensores
Sem monitoração em tempo real, re-ligação manual	Auto- monitoramento e auto-recuperação (<i>self-healing</i>)
Fraqueza frente Falhas e Blackouts	Adaptativo
Testes/verificações manuais	Testes/verificações remotas
Controle limitado	Controle generalizado
Poucas opções para o consumidor	Muitas opções para o consumidor

Dado o vasto panorama de pesquisa no tema, é possível dividir em três grandes seções as REI a partir de uma perspectiva técnica (Fang et al., 2011):

- **Infraestrutura do sistema inteligente:** O sistema de infraestrutura inteligente é a infraestrutura de energia, informação e comunicação subjacente à REI. Suporta fluxo bidirecional de eletricidade e de informações. Os usuários podem gerar eletricidade usando painéis solares em casas e injetar energia na rede de forma controlada, ou veículos elétricos podem fornecer energia para ajudar a equilibrar as cargas ao entregar energia à rede em momentos de demanda pico.
- **Gerenciamento do sistema inteligente:** fornece serviços avançados de gerenciamento e controle e funcionalidades. A principal razão pela qual a REI pode revolucionar a rede elétrica é a explosão de funcionalidade baseada em sua infraestrutura inteligente. O sistema de gestão inteligente aproveita a infraestrutura inteligente para perseguir vários objetivos avançados de gerenciamento. A maioria desses objetivos está relacionada à melhoria da eficiência energética, equilíbrio entre a oferta e a demanda, controle de emissões e redução de custos operacionais.
- **Proteção do sistema inteligente:** fornece análise avançada de confiabilidade da rede, proteção contra falhas e serviços de proteção de privacidade e segurança. Aproveitando a infraestrutura inteligente, a REI não deve apenas ter um sistema de gerenciamento mais inteligente, mas também oferecer um sistema de proteção mais inteligente que possa oferecer suporte mais eficaz e eficiente aos mecanismos de proteção contra falhas, solucionar problemas de segurança cibernética e preservar a privacidade.

As tecnologias de habilitação de uma rede elétrica inteligente consistem, entre outras, nas seguintes (Siano, 2014):

- Estratégias de resposta pelo lado da demanda otimizadas para atender as diferentes funções objetivas, relacionadas tanto ao preço da energia quanto a eventos de emergência;
- Medidores de energia bidirecionais com comunicações que permitam revelar o padrão real de uso de energia;
- Dispositivos de comunicação utilizados para informar os clientes das ações de redução de carga;
- Ferramentas de informação energética que permitem acessar dados de carga em tempo quase real, avaliando o estado do sistema e, caso seja necessário, informando aos operadores das instalações sobre as cargas potenciais a serem consideradas para redução;
- Controladores de carga e sistemas de controle de gerenciamento de energia para otimização de programas de resposta da demanda;
- Equipamentos de geração on-site, usados para o backup de emergência ou para atender às necessidades de energia primária de uma instalação.

A implantação de uma rede elétrica inteligente traz consigo um alto número de benefícios. Segundo o relatório de NIST (NIST, 2010), os principais benefícios das REI, relacionados diretamente com uma melhor integração de energia renovável são:

- a. Otimizar a utilização das usinas e evitar a construção de usinas de energia de back-up (pico de carga);
- b. Aumento da capacidade e eficiência das redes de energia elétrica existentes;
- c. Facilitar a expansão da implantação de fontes de energia renováveis;
- d. Acomodar fontes de energia distribuídas;
- e. Reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, permitindo mais eficiência, maior penetração de veículos elétricos e novas fontes de energia;
- f. Aumentar a escolha do consumidor;
- g. Permitir novos produtos, serviços e mercados de energia;
- h. Permitir a transição para veículos elétricos plug-in e novas opções de armazenamento de energia;

A sua vez, as REI apresentam outros benefícios relacionados com a confiabilidade, estabilidade e segurança da rede, como (NIST, 2010):

- i. Apresentar oportunidades para melhorar a segurança da rede;
- j. Reduzir o consumo de energia, reduzindo a necessidade de geração ineficiente durante os períodos de pico;
- k. Melhorar a confiabilidade e qualidade de energia;
- l. Melhorar a resiliência à perturbação;

- m. Permitir a manutenção preditiva e auto-recuperação aos distúrbios do sistema;
- n. Automatização de manutenção e operação.

No entanto, apesar dos benefícios enumerados, a implantação de redes elétricas inteligentes tem algumas barreiras a superar. Por exemplo, no caso de programas de RLD, pode-se ressaltar a falta de infraestrutura de TIC, falta de compreensão dos benefícios da gestão de demanda e o fato de que soluções baseadas nestes programas podem não ser competitivas e tendem a aumentar a complexidade da operação do sistema quando comparadas com as abordagens tradicionais (Strbac, 2008).

4.1 Medição Inteligente

Um elemento importante da infraestrutura das redes elétricas inteligentes consiste nos sistemas de medição inteligente (AMI- *Advanced Metering Infrastructure*). Esses sistemas são fundamentais para gerenciar de uma forma eficiente os dados de consumo dos usuários de baixa tensão e da geração dos micro e mini-agentes de geração. O AMI consiste em um sistema integrado de medidores inteligentes, comunicação bidirecional, controle inteligente e gerenciamento de dados em uma estrutura que permite medir, coletar e analisar informações sobre o consumo de energia para um grande número de consumidores em uma base horária ou inferior. Ter um sistema de medição com tais recursos traz benefícios não só na modernização do sistema de cobrança (em comparação com o atual), mas também abre a porta para várias aplicações de RLD, razão pela qual o AMI é considerado um elemento viabilizador das Redes Elétricas Inteligentes (Mohassel et al., 2014).

Através do AMI é possível: i) definir com precisão o perfil de consumo de energia dos usuários; ii) detectar interrupções de energia rapidamente e informar precisamente a região afetada; iii) oferecer um bom cenário para a integração de Geração Distribuída (GD), e iv) criar serviços de valor agregado; v) implementar estratégias de RLD para modificar a curva diária de carga elétrica, entre outros (Ahmad, 2011; Gerwen et al., 2006).

Várias iniciativas AMI foram realizadas no mundo todo. Nessas experiências, pode-se observar que as motivações que incentivaram um país a investir nesses sistemas variam de acordo com suas características particulares. Nos EUA, por exemplo, o principal interesse reside na necessidade de uma modernização do sistema de distribuição devido ao crescimento acelerado do consumo. Para vários países europeus, os sistemas AMI são interessantes para estabelecer melhores condições para a integração de geração distribuída. O caso brasileiro parece ser mais parecido com os casos italianos e espanhóis, onde a redução de perdas técnicas e não técnicas é o principal motivador (CGEE, 2012; Mohassel et al., 2014). Atualmente, o Brasil está em estágio inicial do desenvolvimento de AMI, algumas experiências foram realizadas, principalmente correlacionadas com projetos P&D da ANEEL, conforme listado no (CGEE,2012).

4.2 Incentivos para a Implantação de Redes Elétricas Inteligentes

As REI permitem dotar a rede de dispositivos de armazenamento de energia para uso conjunto com fontes intermitentes; prepara a rede elétrica para suportar a crescente demanda futura de veículos elétricos, permite realizar ações de resposta pelo lado da carga do sistema e eventualmente auxilia na redução da emissão de gases decorrentes da produção de energia elétrica com recursos fósseis. Como mencionado,

o conceito de REI é bastante abrangente, não havendo uma definição única adotada, e o objetivo de seu desenvolvimento também varia nos diferentes países. Por exemplo, nos EUA o objetivo principal é abordar o envelhecimento de suas redes, melhorar a qualidade de serviço, gerar empregos e fomento da indústria e aumentar a interação com o usuário. O foco principal na Europa é o de promover o uso de energias renováveis e diminuir a dependência de combustíveis fósseis para uma maior segurança energética (Mohassel et al., 2014). No caso do Brasil, o objetivo pode ser considerado como englobando tanto os motivos americanos quanto os europeus sob os pontos de vista das concessionárias, dos consumidores e do agente regulador, com destaque para: reduzir as perdas técnicas e comerciais (fraudes); melhorar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras; reduzir os custos operacionais; melhorar o planejamento da expansão da rede; melhorar a gestão dos ativos; promover a eficiência energética e fomentar a inovação e a indústria tecnológica (Viviescas et al., 2017).

A modernização das redes elétricas possibilita de forma confiável e estável a expansão da capacidade de fornecimento de eletricidade, melhora a relação custo-benefício na geração e na transmissão de energia elétrica, melhoram os níveis de confiabilidade e prove informações ao consumidor sobre o consumo individual de energia elétrica, bem como ferramentas para auxiliar no controle e na tomada de decisão acerca do consumo (Arnold, 2011; Farhangi, 2010).

5 Principais iniciativas

As redes elétricas inteligentes constituem, na atualidade, uma temática de elevada relevância para o setor elétrico. Ao redor do mundo podem ser encontrados exemplos de projetos pilotos e de projetos de implantação de tecnologias pertencentes ao conceito de REI. Isto por que existe interesse por parte de entidades governamentais, concessionárias, fabricantes e da comunidade acadêmica por conhecer os impactos e benefícios que a implantação de sistemas de REI acarreta.

Nesta seção serão apresentadas algumas das principais iniciativas de projetos de REI no contexto mundial. Dentro das diferentes tecnologias das REI, a área de medição inteligente é aquela que tem apresentado maior grau de desenvolvimento na atualidade. Este fato coincide com a discussão do capítulo anterior, na qual foi destacado o papel dos sistemas AMI como facilitadores das outras tecnologias pertencentes às REI. A Figura 4 mostra um levantamento das principais iniciativas de medição inteligente no mundo. O mapa foi criado sob os auspícios do projeto de medição inteligente no Reino Unido (ENERGY UK, 2012). Assim como observado na Figura 4, os maiores investimentos têm sido realizados nas regiões da União Europeia e nos Estados Unidos. Uma lista de projetos nestas regiões e na região latino-americana é apresentada a seguir:



Figura 4. Iniciativas de medição inteligente no mundo (vermelho: eletricidade, verde: gás, azul: água, triângulo: piloto, círculo: projeto). Fonte: (ENERGY UK, 2012).

5.1 União Europeia

Como mencionado, a medição inteligente é a área onde o progresso mais significativo tem sido efetuado na Europa. De fato, os grandes projetos de implantação de REI citados no relatório são essencialmente iniciativas de medição inteligente. Segundo o citado relatório, desde o ano 2002 (até o ano 2014) foram efetuados 459 projetos de REI na União Europeia. O Reino Unido, a Alemanha, a França e a Itália são os principais investidores nestes projetos. A Dinamarca, por sua parte, é o país maiormente envolvido em projetos de P&D, apoiando um grande número de projetos de pequena escala (Giordano et al., 2013).

De modo geral, pode-se dizer que a principal motivação Europeia nas REI está dentro do contexto do programa “EU’s 20-20-20”³, onde as REI são vistas como um facilitador para atingir o potencial de eficiência energética, assim como para facilitar a inserção de fontes renováveis na matriz energética da região. Iniciativas como o *Smart Grids European Technology Platform* (ETP) e o *European Electricity Grid Initiative* (EEGI) foram criadas para elaborar planos de desenvolvimento com foco claro para as REI. Estes programas incluem representantes da indústria, operadores dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia, centros de pesquisa e agentes reguladores.

³ Programa Europeu focado em reduções de 20% das emissões de gases GHG, aumento em 20% de geração de energia por meio de fontes renováveis e aumento em 20% da eficiência energética até o ano 2020.

A Tabela 4, mostrada a seguir, apresenta uma lista não exclusiva de exemplos de projetos relevantes de REI na região da União Europeia.

Tabela 4. Projetos de REI na União Europeia (CGEE, 2012; Giordano et al., 2013; NORTHERN POWERGRID LIMITED, 2017; EWE AG et al., 2012).

Denominação/descrição do projeto	Resultados destacáveis
EnRpool (França) – Resposta pelo lado da demanda	O projeto agrega e mede várias centenas de MW de energia renovável a partir de fontes eólicas e solares. O consumo de vários locais industriais é modelado em função das variações desta geração.
Flexlast (Suíça) – Resposta pelo lado da demanda	Armazéns de congeladores industriais de uma cadeia de supermercados são usados como um amortecedor para ajudar a equilibrar as flutuações da energia decorrentes da geração solar e eólica.
Model City (Alemanha 2008 a 2012) – Consumidores inteligentes e Smart Home. Casas equipadas com aparelhos inteligentes coordenados por um controlador central. Projeto de aplicação de tarifas dinâmicas.	Resultados de mudança do perfil de potência para 6-8% das cargas do sistema. Potencial de redução de energia de 5 a 10%. 80% dos clientes participantes disseram que não pagariam pela provisão e exibição de dados de consumo de eletricidade. Existe resistência do consumidor a tornar públicos seus dados de consumo de energia.
Projetos com foco em sistemas VPP (<i>Virtual Power Plants</i>) ⁴ , como: EcoGridEU, Power Matching City, REFLEXE, Virtual Power Plant e E-Energy. Estes projetos levam em consideração restrições de rede e sinais de mercado para avaliar as características requeridas para as unidades participantes das VPP, assim como avaliar a viabilidade dos modelos de negócio dos agregadores, mediante o uso de mecanismos de coordenação entre as unidades distribuídas.	Existência de sistemas VPP operacionais, inclusive nos mercados de energia. Demonstração de que as plantas de geração flexível podem contribuir no suporte da estabilidade da rede. Agregação de flexibilidade de oferta e demanda para um sistema de 1.500 domicílios com base nos sinais do mercado. Análise do potencial de mercado e o envolvimento do consumidor através de sinais econômicos.
Green Emotion – Eletro mobilidade.	Foco na interoperabilidade do sistema de veículos elétricos e da otimização da infraestrutura de carregamento em termos de tipo, número, localização e custos de melhoria da rede.
eTELLIGENCE (2009 a 2012) – Resposta pelo lado da demanda e VPP.	13% de redução mensal do consumo de energia médio para os consumidores participantes.

⁴ Usina de energia virtual: Consiste num agrupamento de pequenas unidades de geração distribuída, como parques eólicos, unidades de CHP, sistemas fotovoltaicos, pequenas usinas hidrelétricas e unidades de biogás, utilizando um controle de geração centralizado, que permite que todo o conjunto seja considerado como uma única usina de potência média. O conceito VPP pode abranger também às cargas desta rede, se as mesmas são gerenciáveis.

<p>650 domicílios com displays de consumo de eletricidade em tempo real.</p> <p>Incorporação de tarifas dinâmicas e outras abordagens para oferecer aos clientes de varejo (residencial, comercial e industrial) participação e acesso ao mercado.</p> <p>Integração do gerenciamento da demanda para usuários industriais.</p> <p>Uma integração de geração distribuída por meio de recursos de agrupamento de VPPs.</p>	<p>12% de redução mensal do consumo no período de carga pico para consumidores participantes</p> <p>Demonstrou que os sistemas de energia térmica podem ser utilizados de forma eficaz como instalações de armazenamento de energia.</p>
<p>ENERGY DEMAND PROJECT (Reino Unido, 2007-2011) – Resposta de demanda.</p> <p>Explorou as respostas no consumo de energia de aproximadamente 60 mil famílias para diferentes exibições do consumo de energia</p>	<p>Encontraram-se economias de energia no longo prazo em torno de 3% e com valor máximo de 11% ocasionadas pelo uso de medidores inteligentes com displays.</p>
<p>GROW-DERS (2009-2011) – Geração distribuída com armazenamento flexível.</p> <p>Pesquisou a implementação de sistemas de armazenamento distribuídos e transportáveis nas redes.</p>	<p>Desenvolveu-se um novo software comercial para a avaliação técnico-econômica de sistemas de armazenamento conectados à rede.</p> <p>Apesar dos resultados técnicos atraentes, destacou-se que ainda não existe uma adequada viabilidade econômica.</p>
<p>WEB2ENERGY (2010-2012)</p> <p>Foi composto por três pilares:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Medição inteligente: 200 domicílios; ii) Gerenciamento inteligente de pequenos produtores de energia; iii) Automação de distribuição inteligente. <p>Foi exigida uma troca de informações entre os usuários da rede (consumidores, produtores, terminais, centro de controle do operador de rede, comerciantes e VPP).</p> <p>O projeto considera três zonas tarifárias, calculadas com três dias de antecedência com base nas previsões dos preços da eletricidade no mercado spot e das condições atmosféricas.</p>	<p>Durante os primeiros três meses, foram observadas reduções de consumo médio de 3%.</p> <p>A carga pico diária foi reduzida em aproximadamente 15%, uma vez que uma porção da carga foi deslocada da zona tarifária mais cara para a mais barata.</p>
<p>CELL-CONTROLLER PROJECT (Dinamarca, 2004-2011) – Controle de geração distribuída e microrredes.</p> <p>Implementou uma arquitetura de controle capaz de coordenar recursos de energia distribuídos para suportar serviços auxiliares.</p>	<p>O controle permitiu criar microrredes que podem operar conectadas à rede ou isoladas da mesma, mantendo a estabilidade em ambos casos.</p> <p>O projeto demonstrou que era possível fornecer simultaneamente diversos serviços energéticos para as várias partes interessadas; como: Energia ativa, balanceamento de potências ativa e reativa, serviços</p>

	de controle de tensão. Isto permite uma integração de recursos energéticos distribuídos orientada ao mercado.
<p>PREMIO (França, 2008-2012)</p> <p>- VPP</p> <p>O projeto integra aproximadamente cinquenta recursos distribuídos (geração distribuída, tecnologias de armazenamento e cargas restritas dos clientes), considerando dez tipos de recursos.</p>	<p>Foram observadas reduções de carga significativas (de até 40%) durante o projeto;</p> <p>Foi demonstrada a capacidade de proporcionar energia com estabilidade para curvas de carga com alto grau de variabilidade, utilizando múltiplos recursos distribuídos.</p> <p>A maturidade das tecnologias de recursos distribuídos não garante, por si só, o sucesso das usinas VPP. As TIC são cruciais.</p>
<p>Customer-Led Network Revolution 2001 (Reino Unido 2011-2013) - Smart Meter e AMI</p> <p>Foi avaliada a forma como as tarifas podem alterar o comportamento do consumidor para 14.000 medidores inteligentes.</p>	<p>Nos resultados oficiais do projeto destaca-se que um dos principais resultados consiste nos novos aprendizados sobre a flexibilidade dos consumidores, que serviu de base para o desenvolvimento do <i>roadmap</i> de REI desta concessionária para o futuro.</p> <p>A resposta da demanda para consumidores industriais e comerciais pode ser realizada na atualidade com menor dificuldade do que para o caso residencial.</p>
<p>Reino Unido (Smart Meter e AMI 2011-2014)</p> <p>Instalação e monitoramento de 5.000 medidores inteligentes em conjunto com postos de carregamento de veículos elétricos.</p>	<p>Foi criado um laboratório de aprendizagem no Imperial College de Londres para testar em grande escala o impacto de tecnologias de baixa emissão de carbono em redes.</p>
<p>Energy@home (Itália 2009-2011) – Redes de automatização domésticas (HAN).</p> <p>Focado em desenvolver um sistema no qual aparelhos inteligentes domésticos possam ajustar seu consumo de energia dependendo do recurso energético e dos preços.</p>	<p>Definição de um conjunto de especificações técnicas da rede HAN (Home Area Network) integrada dentro do padrão ZigBee 1.2 utilizado na Itália.</p> <p>Construção de um sistema integrado composto por gateways, medidores inteligentes, conectores inteligentes e aparelhos domésticos inteligentes.</p> <p>Projetos pilotos na Itália e na Holanda considerando aproximadamente 400 usuários.</p> <p>Disponibilização de ferramentas open-source focadas no desenvolvimento de aplicações HAN.</p>
<p>Smart Grid Prague (República Tcheca 2011-2014) – Gerenciamento de recursos energéticos distribuídos.</p>	
<p>E-Telligence (Alemanha 2009-2012)</p> <p>- Tecnologias de comunicação e informações, reposta pelo lado da demanda, geração distribuída, VPP.</p>	<p>Integração de um sistema inteligente de geração de eletricidade e de consumo constituído por 2.000 consumidores.</p>

5.2 Estados Unidos

Possuindo a maior economia, e um dos maiores consumos de eletricidade do mundo, os Estados Unidos estão realizando esforços para aumentar a eficiência de suas redes elétricas. Neste contexto, as REI surgem como uma oportunidade para realizar este melhoramento, melhorar a qualidade do serviço e aumentar a interação com o usuário (Xue-Song et al., 2010). Nos projetos de demonstração de tecnologias de REI realizados nos EUA pode-se notar que a redução da demanda de pico é geralmente um objetivo comum.

O *American Recovery and Reinvestment Act* de 2009 disponibilizou um orçamento de US\$ 4,5 bilhões para o departamento de energia com o objetivo de modernizar as redes elétricas e de desenvolver as atividades previstas no *Energy Independence and Security Act (EISA)* de 2007. As duas principais iniciativas resultantes deste ato no contexto das REI são os programas *Smart Grid Investment Grant (SGIG)* e *Smart Grid Demonstration (SGDP)* (SMARTGRID.GOV, 2017).

O programa *Smart Grid Investment Grant (SGIG)* visou acelerar a modernização dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição do país. O programa selecionou projetos de concessionárias de eletricidade em todo o país através de uma solicitação competitiva baseada em mérito. Como resultado, um total de 99 projetos receberam assistência financeira federal para até 50% dos custos elegíveis do projeto. Através destes projetos, o programa SGIG promoveu investimentos em tecnologias, ferramentas e técnicas das REI que aumentaram a flexibilidade, funcionalidade, interoperabilidade, segurança cibernética e eficiência operacional destes sistemas (SMARTGRID.GOV, 2017b).

Mediante as diretivas nacionais estabelecidas no “*Presidential Memorandum on Transparency and Open Government*”, o governo americano criou os portais “*SmartGrid.gov*” e “*OpenEI*”. Estes portais concentram informações sobre as iniciativas federais que apoiam o desenvolvimento das tecnologias, políticas e projetos voltados ao conceito de REI (CGEE, 2012; U.S. DOE, 2012).

O Electric Power Research Institute (EPRI) concedeu patrocínio a projetos de demonstração em REI - de mais US\$ 4 bilhões. Na iniciativa do projeto EPRI, pesquisas com foco na formação de “usinas virtuais” empregando controle integrado de geração distribuída, armazenamento, energias renováveis e tecnologia de resposta pelo lado da demanda destacaram como forma de ter maior integração na rede. Essa iniciativa conta com a parceria de empresas de energia, fabricantes e o governo. Ainda no Texas, a Centerpoint Energy investiu US\$ 50 milhões em sistemas de self-healing, implantando cerca de dois milhões de medidores inteligentes em Houston-Metro e Galveston (CGEE, 2012).

A Xcel Energy tem um portfólio de tecnologias de REI que envolve a transformação da infraestrutura de medição existente para uma robusta rede elétrica com sistema dinâmico de comunicação; a conversão de subestações para monitoramento remoto; a instalação de dispositivos de controle programáveis na casa dos consumidores e integração de infraestrutura para suportar facilmente tecnologias de geração distribuída (como de veículos elétricos plug-in com a rede (V2G), sistemas de bateria, turbinas eólicas e painéis solares) (CGEE, 2012).

A Tabela 5, mostrada a seguir, apresenta uma lista não exclusiva de exemplos de projetos de REI relevantes na região dos Estados Unidos.

Tabela 5. Projetos de REI nos Estados Unidos (U.S. DOE, 2012a; U.S. DOE, 2014; U.S. DOE, 2014b; EPRI, 2010).

Denominação/descrição do projeto	Resultados destacáveis
<p>Oklahoma Gas and Electric (OG&E) – Tarifas variáveis de energia</p> <p>- Resposta pelo lado da demanda</p> <p>6.000 consumidores residenciais; tarifa tipo <i>time-of-use</i> com preço pico crítico; uso de displays domésticos e de portais web.</p>	<p>Redução da demanda pico de até 30% em condições críticas.</p> <p>Aceitação positiva por parte dos consumidores, redução de despesas em energia elétrica.</p>
<p>ATK Launch Systems – Integração de energia renovável e sistemas de armazenamento, incluindo tecnologias de ar comprimido, energia solar e hídrica.</p>	<p>Redução de carga</p>
<p>Chevron Energy Solutions – Integração de energia solar, células de combustível, armazenamento de energia e sistemas de controle.</p>	<p>Redução da carga pico e melhora significativa na confiabilidade da rede</p>
<p>City of Fort Collins - 3.5 MW de recursos distribuídos em um sistema coordenado e integrado.</p>	<p>20-30% de redução da carga pico em múltiplos alimentadores de distribuição.</p>
<p>Illinois Institute of Technology – recursos distribuídos, sensores avançados, reconfiguração de alimentadores e controladores.</p>	<p>Demonstrar que uma potência pode ser entregue ao consumidor quando exigir, de forma econômica, sem falhas e sem aumentar os custos.</p>
<p>University of Hawaii - Gestão dos recursos do sistema de distribuição</p>	<p>Qualidade de serviço e confiabilidade, alívio de congestionamento.</p>
<p>University of Nevada - Sistemas fotovoltaicos integrados, armazenamento de energia em baterias, e produtos de consumo ligados a medidores avançados.</p>	<p>Casas de eficiência energética que superam questões de integração a rede, controle e comunicação.</p>
<p>Marblehead Municipal Lighting Department (MMLD) – Tarifas variáveis de energia</p> <p>- RLD</p> <p>500 consumidores residenciais; tarifa de pico crítico, uso de portais web.</p>	<p>Redução da demanda pico de até 37% em condições críticas.</p> <p>Aceitação positiva por parte dos consumidores, porém pouco uso do portal web.</p>
<p>Sioux Valley Energy (SVE) – Tarifas variáveis de energia</p> <p>- RLD</p> <p>600 consumidores; tarifa de pico crítico, uso de portais web.</p>	<p>Redução da demanda pico de até 25% em condições críticas.</p> <p>Consumidores interessados em continuar sua participação neste tipo de iniciativas.</p>
<p>Conjunto de 6 projetos de concessionárias focado nas áreas de resposta da demanda e veículos elétricos:</p> <p>Burbank Water and Power; Duke Energy; Indianapolis Power & Light Company; Madison Gas and Electric;</p>	<p>Foram avaliados mais de 270 estações de carregamento público de veículos elétricos e 700 consumidores residenciais.</p> <p>Dado o baixo número de veículos elétricos atuais, os projetos mostraram baixos impactos na rede.</p>

Progress Energy; Distrito Escolar Municipal de Sacramento (SMUD).	Foi verificado que o oferecimento de tarifas variáveis vai fomentar o carregamento de veículos elétricos nos horários fora de pico.
Honeywell (Califórnia) – em conjunto com Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas and Electric Company e Southern California Edison. Resposta da demanda automática (ADR)	<p>Foco nos clientes comerciais com demanda média superior a 200 kW.</p> <p>Dentro de lógica de operação são realizados cortes programados nas cargas previamente selecionadas pelos clientes (cargas não essenciais ou cujo uso pode ser adiado sem perdas significativas).</p> <p>Reduções substanciais nas contas dos participantes. Em um caso, por exemplo, um participante reduziu sua conta mensal em US\$ 15 mil e seu consumo em 25%.</p> <p>Obteve-se uma capacidade total de redução de demanda de 49 MW.</p> <p>Precisa-se ainda reduzir o custo dos sistemas de resposta da demanda automática, para melhorar a adoção desta tecnologia.</p>

5.3 América Latina

A adoção das tecnologias de REI tem algumas barreiras no caso Latino-americano em contraste com os casos Europeu e Norte-americano como é o baixo consumo de energia per capita, o menor número de projetos piloto ou de demonstração e a incerteza na recuperação dos investimentos requeridos. No entanto, recentemente os países Latino-americanos têm voltado sua atenção e recursos nesta área. A integração de fontes renováveis de energia, o melhoramento da eficiência do sistema e a redução de perdas (especialmente as não técnicas) são considerados como os principais motivadores.

Na região, o Brasil se caracteriza como o país com maior número de iniciativas. Similar ao ocorrido nas experiências Europeias e Norte-americanas, os projetos pilotos desenvolvidos até agora têm sido relevantes de modo grupal para avaliar os possíveis benefícios de uma implantação massiva das tecnologias de REI (CGEE, 2012).

No Brasil, a geração distribuída está regulada desde o ano 2012. O modelo adotado é o sistema de compensação de energia ou *net metering* (ANEEL, 2012), arranjo no qual a energia excedente da unidade consumidora com geração distribuída é injetada na rede e emprestada gratuitamente à concessionária local. Esse empréstimo é abatido com energia fornecida pela concessionária ao consumidor nos momentos de insuficiente auto-geração. Modificações na regulamentação no final do ano 2015 (Resolução normativa 687/2015) ampliaram os benefícios para essas unidades e ocasionaram uma forte tendência de aumento, totalizando 130 MWp em junho de 2017 (Aneel, 2017). Adicionalmente, o Brasil apresenta dois componentes importantes na hora de impulsionar o equilíbrio econômico da geração solar distribuída (que é o tipo de geração distribuída com maior capacidade instalada): A recente alta nas tarifas reguladas e os bons níveis de insolação.

A Figura 5 mostra um mapa destacando as principais iniciativas de REI no Brasil, estas iniciativas estão focadas principalmente em sistemas de medição avançada.

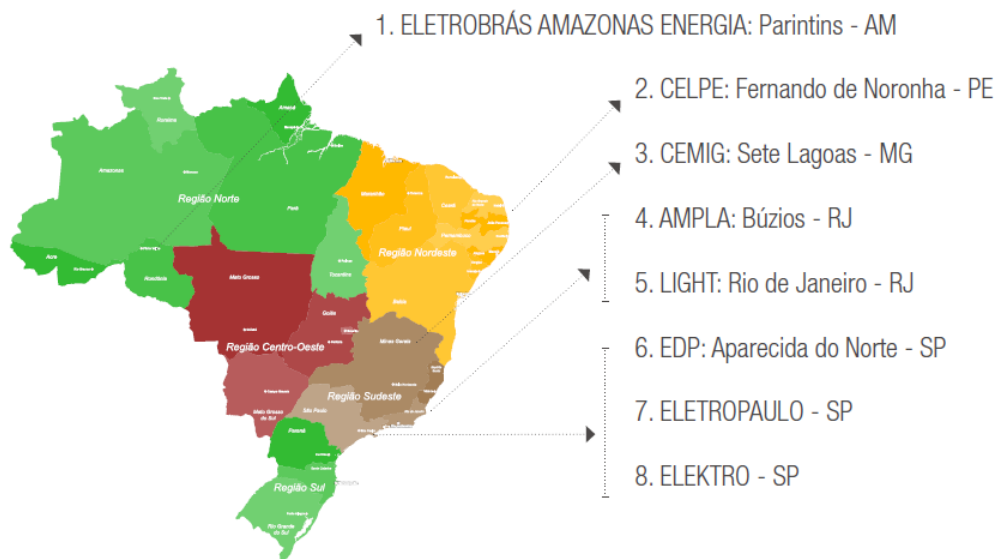


Figura 5. Principais projetos de REI no Brasil. Fonte: (MCTI; JRC, 2014)

Outros países da região como México, Colômbia, Chile e Argentina também têm demonstrado interesse nas REI ao ponto de desenvolver seus *roadmaps* para a integração destas tecnologias. A Tabela 6, mostrada a seguir, apresenta uma lista não exclusiva de exemplos de projetos relevantes de REI na região da América Latina.

Tabela 6. Projetos de REI na América Latina (Fraunhofer Chile Research et al., 2014; MCTI; JRC, 2014; UPME, 2017; SENER, 2016; Lee et al., 2012).

Denominação/descrição do projeto	Resultados destacáveis
<p>Cidades do Futuro – Sete Lagoas/MG, Cemig Distribuição (2010- 2015).</p> <p>Automação de redes de distribuição; Medição inteligente; Gerenciamento e integração de geração distribuída e relacionamento com o consumidor.</p> <p>Consumidores residenciais urbanos e rurais, comerciais e industriais.</p>	<p>Foi realizado um aporte de R\$ 25,3 milhões (recursos P&D ANEEL).</p> <p>O piloto abrange 8.000 consumidores de energia em uma região com 23 mil km de rede, formada por duas subestações e oito alimentadores.</p> <p>4.200 medidores inteligentes instalados na baixa tensão.</p>
<p>Smart Grid Light (2010-2015) – Rio de Janeiro</p> <p>Medição inteligente de energia; Resposta pelo lado da demanda; Automações residenciais; Inserção de geração distribuída; microrredes; Sistemas de recarga para veículos elétricos e híbridos; Automação de rede de distribuição e Eficiência energética.</p>	
<p>Parintins – Eletrobras</p>	<p>Foram instalados cerca de 3.500 medidores com funções de medição de variáveis elétricas, memória de massa, corte e religamento remotos e comunicação.</p>

Medição inteligente e tarifa variável; Automação da distribuição e geração distribuída.	Sistema fotovoltaico com capacidade de 120 kWp.
Cidade Inteligente- Búzios - AMPLA Medição inteligente; automação de distribuição; geração renovável; mobilidade elétrica, armazenamento de energia, prédios inteligentes e conscientização de cidadãos.	Aprendizado relativo à operação, infraestrutura, custos, impactos econômicos, impactos socioambientais e qualidade de serviço das tecnologias empregadas. Previsão de: Instalação de 10.000 medidores inteligentes, nove painéis solares de 5 kWp, quatro aerogeradores com eixo vertical de 2 kW e um aerogerador com eixo horizontal de 1 kW. Disponibilização de quatro carros elétricos, 40 bicicletas elétricas e um barco de pequeno porte elétrico.
Fernando de Noronha – CELPE Medição inteligente.	831 unidades consumidoras do grupo B com medição inteligente. Instalação de geração distribuída solar e eólica.
Projeto InovCity, Aparecida – EDP BANDEIRANTE Medição inteligente; carregamento de veículos elétricos, microgeração, eficiência energética, automação de rede, telecomunicações e avaliação da aceitação dos consumidores.	
Paraná Smart Grid – COPEL Projeto piloto de medição inteligente integrado com medição de água e de gás; Automação da distribuição.	Fase i: 2.000 medidores incluindo 487 medidores de gás e 64 medidores de água. Fase ii: Aproximadamente 10.000 medidores.
São Luiz do Paraitinga/ SP - ELEKTRO Medição Inteligente, RLD.	Teste das tecnologias e avaliação dos principais impactos nos processos técnico-operacionais e nas mudanças de hábito dos consumidores.
Eletropaulo Digital - São Paulo - AES ELETROPAULO Medição inteligente e configuração automática da rede.	2.000 clientes com soluções de medição inteligente na primeira etapa. 2.100 famílias na segunda etapa. A concessionária pretende investir mais de R\$ 70 milhões num projeto que contemplará 60 mil clientes.
Projeto piloto <i>eliminación de ilícitos eléctricos</i> – México (2013) Medição inteligente para combater perdas não técnicas; Controle da qualidade de energia.	O projeto tem três fases: i) 600 medidores, ii) 3.100 medidores e iii) 120.000 medidores.
<i>Programa de Redes Eléctricas Inteligentes</i> (2016) – México Programa Nacional de desenvolvimento, alinhado às REI. Os projetos efetuados podem ser encaixados numa das seguintes áreas:	i) 15.300 equipamentos de média tensão instalados para dezembro de 2015 no interior do país e 5.000 no Vale do México. A meta consiste em diminuir o Tempo de Interrupção de 35,8 minutos/ano para 33,4 minutos/ano.

<p>i) Automação dos sistemas de distribuição;</p> <p>ii) Sistema de Informação geográfica;</p> <p>iii) Infraestrutura de medição avançada;</p> <p>iv) Sistema de monitoramento de qualidade de energia.</p>	<p>ii) Estandarização de uma plataforma de informação que permita o uso de dados geo-referenciados.</p> <p>iii) Orçamento de US \$ 104 milhões, a previsão é de substituição de 1,8 milhões de medidores para 2020.</p> <p>iv) Orçamento de US\$ 50 milhões.</p>
<p>Honeywell – México</p> <p>Medição inteligente e RLD.</p>	<p>200 mil medidores inteligentes em conjunto com a infraestrutura de comunicações necessária para habilitar funções de gerenciamento.</p>
<p>Smartcity Santiago - Chile (Enel distribuição)</p> <p>Primeiro piloto de cidade inteligente no Chile.</p> <p>Objetivo: avaliação da interoperabilidade de diversas soluções de REI num parque empresarial.</p>	<p>100 medidores inteligentes, automação de redes de média tensão, mobilidade elétrica e geração renovável.</p>
<p>Microgrid Huatacondo (Chile)</p> <p>Microrrede, RLD.</p>	<p>Sistema conformado por geração fotovoltaica (23 kWp), armazenamento por baterias de chumbo (40kVA), geração eólica (3 kWp) e resposta pelo lado da demanda.</p> <p>O consumo de Diesel para esta rede isolada diminuiu em 50%.</p>
<p><i>Redes Inteligentes en Colombia</i> (Colômbia) (UPME, 2017).</p> <p>i) Criação do mapa de rota (<i>roadmap</i>).</p> <p>ii) Programas pilotos de medição inteligente por parte das principais concessionárias de distribuição do país, RLD.</p> <p>iii) Microrredes inteligentes em universidades como UPB, Universidade Nacional e Universidade dos Andes.</p>	<p>i) Relação das opções tecnológicas disponíveis para a Colômbia na área de REI e os benefícios esperados. Insumo importante para a tomada de decisões.</p> <p>ii) Redução de perdas de energia e adoção de modelos que garantem a interoperabilidade.</p> <p>iii) Avaliação de aplicações de geração distribuída, armazenamento de energia, resposta de demanda.</p>
<p><i>Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE)</i> – Ecuador</p> <p>Introdução de tecnologias de telecomunicação nas redes elétricas; Adoção de um modelo de informação geral e comum.</p>	<p>Incorporação de 2,4 milhões de usuários no sistema de gestão de interrupções.</p> <p>20.000 medidores inteligentes instalados em Guayaquil.</p>
<p>Experiências em Uruguai</p>	<p>30 veículos elétricos na cidade de Montevideo.</p> <p>Instalação de 1.000 MW de energia eólica conectada na rede elétrica, atendendo 20% da demanda de eletricidade do país.</p>

6 Considerações Finais

Este relatório apresentou as redes elétricas inteligentes (REI) como uma ferramenta para a operação confiável e flexível dos sistemas de transmissão e de distribuição diante da entrada de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis não convencionais. Nas redes de transmissão, as REI tem os objetivos de permitir maior flexibilidade no controle, operação e expansão do sistema e de promover a resiliência e a sustentabilidade das redes. Desta forma, as REI permitem maior nível de penetração de energia renovável e variável do que uma rede convencional. Nas redes de distribuição, as REI permitem um gerenciamento adequado da geração distribuída, viabilizam o desenvolvimento de técnicas de resposta pelo lado da demanda (RLD) e contribuem com a automação das redes elétricas.

A RLD surge como uma inovação tecnológica possibilitada pela infraestrutura das REI na qual o consumidor adquire um papel mais ativo na manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Estratégias de gestão da demanda baseadas na eficiência energética, nas mudanças de comportamento do consumidor (que comumente são focalizadas em realizar deslocamentos de carga para os períodos fora do pico) ou na introdução de tecnologias dinâmicas de controle das cargas (para prover serviços de balanceamento de potência) são cruciais na transição para sistemas com maior participação de fontes renováveis de energia, uma vez que permitem reduzir os requerimentos de reserva operacional nas unidades geradoras convencionais. De forma similar a como acontece com o conceito de REI, a RLD é um conceito amplo que pode abarcar a integração de dispositivos de armazenamento de energia, inclusive as baterias existentes nos veículos elétricos, sempre que estes elementos sejam controlados de forma coerente com o fundamento da estratégia de controle da carga.

Este relatório destacou os sistemas de medição inteligente como um elemento fundamental para que as redes inteligentes possam ser implantadas com sucesso nos sistemas de distribuição. Estes sistemas, conformados basicamente por medidores digitais bidirecionais e sistemas de comunicação e gerenciamento, irão prover a infraestrutura básica necessária para desenvolver programas de resposta pelo lado da demanda e, eventualmente, de controle da geração distribuída. Considerando que a medição inteligente deve ser um ativo regulado de utilidade pública, pesquisas adicionais são necessárias para discutir políticas de regulamentação e recomendações para garantir o funcionamento técnico e acesso físico não discriminatório a todas as partes, definindo papéis e responsabilidades de todos os envolvidos e garantindo um compartilhamento justo de custos e benefícios entre todas as partes interessadas.

A análise das iniciativas realizadas no contexto das REI ao nível mundial mostra que são diversos os motivadores que impulsionam os investimentos nesta área. De modo geral, pode-se mencionar que para a União Europeia o principal interesse reside em proporcionar um cenário favorável para a integração de fontes renováveis de energia; nos Estados Unidos a melhoria da infraestrutura e da qualidade de fornecimento é o principal fomentador; já no caso Latino-americano uma maior integração de energia renovável e o melhoramento da eficiência da rede, principalmente no relativo à diminuição das perdas não técnicas atuam como o principal motivador.

7 Referências Bibliográficas

- AALAMI, H. A.; MOGHADDAM, M. Parsa; YOUSEFI, G. R. Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs. *Applied Energy* v. 87, n. 1, p. 243–250, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.05.041>>.
- AHMAD, Shafik. Smart metering and home automation solutions for the next decade. 2011, Rajasthan, India: IEEE, 2011. p.200–204.
- ANDERSEN, Glen. Integrating Renewables. NCSL - National Conference of State Legislatures, 2014.
- ANEEL- Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- ANEEL- Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades Consumidoras Com Geração Distribuída. 2017. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp. Acesso em: Julho 9, 2017.
- ALBADI, Mohamed H; EL-SAADANY, E F. A summary of demand response in electricity markets. *Electric power systems research* v. 78, n. 11, p. 1989–1996, 2008.
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. Demand Response in Electricity Markets: An Overview. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. *Anais* v. 2007, p.1–5, 2007. Tampa, FL: IEEE. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6281718>>.
- ARNOLD, George W. Challenges and opportunities in smart grid: A position article. *Proceedings of the IEEE* v. 99, n. 6, p. 922–927, 2011.
- ARNOLD, N; TUAN, L A. Interruptible load and demand response: worldwide picture and the situation in Sweden. *Power Symposium, 2006. NAPS 2006. 38th North American. IEEE, 2006.*
- BERTOLUZZO, Manuele; ZABIHI, Nima; BUJA, Giuseppe. Overview on battery chargers for plug-in electric vehicles. 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), Novi Sad, Serbia p. LS4d.1-1-LS4d.1-7, set. 2012.
- BOSE, Anjan. Smart transmission grid applications and their supporting infrastructure. *IEEE Transactions on Smart Grid* v. 1, n. 1, p. 11–19, 2010.
- BROEER, Torsten et al. Modeling framework and validation of a smart grid and demand response system for wind power integration. *Applied Energy* v. 113, p. 199–207, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.058>>.
- BROWN, L. Bold Strides Toward Grid Transformation. *Transmission & Distribution World*, p. 48–51, 2012.
- CAISO - California Independent System Operator, “Integration of Renewable Resources at 20% RPS”, 2010.
- CGEE -CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. Ministério de Ciência, tecnologia e inovação p. 172, 2012. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/publicacoes/documentos_tecnicos.php>.
- CHAN, CC. The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles. *Proceedings of the IEEE* v. 95, n. 4, p. 704–718, abr. 2007.
- CHARLES RIVER ASSOCIATES. Primer on Demand-Side Management with an Emphasis on Price-Responsive Programs. Report prepared for The World Bank n. February, p. 1–71, 2005. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>.

- CIKANEK, S. R.; BAILEY, K. E. Regenerative braking system for a hybrid electric vehicle. Proceedings of the American Control Conference, Anchorage, USA p. 3129–3134, 2002.
- DI FAZIO, A. R. et al. Integration of renewable energy sources, energy storage systems, and electrical vehicles with smart power distribution networks. Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing v. 4, n. 6, p. 663–671.
- EL FINANCIERO. Honeywell desarrollará dos proyectos de redes inteligentes para CFE. Disponível em: <<http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/honeywell-desarrollara-dos-proyectos-de-redes-inteligentes-para-cfe.html>>.
- ENELDISTRIBUCIÓN. SmartCity Santiago. Disponível em: <<http://www.smartcitysantiago.cl/beneficios>>. Acesso em: 17 jun. 2017.
- ENERNOC; WESTERN INTERSTATE ENERGY BOARD; THE BATTLE GROUP. The Role of Demand Response in Integrating Variable Energy Resources. ENERNOC Utility Solutions Consulting n. December, 2013.
- ENERGY UK. Smart metering projects. Disponível em: <<https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=19VuB2oies9alz5weWYwRKdB1j9k&hl=en&ll=29.67850851215092%2C0.7182333749999543&z=2>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects. Reporte técnico n. Janeiro, p. 1–178, 2010.
- EWE AG et al. Project Summary eTelligence. Disponível em: <[http://smartgrid.epri.com/doc/eTelligence Project Summary.pdf](http://smartgrid.epri.com/doc/eTelligence%20Project%20Summary.pdf)>. Acesso em: 16 jun. 2017.
- FANG, Xi et al. Smart grid—The new and improved power grid: A survey. IEEE communications surveys & tutorials, v. 14, n. 4, p. 944-980, 2011.
- FARHANGI, Hassan. The path of the smart grid. IEEE Power and Energy Magazine v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.
- FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; PALMER, J. Time-Varying and Dynamic Rate Design. Global Power Best Practice Series, 2012.
- FRAUNHOFER CHILE RESEARCH; FRAUNHOFER FOKUS-INNOVITY. Energia Inteligente - Experiencias, costos, beneficios lecciones para Chile. p. 1–121, 2014. Disponível em: <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201401-version-final-informe-avance-chilectra-30.1.13-V-Final.pdf>>.
- GERWEN, Rob; JAARSMA, Saskia; WILHITE, Rob. Smart Metering. Leonardo-energy.org v. 9, n. July, 2006. Disponível em: <http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/435>.
- GIORDANO, Vincenzo et al. Smart Grids Projects in Europe: Lessons Learned and Current Developments. JRC Scientific and Policy Reports p. 1–142, 2013.
- GROSS, Martin. The Transmission Imperative for Renewables. Electric Light and Power v. Mar/ Abr, n. 89, p. 67–69, 2011.
- HACKNEY, C. Got Bandwidth? Transmission & Distribution World, v. 64, n. 8, p. 30–36, 2012.
- HADLEY, Stanton W; TSVETKOVA, Alexandra A. Potential impacts of plug-in hybrid electric vehicles on regional power generation. The Electricity Journal v. 22, n. 10, p. 56–68, 2009.
- HAN, Junqiao; PIETTE, Mary Ann. Solutions for summer electric power shortages: Demand response and its applications in air conditioning and refrigerating systems. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008.
- HAYT, W.; KEMMERLY, J.; DURBIN, S. Engineering Circuit Analysis. McGraw-Hill Inc., 2007.
- IEA. Technology roadmaps smart grids. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY v. Paris, 2011.

- IEA-INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Empowering Variable Renewables - Options for Flexible Electricity Systems. In support of the G8 plan of action, 2008. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Empowering_Variable_Renewables.pdf.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Grid Integration of Large- Capacity Renewable Energy Sources and Use of Large-capacity Electrical Energy Storage. White paper, 2012.9789264222892.
- JAHANGIRI, P; ALIPRANTIS, D C. Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters. IEEE Transactions on Power Systems v. 28, n. 3, p. 3429–3439, ago. 2013.
- JAZAYERI, P et al. A survey of load control programs for price and system stability. IEEE Transactions on Power Systems v. 20, n. 3, p. 1504–1509, 2005.
- JRC. Smart Grid Projects Outlook 2014. JRC Science and Policy Reports, 2014. Disponível em: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>>. Acesso em: 14 jun. 2017
- LEE, Yuri; PAREDES, Juan Roberto; LEE, Soo Hyun. Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles RG-T2058. Banco Interamericano de Desarrollo v. Agosto, 2012. Disponível em: <http://www.iadb.org/wmsfiles/products/publications/documents/37228055.pdf>>.
- LI, Fangxing et al. Smart transmission grid: Vision and framework. IEEE transactions on Smart Grid v. 1, n. 2, p. 168–177, 2010.
- LOPES, J A Peças et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. Electric power systems research v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007.
- MCGRANAGHAN, M et al. Enabling the Integrated Grid: Leveraging Data to Integrate Distributed Resources and Customers. IEEE Power and Energy Magazine v. 14, n. 1, p. 83–93, Jan, 2016.
- MCLAUGHLIN, Stephen; PODKUIKO, Dmitry; MCDANIEL, Patrick. Energy theft in the advanced metering infrastructure. In: International Workshop on Critical Information Infrastructures Security. Springer Berlin Heidelberg, 2009. p. 176-187.
- MCTI; JRC. Redes Eléctricas Inteligentes - Diálogo Setorial Brasil- União Europeia. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Joint Research Center v. 1, p. 204, 2014.
- MILER, Mackay; BEAUVAIS, David. Smart Grid Contributions to Variable Renewable Resource Integration. ISGAN White Paper p. 1–22, 2012. Disponível em: http://www.iea-isgan.org/force_down_2.php?num=8>.
- MILLS, Andrew; WISER, Ryan; PORTER, Kevin. The cost of transmission for wind energy: A review of transmission planning studies. Berkeley National Laboratory. Fevereiro, 2009.
- MME. Relatório Smart Grid. Brasil: Grupo de Trabalho de Redes Eléctricas Inteligentes Ministério de Minas e Energia. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf>, 2012
- MOHAGHEGHI, Salman et al. Demand response architecture: Integration into the distribution management system. In: Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on. IEEE, 2010. p. 501-506.
- MOHASSEL, Ramyar Rashed et al. A survey on advanced metering infrastructure. International Journal of Electrical Power & Energy Systems v. 63, p. 473–484, 2014.
- MOLDERINK, Albert et al. Management and control of domestic smart grid technology. IEEE transactions on Smart Grid v. 1, n. 2, p. 109–119, 2010.

NIST. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0. NIST Special Publication v. National I, p. 1–90, 2010. Disponível em: <http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf>.

NORTHERN POWERGRID (NORTHEAST) LIMITED. Customer-Led Network Revolution - Findings and Conclusions. Disponível em: <<http://www.networkrevolution.co.uk/conclusions/>>. Acesso em: 15 jun. 2017.

OLADE. Boletín Informativo - Redes Inteligentes. Organización Latinoamericana de Energía v. Edición XL, n. Septiembre, 2012.4.

PALENSKY, Peter; DIETRICH, Dietmar. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. IEEE transactions on industrial informatics, v. 7, n. 3, p. 381–388, 2011.

PENG, Li; YAN, Gao Shi. Clean energy grid-connected technology based on smart grid. Energy Procedia v. 12, p. 213–218, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.10.030>>.

PEREIRA, Sérgio; FERREIRA, Paula; VAZ, A I F. Short-term electricity planning with increase wind capacity. Energy v. 69, p. 12–22, 2014.

PROTECSCA INGENIERÍA. Proyecto piloto eliminación de ilícitos eléctricos. , 2013. Disponível em: <<https://www2.ineel.mx/Notisel/archivos/PILOTO.pdf>>.

REYES, Lorenzo. Huatacondo's Microgrid and the social SCADA concept. Jeju 2011 Symposium on microgrids n. Maio, 2011. Disponível em: <http://microgrid-symposiums.org/wp-content/uploads/2014/12/jeju_reyes.pdf>.

ROE, Curtis et al. Power system level impacts of PHEVs. In: System Sciences, 2009. HICSS'09. 42nd Hawaii International Conference on. IEEE, 2009. p. 1-10.

RUIZ, Nerea; COBELO, Iñigo; OYARZABAL, José. A direct load control model for virtual power plant management. IEEE Transactions on Power Systems v. 24, n. 2, p. 959–966, 2009.

SAMAD, Tariq; KILICCOTE, Sila. Smart grid technologies and applications for the industrial sector. Computers & Chemical Engineering v. 47, p. 76–84, 2012.

SENER - SECRETARÍA DE ENERGÍA. Programa de Redes Eléctricas Inteligentes. MEXICO v. MAIO, 2016. Disponível em: <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa_de_Redес_El_ctricas_Inteligentes_09_05_16.pdf>.

SHAO, Shengnan; PIPATTANASOMPORN, Manisa; RAHMAN, Saifur. Demand response as a load shaping tool in an intelligent grid with electric vehicles. IEEE Transactions on Smart Grid v. 2, n. 4, p. 624–631, 2011.1949-3053.

SIANO, Pierluigi. Demand response and smart grids - A survey. Renewable and Sustainable Energy Reviews v. 30, p. 461–478, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>>.

SPEES, Kathleen; LAVE, Lester B. Demand Response and Electricity Market Efficiency. The Electricity Journal v.20, n.3, p.69–85, 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619007000188>>.1040-6190.

STRBAC, Goran. Demand side management: Benefits and challenges. Energy Policy v. 36, n. 12, p. 4419–4426, 2008.

SMARTGRID.GOV. Recovery Act Smart Grid Programs. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/>. Acesso em: 17 jun. 2017.

SMARTGRID.GOV. Smart Grid Investment Grant Program. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/smart_grid_investment_grant_program.html>. Acesso em: 15 jun. 2017b.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. A report to the United States Congress Pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act

- 2005 n. February, 2006. Disponível em: <http://skycup.mcsp.net/Documents/Report_on_Demand_Response_2006.pdf>.
- U. S DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. 20% Wind Energy by 2030 - Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply. Energy Efficient and Renewable Energy. July, 2008. Disponível em: <http://www.20percentwind.org/20percent_wind_energy_report_revOct08.pdf>.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. About SmartGrid.gov. Seção: Home. 2012. Disponível em: <<http://www.smartgrid.gov>>. Acesso em: maio. 2012.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY -DOE. Demand Reductions from the Application of Advanced Metering Infrastructure, Pricing Programs, and Customer-Based Systems - Initial Results. Smart Grid Investment Grant Program. December, 2012a. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/files/peak_demand_report_final_12-13-2012.pdf>.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. Automated Demand Response Benefits California Utilities and Commercial & Industrial Customers. Smart Grid Investment Grant Program Recipient Deliverable n. September, 2014. Disponível em: <<https://www.smartgrid.gov/files/C6-Honeywell-final-draft-091814.pdf>>.
- U.S DEPARTMENT OF ENERGY -DOE. Evaluating Electric Vehicle Charging Impacts and Customer Charging Behaviors - Experiences from Six Smart Grid Investment Grand Projects. Smart Grid Investment Grant Program n. December, 2014b. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/B3_revised_master-12-17-2014_report.pdf>.
- UPME - UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICO. Redes Inteligentes en Colombia. Disponível em: <<http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>>. Acesso em: 17 jun. 2017.
- VIVIESCAS, Cindy et al. The Role of Advanced Metering Infrastructure for Greenhouse Gas Emissions. 6th ELAEE - Latin American Energy Economics Meeting p. 1–12, 2014.
- WANG, Wenye; LU, Zhuo. Cyber security in the Smart Grid: Survey and challenges. Computer Networks v.57, n.5, p.1344–1371, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1389128613000042>>.
- XUE-SONG, Z.; LI-QIANG, C.; YOU-JIE, M. Research on Smart Grid Tecnology. In: 2010 International Conference on Computer Application and System Modeling (ICCASM 2010), v. 3, p.V3- 599-V3-603, Out. 2010.
- YAN, Y. et al. IEEE Xplore - A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges. Communications Surveys & Tutorials, IEEE n. 99, p. 1–16, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.liv.ac.uk/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6157575>>.1553-877X VO - 15.