

83
EDICIÓN

DICIEMBRE 2019

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición dedicada a la
**GENERACIÓN
DISTRIBUIDA**





Ing. José Miguel Acosta

Gestor de Conocimiento de CIER



Ing. Tulio Marcus Machado Alves

Director Ejecutivo de la CIER



Los días 27 y 28 de noviembre en la Ciudad de Quito, Ecuador, fue realizada la 54ª RAE, cuya temática principal fue la transformación energética: las nuevas tecnologías disruptivas (D's): retos y oportunidades para la industria eléctrica y la sociedad, contando con conferencistas y panelistas del más alto nivel de Brasil, Colombia, Perú, Uruguay, Chile, Costa Rica, Paraguay, Argentina y el anfitrión Ecuador.

Originalmente se hablaba de las 3D's "Descentralización, Descarbonización y Digitalización", aunque actualmente el concepto se amplió a D's, porque se considera igualmente importante los otros temas como Democratización, Dinámica, Derecho, Dreams (Sueños), etc.

La RAE fue estructurada pensando en la cadena de valor usual: generación, transmisión, distribución, comercialización y la nueva realidad del sector con electromovilidad, generación distribuida, renovables.

Nos dias 27 e 28 de novembro, na cidade de Quito, Equador, foi realizada a 54ª RAE, o tema principal foi a transformação energética: as novas tecnologias disruptivas (D's): desafios e oportunidades para o setor elétrico e a sociedade, com palestrantes do mais alto nível do Brasil, Colômbia, Peru, Uruguai, Chile, Costa Rica, Paraguai, Argentina e do anfitrião Equador.

Originalmente, falava-se das 3D's "Descentralização, Descarbonização e Digitalização", embora atualmente o conceito foi ampliado para D's, porque outros tópicos como Democratização, Dinâmica, Direito, Dreams (Sonhos) etc. são igualmente importantes.

A RAE foi estruturada com a cadeia de valor usual: geração, transmissão, distribuição, comercialização e a nova realidade do setor com eletromobilidade, geração distribuída, renovável. Com a geração distribuída, aparece o prosumidor (produtor - consu-

Con la generación distribuida aparece el prosumidor (productor – consumidor) que ya no es el cliente pasivo, sino un agente activo. Esto nos sirve para pensar que la empresa tradicional quedó en el pasado.

En un panel dedicado a las interconexiones, analizamos puntos que representan óbices al avance de ellas, aunque algunas interconexiones son binacionales, queda claro que tenemos un reto muy importante para garantizar una integración efectiva. Hoy contamos en Centroamérica con el SIEPAC, con interconexiones Colombia/Ecuador y Ecuador/Perú. En tanto, en el Mercosur se cuenta con diversas interconexiones como Argentina/Chile, Brasil/Uruguay, etc. y algunas asociadas a los proyectos de generación binacionales como Itaipú, Yacyretá y Salto Grande.

También revisamos los nuevos proyectos ICP, Ecuador/Perú, Perú/Chile y otras oportunidades más de proyectos, destacándose el estudio SIESUR (Argentina, Chile, Brasil, Uruguay, Paraguay) que la CIER en cooperación con OLADE viene desarrollando por solicitud y financiamiento del BID.

La integración pasa por aspectos técnicos como AC, DC, etc. y son temas con solución desde lo técnico. Lo más importante es la confianza entre los gobiernos, ajustes en la regulación y reglas claras de mercado. Una adecuada planeación y realización de las interconexiones permitirá optimizar la generación, basados en complementariedad hidrológica y diferencias horarias entre otros, logrando la integración en la que el más beneficiado será el usuario final, que es la razón de ser de nuestras empresas.

Nos encaminamos a un futuro eléctrico, con la energía como base del desarrollo para toda la sociedad.

midor) que não é mais um cliente passivo, mas um agente ativo. Isso nos ajuda a pensar que a empresa tradicional estava no passado.

Em um painel dedicado às interconexões, analisamos pontos que representam obstáculos ao seu progresso, embora algumas interconexões sejam binacionais, fica claro que temos um desafio muito importante para garantir uma integração efetiva. Hoje, temos o SIEPAC na América Central, com interconexões Colômbia / Equador e Equador / Peru. Enquanto isso, o Mercosul possui várias interconexões como Argentina / Chile, Brasil / Uruguai, etc e algumas associadas a projetos binacionais de geração como Itaipú, Yacyretá e Salto Grande.

Também revisamos os novos projetos do ICP, Equador / Peru, Peru / Chile e outras oportunidades de projeto, destacando o estudo SIESUR (Argentina, Chile, Brasil, Uruguai, Paraguai) que a CIER em cooperação com a OLADE vem desenvolvendo a pedido e financiamento do BID.

A integração passa por aspectos técnicos, como CA, CC, etc. e eles são problemas com solução técnica. O mais importante é a confiança entre governos, ajustes regulatórios e regras claras do mercado. Um planejamento e realização adequados das interconexões permitirá otimizar a geração com base na complementariedade hidrológica e diferenças de fusos horários entre outras, atingindo a integração na qual os mais beneficiados serão os usuários finais, que é a razão de ser de nossas empresas.

Estamos caminhando para um futuro elétrico, com a energia como base de desenvolvimento para toda a sociedade.

Las exigencias actuales hacen necesaria una red diferente, con nuevas oportunidades y más exigencias, el reto es constituirse en una plataforma para servicios distribuidos, por lo que la transformación del sector eléctrico requiere innovación.

Las redes del futuro requieren ser confiables, flexibles, seguras y resilientes, atributos que serán posibles con la incorporación de tecnología, en donde la transformación digital jugará un papel fundamental.

Una red basada en la gestión de activos permite a las organizaciones lograr sus objetivos explícitos de manera estructurada. Las herramientas y tecnologías son importantes, pero el compromiso del talento humano, el liderazgo y la colaboración son los verdaderos diferenciadores de una organización. La mejora continua debería ser considerada como una actividad de rutina, con el fin último de lograr los objetivos organizacionales.

Es necesario conocer el entorno mundial para promover un cambio en innovación en el sector eléctrico de los países. El reto es la actualización permanente.

El futuro de la sociedad es la electrificación y esa es la responsabilidad que tenemos como sector. Debemos ver todos estos cambios como nuevas oportunidades.

Aprovechamos esta instancia para deséales unas muy felices fiestas y un próspero año nuevo junto a sus afectos.

¡Hasta el año que viene!

Os requisitos atuais tornam necessária uma rede diferente, com novas oportunidades e mais demandas, o desafio é se tornar uma plataforma de serviços distribuídos, por isto a transformação do setor elétrico exige inovação.

As redes do futuro precisam ser confiáveis, flexíveis, seguras e resilientes, atributos que serão possíveis com a incorporação da tecnologia, onde a transformação digital terá um papel fundamental.

Uma rede baseada no gerenciamento de ativos permite que as organizações atinjam seus objetivos explícitos de maneira estruturada. As ferramentas e as tecnologias são importantes, mas o comprometimento do talento humano, liderança e colaboração são os verdadeiros diferenciadores de uma organização. A melhoria contínua deve ser considerada uma atividade de rotina, com a finalidade de alcançar os objetivos organizacionais.

É necessário conhecer o ambiente global para promover uma mudança na inovação no setor elétrico dos países. O desafio é a atualização permanente.

O futuro da sociedade é a eletrificação e essa é a responsabilidade que temos como setor. Devemos ver todas essas mudanças como novas oportunidades.

Aproveitamos esta oportunidade para desejar a toda a comunidade CIER e seus familiares um feliz Natal e um próspero ano novo.

Até o ano que vem!

NOTICIAS INSTITUCIONALES

- 6** **Profesionales de los Recursos Humanos se congregaron en un II Seminario Internacional de CIER**
Profissionais de Recursos Humanos reunidos em o Segundo Seminário Internacional da CIER
- 8** **Visita de delegación de ANDE a la Secretaría Ejecutiva de la CIER**
Visita da delegação da ANDE à Secretaria Executiva da CIER
- 9** **CIER será parte del primer estudio de interconexiones eléctricas del Cono Sur**
A CIER fará parte do primeiro estudo de interconexões elétricas no Cone Sul
- 10** **54º Reunión de Altos Ejecutivos de CIER**
54ª Reunião de Altos Executivos da CIER
- 12** **Vencedores del Premio CIER de Calidad - Satisfacción de Clientes 2019**
Vencedores do Prêmio CIER Qualidade - Satisfação do Cliente 2019

ARTÍCULOS TÉCNICOS – Artículos Premiados del IX CIERTEC 2019

Automatización y Fabricación inteligente: Generación distribuida y blockchain

- 16** **A geração distribuída no preço horário para a mitigação do risco de submercado**
Yumi Cavalcanti Tagawa – ISA CTEEP
- 25** **Projeto Bônus Fotovoltaico Incentivo a Geração Distribuída**
Marco Aurélio Giancesini, Thiago Jeremias, Marcio Dos Santos Lautert, Engenheiro Eletricista – CELESC DISTRIBUIÇÃO
- 31** **Avaliação da Degradação da Eficiência de Módulos Fotovoltaicos**
Ary Vaz Pinto Junior, Marco Antonio Esteves Galdino, Marta Maria De Almeida Olivieri, Patrícia De Castro Da Silva – CEPTEL
Rodrigo Guido Araújo – CENPES/PETROBRAS

Diciembre 2019

Presidente de la CIER:

Ing. Alejandro Sruoga (Argentina)

Vicepresidente:

Cr. Carlos Pombo (Uruguay)

Ing. Maximiliano Andrés Orfali (Brasil)

Ing. Alberto Pérez Morón (Perú)

Lic. Ángel Canó Sención (República Dominicana)

Director Ejecutivo:

Ing. Tulio Machado (Brasil)

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611* / Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Foto de portada: Imagen libre de derecho de autor.

Licencia CC0.

Web: www.cier.org



*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.

Profesionales de los Recursos Humanos se congregaron en un II Seminario Internacional de CIER

Profissionais de Recursos Humanos reunidos em o Segundo Seminário Internacional da CIER



Los pasados días 18,19 y 20 de setiembre se llevó a cabo el **II Seminario Internacional de Recursos Humanos - Desafíos de las empresas eléctricas en la Era Inteligente** en la ciudad de Panamá, con la co-organización de la CIER y Comité para Centroamérica y El Caribe de la CIER (CECACIER) con la participación de alrededor de 60 profesionales.

Nos dias 18, 19 e 20 de setembro foi realizado o **Segundo Seminário Internacional de Recursos Humanos - Desafios das empresas elétricas na Era Inteligente** na Cidade do Panamá, com a Co organização da CIER e do Comitê para a América Central e O Caribe da CIER (CECACIER) com a participação de cerca de 60 profissionais.

El objetivo de este evento fue reflexionar en torno a las tendencias actuales de la gestión de los RRHH en las empresas del sector eléctrico a la luz de los retos y desafíos que enfrentan en la actualidad, ampliar la comprensión sobre el comportamiento de los individuos en su ámbito laboral considerando el contexto actual en que se encuentran las empresas y la transformación del rol del área y de las competencias de los profesionales de RRHH.

El evento contó durante el primer día con un curso presencial, mientras que los días 19 y 20 de setiembre se llevó a cabo el seminario internacional con una conferencia magistral, presentación de la encuesta regional de calidad de recursos humanos de la CIER y presentaciones de experiencias de empresas de Centroamérica y Sudamérica. Por último, los asistentes participaron de un Taller de Trabajo con una dinámica de discusión, debate y propuestas sobre los temas principales discutidos en el seminario.

O objetivo deste evento foi refletir sobre as tendências atuais da gestão de RH nas empresas do setor elétrico, tendo em vista os desafios que enfrentam hoje, ampliando a compreensão do comportamento dos indivíduos em sus trabalhos considerando o contexto atual em que as empresas estão localizadas e a transformação do papel da área e das competências dos profissionais de RH.

O evento contou com um curso presencial durante o primeiro dia, enquanto nos dias 19 e 20 de setembro o seminário internacional foi apresentado com uma conferência magistral, apresentação da pesquisa regional de qualidade de recursos humanos da CIER e apresentações de experiências de empresas na América Central e do Sul. Por fim, os participantes participaram de um workshop com uma discussão dinâmica, debate e propostas sobre os principais tópicos discutidos no seminário.



**Descarga nuestro catálogo
de cursos cortos y programas
de perfeccionamiento 2020**

Visita de delegación de ANDE a la Secretaría Ejecutiva de la CIER

Visita da delegação da ANDE à Secretaria Executiva da CIER



El martes 22 de octubre visitaron la Secretaría Ejecutiva de la CIER una delegación de ANDE.

El objetivo de este encuentro fue conocer la CIER y sus actividades: promover los estudios, informes, proyectos y cursos que implementamos.

Esta instancia en Uruguay fue aprovechada por la delegación para conocer otras dependencias de referencia, como algunas oficinas de UTE.

Na terça-feira, 22 de outubro, uma delegação da ANDE visitou a Secretaria Executiva da CIER.

O objetivo desta reunião foi conhecer a CIER e suas atividades: promover os estudos, relatórios, projetos e cursos que implementamos.

Essa instância no Uruguai foi aproveitada pela delegação para conhecer outras unidades de referência, como alguns escritórios da UTE.

CIER será parte del primer estudio de interconexiones eléctricas del Cono Sur

A CIER fará parte do primeiro estudo de interconexões elétricas no Cone Sul



En el marco de la IV Semana de la Energía, llevada adelante del 11 al 14 de noviembre en Lima, Perú, se desarrolló la IV Mesa de Diálogo del Sistema de integración energética del sur – SIESUR.

La misma estuvo integrada por representantes del sector eléctrico de Argentina, Brasil, Chile y Uruguay, así como representantes del BID, OLADE, CAF y CIER, en la que se realizó la firma protocolaria para el primer estudio de interconexiones eléctricas del Cono Sur.

Por parte de CIER participaron su presidente Ing. Alejandro Sruoga y su director ejecutivo Ing. Tulio Alves.

No âmbito da Quarta Semana da Energia, realizada de 11 a 14 de novembro em Lima, Peru, aconteceu a Quarta Mesa Redonda de Diálogo do Sistema de Integração Energética do Sul - SIESUR.

Composto por representantes do setor elétrico da Argentina, Brasil, Chile e Uruguai, além de representantes do BID, OLADE, CAF e CIER, foi realizada a assinatura do protocolo para o primeiro estudo de interconexão elétrica do Cone Sul.

Pela CIER participaram seu presidente, Eng. Alejandro Sruoga, e seu diretor executivo, Eng. Tulio Alves.

54º Reunión de Altos Ejecutivos de CIER

54ª Reunião de Altos Executivos da CIER



Los pasados días 26, 27 y 28 de noviembre se llevó a cabo la 54ª edición de la Reunión de Altos Ejecutivos, el evento más importante de la CIER en la ciudad de Quito, Ecuador. El mismo congregó a más de 80 gerentes y presidentes de empresas del sector eléctrico de más de 15 países de la región entorno a los desafíos venideros que enfrenta el sector energético.

Nos dias 26, 27 e 28 de novembro, foi realizada a 54ª edição da Reunião de Altos Executivos, o evento mais importante da CIER na cidade de Quito, Equador. Reuniu mais de 80 gerentes e presidentes de empresas do setor elétrico de mais de 15 países da região em torno dos próximos desafios que o setor da energia enfrenta.

Como parte de la programación de la RAE hubo dos acontecimientos de gran relevancia: en primer lugar, **la entrega del Premio CIER - Satisfacción de Clientes 2019** a los vencedores, en la que se otorga una distinción a las empresas con los valores más altos para el índice de satisfacción del cliente con la calidad percibida. En segundo lugar, la realización de la **reunión 55 de comité central de CIER**, en donde se reúnen las máximas autoridades del organismo para definir las principales líneas estratégicas de la organización de los próximos años.

Como parte da programação da RAE, houveram dois eventos de grande relevância: primeiro, **a entrega do Prêmio CIER - Satisfação do Cliente 2019** aos vencedores, uma distinção às empresas com os maiores valores para o Índice de satisfação do cliente com qualidade percebida. No segundo lugar, a realização **da 55ª reunião do comitê central da CIER**, onde as mais altas autoridades da organização se reúnem para definir as principais linhas estratégicas da organização nos próximos anos.



Los esperamos en la 55ª edición de la Reunión de Altos Ejecutivos, a realizarse en el año 2020 en la ciudad de Asunción, Paraguay.

Esperamos por você na 55ª edição da Reunião de Altos Executivos, a ser realizada no ano de 2020 na cidade de Assunção, Paraguai.

Vencedores del Premio CIER de Calidad - Satisfacción de Clientes 2019

Vencedores do Prêmio CIER Qualidade - Satisfação do Cliente 2019



La CIER/Área de Comercialización tiene la satisfacción de anunciar los vencedores del Premio CIER de Calidad – Satisfacción de Clientes 2019.

A área da Comercialização da CIER tem o privilégio de anunciar os vencedores do Prêmio CIER Qualidade /Satisfação do Cliente 2019.

Empresas vencedoras del premio

Conforme con los criterios establecidos, los premios relativos a las categorías **oro, plata y bronce** fueron concedidos a las empresas asociadas a la CIER pertenecientes a los **grupos 1 y 2**, que obtuvieron los tres más altos valores para el **Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL)** en la Encuesta Regional CIER de Satisfacción de Clientes 2019 – ERSC 2019.

Empresas vencedoras do prêmio

Conforme os critérios estabelecidos, foram concedidos os prêmios relativos as categorías **ouro, prata e bronze** para as empresas associadas ao CIER pertencentes aos **grupos 1 e 2**, que alcançaram os três valores mais altos no **Índice de Satisfação do Cliente com a Qualidade Percibida (ISCAL)** na Pesquisa Regional CIER do Satisfação do Cliente 2019 – ERSC 2019.

Fueron también concedidas menciones especiales de reconocimiento a las empresas, de los grupos 1 y 2, que obtuvieron la **mayor evolución del Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL)** y para la **mayor evaluación en Responsabilidad Social**.

Também foram concedidas menções especiais de reconhecimento às empresas, dos grupos 1 e 2, que obtiveram a **maior evolução do Índice de Satisfação do Cliente com a Qualidade Percebida (ISCAL)** e pela **maior avaliação em Responsabilidade Socioambiental**.

Vencedores

GRUPO 1 – Empresas con más de 500.000 consumidores:

- Categoría **ORO: UTE – Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – Uruguay**
- Categoría **PLATA: COPEL - COPEL Distribuição S.A. - Brasil**
- Categoría **BRONCE: EDENORTE - Edenorte Dominicana S.A. – República Dominicana**

Mención Especial (Mayor Evolución del Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida – ISCAL):

- **UTE – Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – Uruguay**

Vencedores

GRUPO 1 – Empresas com mais do 500.000 consumidores:

- Categoría **OURO: UTE – Administração Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – Uruguay**
- Categoría **PRATA: COPEL - COPEL Distribuição S.A. – Brasil**
- Categoría **BRONZE: EDENORTE – Edenorte Dominicana S.A. – República Dominicana**

Menção Especial (Maior evolução do Índice de Satisfação do Cliente com a Qualidade Percebida – ISCAL):

- **UTE – Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – Uruguay**

Mención Especial (Mayor Evaluación en los atributos de Responsabilidad Social):

- **CRE – Cooperativa Rural de Electrificación – Bolivia**

GRUPO 2 – Empresas con hasta 500.000 consumidores:

- Categoría **ORO: COOPEGUANA-CASTE - Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.– Costa Rica**
- Categoría **ORO: CEPM – Consorcio Energético Punta Cana-Macao – República Dominicana**
- Categoría **BRONCE: EERSSA – Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. – Ecuador**

Mención Especial (Mayor Evolución del Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida – ISCAL):

- **ELECTROHUILA – Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.- Colombia**

Menção Especial (Maior avaliação nos atributos do Responsabilidade Social):

- **CRE – Cooperativa Rural de Electrificación – Bolivia**

GRUPO 2 – Empresas com até 500.000 consumidores:

- Categoría **OURO: COOPEGUANA-CASTE - Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.– Costa Rica**
- Categoría **OURO: CEPM – Consorcio Energético Punta Cana-Macao – República Dominicana**
- Categoría **BRONZE: EERSSA – Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. – Ecuador**

Menção Especial (Maior evolução do Índice de Satisfação do Cliente com a Qualidade Percebida – ISCAL):

- **ELECTROHUILA – Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.- Colombia**

PRÓXIMOS EVENTOS CIER 2020



- ① **3er Congreso Internacional de Operación de Sistemas y Mercados de Energía - COSMER CIER 2020**
28, 29 y 30 de abril
Medellín - Colombia
- ② **XII Simposio Internacional Seguridad Eléctrica - SISE**
19, 20 y 21 de mayo
Panamá
- ③ **3er Seminario Internacional Gestión de Activos en Sistemas Eléctricos - SIGASE CIER 2020**
19, 20 y 21 de agosto
Bogotá - Colombia
- ④ **XVIII SICESD - Seminario Internacional Caminos para la Excelencia en los Servicios de Distribución e Relacionamiento con Clientes**
9, 10 y 11 de setiembre
Quito - Ecuador
- ⑤ **IV Congreso de las Américas de Distribución Eléctrica - CLADE 2020**
28, 29 y 30 de setiembre
Salta - Argentina
- ⑥ **Simposio Internacional-Impacto de nuevas tecnologías en el sector eléctrico**
Fecha a confirmar de setiembre
Bolivia
- ⑦ **55ª RAE - Reunión de Altos Ejecutivos 2020**
24, 25 y 26 de noviembre de 2020
Paraguay
- ⑧ **II Symposium CIER Redes, Ciudades Inteligentes y Movilidad Eléctrica**
Fecha a confirmar de abril de 2021
Punta del Este - Uruguay

A geração distribuída no preço horário para a mitigação do risco de submercado

1º Lugar

IX CIERTEC - Arena de Automação e Manufatura Inteligente: Geração Distribuída e Blockchain

Autor

Yumi Cavalcanti Tagawa, Administradora De Empresas, Especialista regulatório econômico – ISA CTEEP

Empresa

ISA CTEEP

Ubicación: São Paulo, Brasil

Dirección: Rua Casa do Ator 1155, 7º andar

Código Postal: 04546-004

Teléfono: 3138-7521

E-Mail: ytagawa@isacteep.com.br

Palavras-chave — geração distribuída, risco de submercado, preço horário, energia solar

Sinopse

Principais objetivos, o alcance dos mesmos e as razões pelas quais o trabalho foi desenvolvido

A geração distribuída tem crescido exponencialmente nos últimos anos. Os principais motivos são a queda do preço das placas solares, os incentivos regulatórios e fiscais, a sustentabilidade e aproximação da geração do centro de consumo. Existem, de fato, inúmeros benefícios a partir de diversas perspectivas, especialmente quando se trata do impacto no ambiente de contratação regulada (ACR) e a interação com as distribuidoras. No entanto, pouco se fala das possibilidades de geração distribuída no ambiente de contratação livre (ACL, ou mercado livre) e sua interação com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

A revisão da REN482 (resolução que define o benefício de geração distribuída frente à tarifa de distribuição) deve alterar substancialmente a atratividade de geração distribuída para os clientes do ACR, cuja base de comparação é a tarifa das distribuidoras. Para os clientes do ACL, entretanto, a base de comparação para análise de viabilidade são os preços do mercado livre, que são balizados pela expectativa de PLD. Contudo, a partir de 2020 está prevista a substituição do PLD e de um modelo com apenas 3 patamares (leve, médio e pesado), para um modelo com preço horário, e ao invés de 3 preços diferentes em um dia, haverá 24.

A dinâmica do preço horário obedecerá principalmente a duas variáveis: a carga e a geração de fontes intermitentes (eólica, solar e usinas sem reservatórios). Por esse motivo, é esperado que o consumidor pague mais barato pelo consumo nos momentos em que há carga mais baixa, e/ou alta geração intermitente.

O perfil de geração da fonte solar é complementar ao comportamento da curva de carga, uma vez que a carga é modelada, principalmente, pelo consumo de ar condicionado. Como o consumo de ar condicionado possui relação direta com a geração solar, é esperado que a geração solar se beneficie da implementação do preço horário.

O preço horário é uma preocupação nova para a comercialização de energia. Por outro lado,

existe um risco antigo que certamente não será solucionado em 2020: o risco de submercado.

Esse risco é derivado das limitações da transmissão de energia entre os submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Isso significa que existe uma capacidade limitada de intercâmbio de energia entre os sistemas, e em momentos de descasamento entre a geração e o consumo que superem a capacidade de escoamento se faz necessário o despacho de usinas termoelétricas dentro do submercado de maior consumo. Para garantir a remuneração dessas usinas, o PLD deve cobrir seus custos variáveis unitários (CVU), o que causa um aumento no custo marginal de operação (CMO) e conseqüentemente, do PLD.

É esperado que o risco de submercado seja mais acentuado durante o dia, no novo patamar de carga pesada (entre 10h e 18h), que também coincide com uma geração eólica inferior.

No primeiro trimestre de 2019, houve um grande descasamento de preços entre os submercados Sudeste / Centro-Oeste (SE/CO) e o Nordeste (NE). Os preços do SE/CO estiveram consistentemente acima dos do NE, por conta da elevada carga durante o verão, baixa expectativa de Energia Natural Afluyente (ENA) e baixos níveis de reservatórios no SE/CO. Ao passo que o NE enfrentava uma situação energeticamente mais favorável e usufruiu do intercâmbio de energia proveniente do Norte.

Considerando esse cenário, qual seria o potencial da fonte solar para geração distribuída no ACL, localizada no submercado SE/CO? Quanto a geração distribuída solar poderia contribuir ao sistema para redução do descolamento do risco de submercado? Quanto isso representa, em reais?

Esse estudo tem como objetivo responder a essas perguntas a fim de observar o potencial da geração distribuída no ACL e fomentar a comercialização de energia entre submercados utilizando como estudo de caso o desempenho e condições energéticas do SIN nos meses de janeiro a março de 2019.

Além disso, a CCEE está divulgando o preço horário com e sem rede. Isso significa que o “com rede” considera a rede elétrica interna ao submercado e o “sem rede” não considera a rede elétrica. Ou seja, é esperado que os preços “com rede” sofram alterações de restrições elétricas internas, que podem afetar o limite de transporte de energia entre os submercados decorrentes de elementos de transmissão que possuam critério de confiabilidade de operação específico e de caráter definitivo, ou decorrentes de atrasos de linhas de transmissão e distribuição, que impliquem em limitação de escoamento de nova oferta de energia.

Portanto, neste estudo, também entenderemos as consequências, no preço e volume de despacho, desta variável.

Texto principal em uma ou mais seções, onde se descrevem os métodos utilizados e se discutem os conceitos e ideias

O estudo em questão se concentrou em 4 etapas, que serão desmembradas abaixo:

1. **Obtenção de sazo horária da geração solar;**
2. **Tratamento de dados das usinas térmicas;**
3. **Levantamento da diferença de preços entre submercados e cálculo do despacho térmico adicional;**
4. **Ensaio de geração solar horária ideal, impacto no CMO do SE/CO e recálculo do risco de submercado;**

1. Obtenção de sazo horária da geração solar

- a. Levantamento de dados da Geração Média Horária no site do ONS em Resultados da Operação > Boletim de Geração Solar para o submercado SE/CO;
- b. Cálculo da média para cada hora;
- c. Premissa de fator de capacidade médio em 23% - um pouco abaixo do reportado pelo ONS para usinas solares no período (25%), por se tratar de sistemas de geração distribuída, que possuem maiores limitações de instalação e maiores dificuldades de performance;

d. Divisão do valor da geração realizada pelo fator de capacidade, de forma a obtermos uma sazonalidade conforme abaixo:

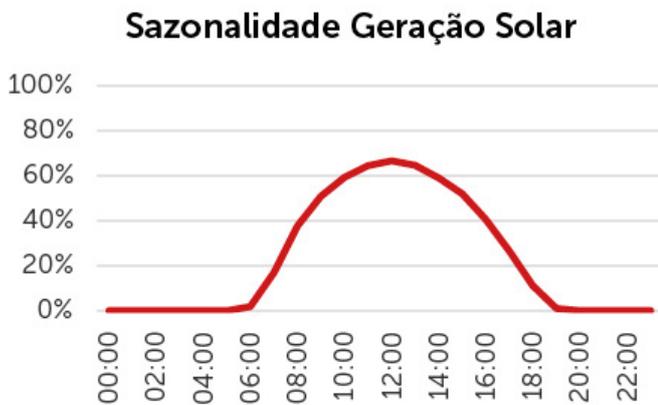


Gráfico 1.

2. Tratamento de dados das usinas térmicas

- a. Levantamento de dados do Custo Marginal de Operação (CMO) no site do ONS, por semana operativa e para todos os subsistemas
- b. Levantamento dos dados das usinas térmicas no site da CCEE: deck Newave.

Arquivos utilizados:

1. TERM.dat
 2. CONF.T.dat
 3. CLAST.dat
- c. Tratamento dos dados das usinas térmicas: inclusão de submercado na planilha TERM e cálculo da potência líquida de TEIF e IP.
 - d. Obtenção da ordem de mérito das térmicas do SE/CO:

Ordem de Mérito de Térmicas SE/CO



Gráfico 2.

3. Levantamento da diferença de preços entre submercados e cálculo do despacho térmico adicional

Etapas:

- a. Extração da base de dados de preço sombra – horário no site da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) desde 01/01/2019 até 31/03/2019 para cada um dos submercados;
- b. Separação dos preços entre “com rede” e “sem rede”
- c. Cálculo da diferença do CMO entre o submercado SE/CO e NE para cada horário e dia;

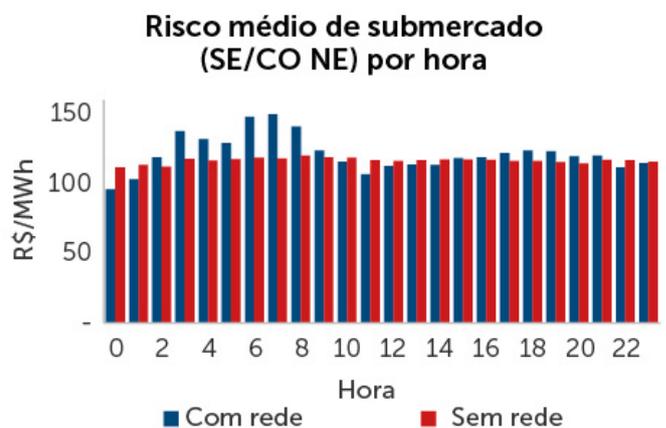


Gráfico 3.

d. Cálculo do despacho térmico adicional para cada hora no submercado SE/CO utilizando os dados tratados em 2. Quando o CMO do SE/CO é superior ao CMO do NE, significa que houve o despacho de uma ou mais usinas termoeletricas para suprir a carga que não foi atendida por intercâmbio ou geração própria do submercado pelo mesmo CMO dos demais sistemas;

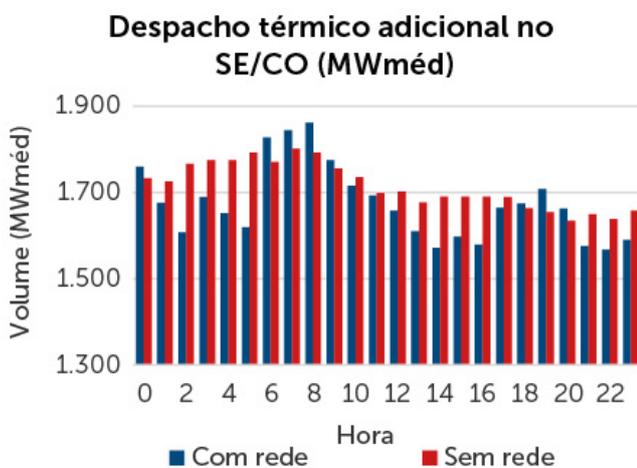


Gráfico 4.

4. Ensaio de geração solar horária ideal, impacto no CMO do SE/CO e recálculo do risco de submercado

Etapas:

- A partir da sazonalidade solar obtida em 1., e o cálculo do despacho térmico médio adicional produzido em 4., é possível simular qual seria a potência instalada necessária para substituir a geração das térmicas; ou seja, qual potência instalada geraria a energia demandada pelo submercado SE/CO, modelada pela sazonalidade solar;
- Com o resultado, foi subtraída essa geração horária solar ao despacho térmico adicional;

- Com o novo valor de despacho térmico adicional, foi retornado qual o CVU das térmicas na ordem de mérito que atenderiam ao novo volume energético obtido na etapa anterior, de maneira a obtermos novos CMOs horários;
- Com os novos CMOs horários do SE/CO, o risco de submercado foi recalculado.

Após estes tratamentos, é possível obter, como resultado:

- Valor de potência instalada (MW) solar recomendada para mitigar o descolamento de submercado no SE/CO para o período de janeiro a março de 2019;
- Valor de redução do risco de submercado (R\$/MWh) oriundo da geração solar;
- Geração de valor ao sistema em forma de redução de risco (R\$ milhões).

Resultados

Descrever, acrescentando as interpretações que o autor dá e os benefícios que poderiam ser obtidos

Os resultados obtidos com a análise estão abaixo:

- Valor de potência instalada (MW) solar recomendada para mitigar o descolamento de submercado no SE/CO para o período de janeiro a março de 2019;

O despacho térmico adicional médio dos três meses em questão foi muito similar para com rede e sem rede, portanto serão tratados em conjunto para este resultado: **1.695 MW_{méd.}** Para atendimento dessa geração, no período em que há geração solar (6h-19h), seriam necessários **4.298 MW** de potência instalada solar, oferecendo um suprimento conforme o gráfico abaixo:

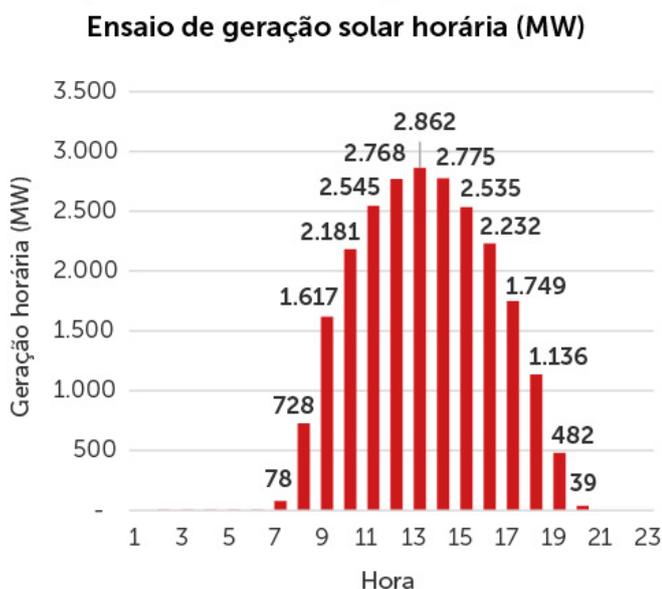


Gráfico 5.

De acordo com dados contidos no infográfico da ABSOLAR, é esperada a entrada de mais 3.700 MW de usinas solares contratadas em leilões até 2022, restando 598 MW para atingimento dos 4.298 MW sugeridos. Em 2018, de acordo com a consultoria Greener, houve 357 MW de geração distribuída conectados à rede ao longo do ano.

Dessa forma, caso a velocidade de conexão de GD à rede seja mantida, seria possível **atingir a meta de instalação de 4.298 MW entre 2021 e 2022**, contando com a entrada de geração centralizada. No entanto, caso esse alcance dependa única e exclusivamente de geração distribuída, e mantida a velocidade de

2018, **esse alcance ocorreria apenas em 10 anos, ou seja, em 2029.**

Em termos de investimento, considerando os valores divulgados pelos empreendimentos contratados no último leilão A-4 de 2018, temos que o MW instalado custa R\$ 5,31 milhões. Para o cumprimento dessa meta, portanto, seriam necessários R\$ 22,82 bilhões.

É importante ressaltar que essa estimativa considera tudo constante, sem levar em conta os impactos da alteração da REN 482, redução no preço de módulos fotovoltaicos, valor das tarifas das distribuidoras, entre outros.

- **Valor de redução do risco de submercado (R\$/MWh) oriundo da geração solar;**

Nos três primeiros meses de 2019, houve um descolamento nos preços da operação sombra entre os submercados SE/CO e NE conforme abaixo:

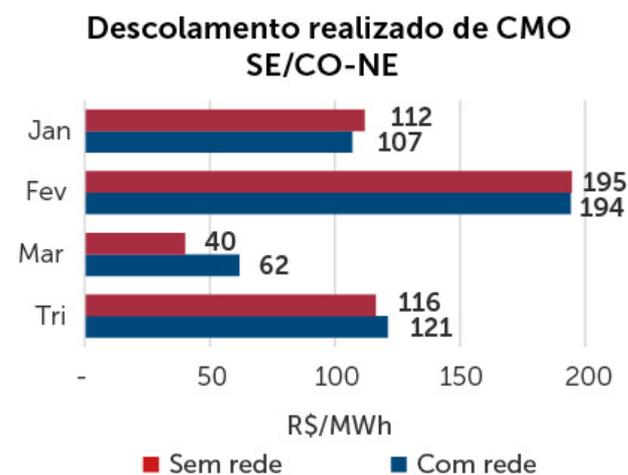


Gráfico 6.

A partir do gráfico, pode-se observar um descolamento médio para o trimestre de cerca de 120 R\$/MWh. Esse valor é resultante de um grande desco-

lamento para os meses de janeiro e fevereiro, e um descolamento menor, na ordem de 50 R\$/MWh para março. Esse risco é extremamente significativo, uma vez que o CMO médio para submercado NE no trimestre foi de 160 R\$/MWh, o que significa que o CMO para o SE/CO foi cerca de 74% maior e que, para cada MWh produzido no NE e vendido no SE/CO, houve um prejuízo de R\$ 120. No caso inverso, para cada MWh produzido no SE/CO e vendido no NE, houve um lucro de R\$ 120.

Caso os 4.298 MW já estivessem em operação, com um fator de capacidade de 23% no submercado Sudeste/ Centro-Oeste e a performance de geração conforme o item anterior, poderíamos esperar uma redução de despacho de usinas térmicas e, conseqüentemente, do risco de submercado. Dessa forma o descolamento esperado e redução do risco, de acordo com a simulação, poderiam ter o desempenho conforme abaixo:

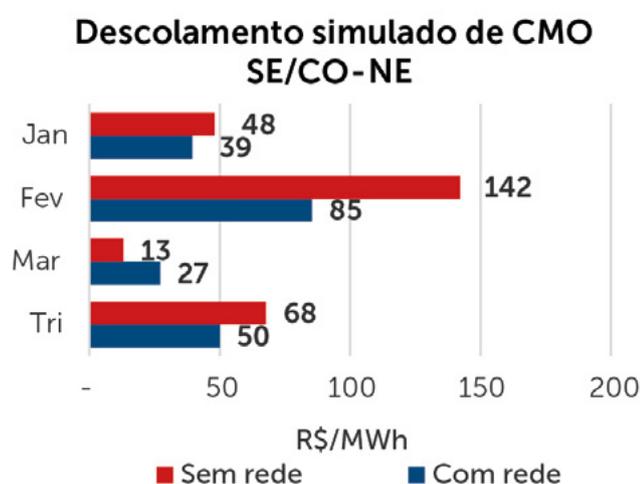


Gráfico 7.

Neste caso, observa-se um risco de submercado presente, no valor médio de 59 R\$/MWh para o trimestre. Além disso, fevereiro continuou apresentando alto descolamento de CMOs entre submercados. No entanto, tanto para janeiro quando fevereiro, o risco passou para níveis menos agressivos.

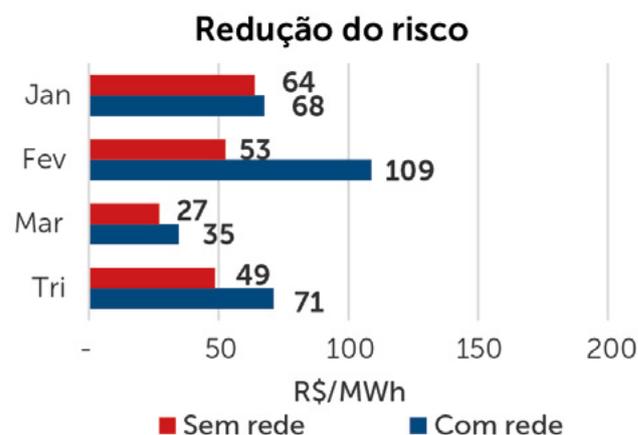


Gráfico 8.

A maior redução em valores absolutos, no entanto, se deu no mês de fevereiro para os valores “Com rede”. Já a menor redução ocorreu para março, que já era o mês com o menor risco de submercado.

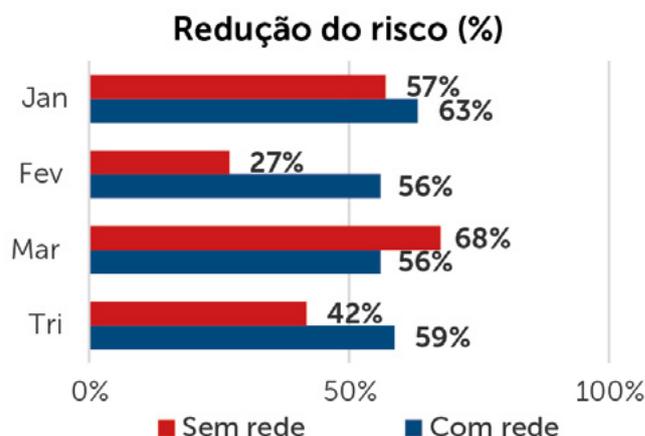


Gráfico 9.

Ao observarmos os valores percentuais, percebe-se uma redução bastante similar para todos os meses para os preços “com rede”, oscilando de 56% a 63%. Já para os preços “sem rede”, a redução percentual apresenta maior volatilidade, de maneira que foi de apenas 27% no mês de fevereiro, mas alcançou 68% no mês de março.

Na média para o trimestre, a mitigação do risco de submercado foi maior para os valores “Com rede”,

sendo de 59%, ao passo que os valores “Sem rede” apresentaram uma redução média de 42%.

▪ **Geração de valor ao sistema em forma de redução de risco (R\$ milhões)**

Por fim, chegamos à geração de valor ao sistema, em que se pode quantificar o valor, em reais, da redução do risco.

Esse cálculo pode ser realizado através do volume de despacho que poderia ser evitado com a entrada de capacidade instalada solar sugerida neste estudo, multiplicada pelo preço horário.

A partir desse cálculo, conclui-se que a redução de risco para os preços “com rede” é o triplo em relação ao “sem rede” para o trimestre, uma vez que a redução total foi de R\$ 209 milhões para o primeiro e R\$ 61 milhões para o segundo. O maior impacto se deu no mês de fevereiro, sendo de R\$ 120 milhões.

Essa diferença entre o desempenho com e sem rede é fruto das diferentes reduções de risco, no CMO horário, obtidas com a simulação, conforme pode ser observado no **gráfico 8**. A maior diferença é do mês de fevereiro, em que a redução de risco para os valores “com rede” foi o dobro do que os valores “sem rede”. Como a redução média foi significativamente maior para os preços “com rede”, essa divergência se acentuou quando multiplicada pelo volume de despacho economizado.

Para termos uma ideia de referência dessa redução de risco, o leilão A-4 de 2018 contratou empreendimentos fotovoltaicos a um investimento médio de 5,31 R\$ MM / MW. Ou seja, apenas com a redução de risco deste trimestre, para os preços “Com rede” seria possível realizar a implantação de 40 MW de potência instalada solar. Se projetarmos esse desempenho para os 12 meses, por sua vez, esse valor seria de 160 MW.

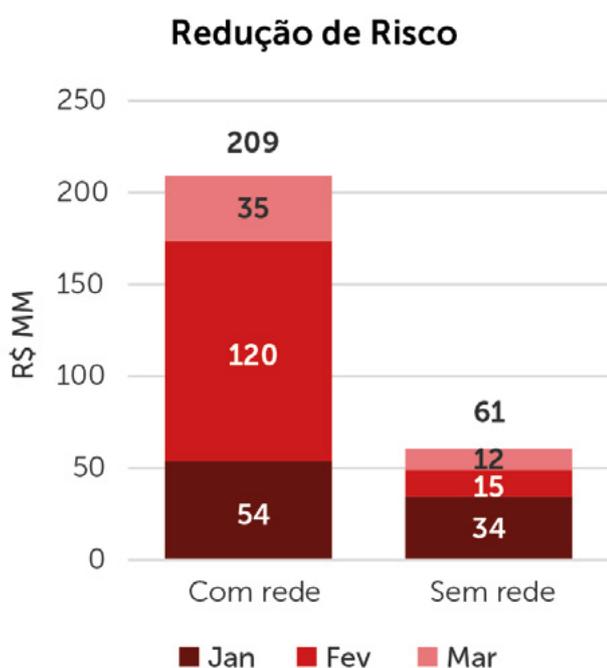


Gráfico 10

Conclusões

Descrever os principais aspectos da conclusão que se relacionam com o objetivo, bem como avaliações e/ou sugestões e recomendações contidas no texto para a formulação de políticas e/ou ações;

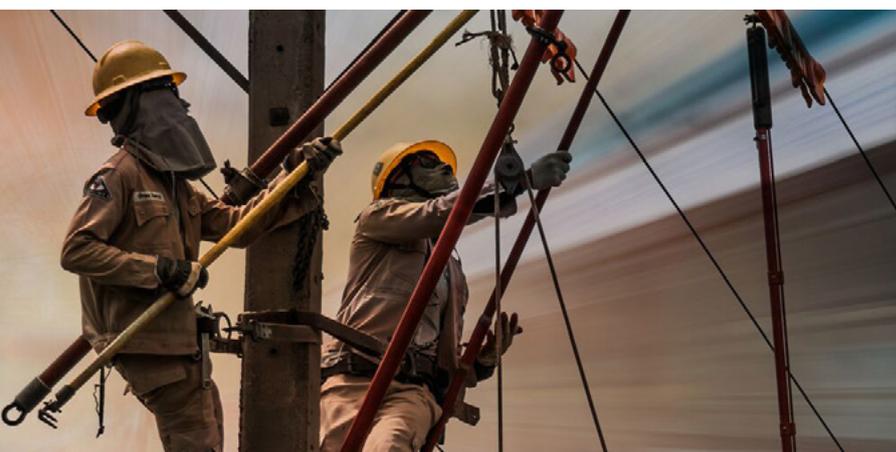
Com este estudo, podemos tirar como principal conclusão que o crescimento da potência instalada de geração solar (centralizada ou distribuída) no submercado Sudeste/Centro-Oeste em 4.298 MW seria suficiente para mitigar o risco de submercado em cerca de 50%.

Como os principais impactados por esse risco são os geradores, comercializadores e consumidores do mercado livre, seria interessante que houvesse maiores incentivos para a instalação desse tipo de solução para estes clientes. A REN 482 e seus incentivos só abrangem clientes do ACR, de maneira que hoje todo o segmento de consumidores do ACL não é contemplado por esta regulação, mas que certamente poderiam usufruir de diversos benefícios da geração distribuída e contribuir para a saúde da operação do sistema, sendo a mitigação do risco de submercado apenas um deles.

Adicionalmente aos incentivos regulatórios possíveis aos usuários de geração distribuída, também pode ser interessante a mobilização de instituições financiadoras de projetos, leis que facilitassem a implementação de geração distribuída, e possivelmente os incentivos fiscais. Um bom exemplo disso é o convênio CONFAZ, que isenta o pagamento de ICMS.

Contudo, novamente, este benefício abrange apenas aos consumidores do ACR, e mesmo assim varia dependendo da distribuidora local e modalidade de consumo (autoconsumo remoto, geração compartilhada etc.). Conseqüentemente, o sistema certamente se beneficiaria de benefícios tributários isonômicos e que também abrangessem os consumidores, geradores e comercializadoras participantes do ACL.

Além desta principal conclusão, também houve outras considerações derivadas do estudo, como é o caso da alta diferença do preço horário “com” e “sem rede” no risco de submercado e a volatilidade dos preços “sem rede”. Portanto, é fundamental que os agentes decisores acerca do preço horário considerem todas as implicações da aplicação do preço horário com e sem rede para definição de qual deles será o mais adequado para adoção em 2020, pensando em termos de volatilidade, estabilidade e sustentabilidade do sistema.



XII SIMPOSIO 
INTERNACIONAL SOBRE
SEGURIDAD ELÉCTRICA **2020**

19, 20 Y 21
DE MAYO
DE 2020
CIUDAD DE PANAMÁ, PANAMÁ

WYNDHAM PANAMA
ALBROOK MALL
HOTEL & CONVENTION CENTER

Projeto Bônus Fotovoltaico Incentivo a Geração Distribuída

2º Lugar

IX CIERTEC - Arena de Automação e Manufatura Inteligente: Geração Distribuída e Blockchain

Autores

Marco Aurélio Giancesini, Engenheiro Eletricista
– CELESC DISTRIBUIÇÃO

Thiago Jeremias, Engenheiro Eletricista –
CELESC DISTRIBUIÇÃO

Marcio Dos Santos Lautert, Engenheiro
Eletricista – CELESC DISTRIBUIÇÃO

Empresa

CELESC DISTRIBUIÇÃO

Ubicación: Florianópolis, Brasil

Dirección: Av. Itamarati, 160 Itacorubi

Código Postal: 88034-900

Teléfono: 48 3231-5450

E-Mail: marcoag@celesc.com.br

Sinopse

Denominado Projeto Bônus Fotovoltaico, foi um projeto pioneiro no país, em que a Celesc beneficiou 1250 consumidores residenciais no estado de Santa Catarina, por meio de um subsídio de 60% do valor total de um sistema fotovoltaico com potência de 2,6 kWp, incluindo a sua instalação. O projeto incentivou a inserção e principalmente, a divulgação da geração renovável distribuída no Estado de Santa Catarina. O marco regulatório que possibilitou que o consumidor pudesse gerar sua própria energia elétrica, foi a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que foi amplamente divulgada durante o projeto, despertando a atenção dos consumidores.

A instalação dos 1250 sistemas fotovoltaicos representou um investimento total de R\$ 22,17 milhões, sendo R\$ 14,17 milhões provenientes do Programa de Eficiência Energética da ANEEL/Celesc e R\$ 8,0 milhões como contrapartida dos clientes que adquiriram o sistema. Cada consumidor investiu R\$ 6,68 mil para instalar o sistema, que no mercado chega a custar R\$ 20 mil.

Palavras-chave — Geração Distribuída, Geração Renovável, Eficiência Energética, Geração Fotovoltaica



Figura 1. Campanha publicitária.

Para a participação, os mais de 2,2 milhões de consumidor residenciais aptos a participar, deveriam estar adimplente com a Celesc e realizar a inscrição pela internet. O telhado deve ter uma área mínima disponível de 20m², livre de sombreamentos, com inclinação de 15° a 35° em relação ao plano horizontal e orientação para o norte com desvio admitido de 30°. A residência deveria ter um consumo médio superior a 350 kWh nos últimos 12 meses e disponibilidade de acesso à rede de internet/WiFi (para conexão em tempo integral com os inversores), sendo que a estimativa da vida útil dos equipamentos está prevista para ser de 25 anos.



Figura 2. Logomarca do projeto.

O Projeto previu na sua formulação, alguns impactos técnico-ambientais que foram frutos de modelos matemáticos formulados por instituições especializadas nestas áreas. Neste projeto especificamente, estimou-se uma economia de energia de 4.464,36 MWh/

ano. Se considerarmos a vida útil dos equipamentos, estimada em 25 anos, ao final dela os sistemas terão economizado energia suficiente para abastecer mais de 46 mil residências durante um ano. Além disso, esse projeto previu que fosse evitada o lançamento de 364 toneladas de CO₂ na atmosfera, correspondente ao plantio de 2189 árvores.



Figura 3. Mídia espontânea.

Durante o período de 5 dias de inscrição, que foi feito por meio do website exclusivo do projeto, chegamos em cerca de 12.000 inscritos, o que nos surpreendeu positivamente, por termos divulgado amplamente, e termos tido uma adesão ao projeto bastante grande.

Durante a execução da fase de instalação, uma das principais dificuldades, foi a escolha das residências contempladas, uma vez que o projeto exigia algumas

informações mais técnicas (área do telhado, orientação, azimute), e o consumidor não conhecia perfeitamente estas informações. Diante deste fato, diversas residências foram visitadas, porém não foram contempladas, devido ao não preenchimento dos requisitos.

Outra grande dificuldade foi a logística para a instalação dos 1250 sistemas fotovoltaicos, uma vez que estava distribuídos por todo o Estado de Santa Catarina.



Figura 4. Placa de divulgação do projeto instalada em cada residência.

Os sistemas oferecidos pelo projeto, geram aproximadamente 280 kWh/mês, por unidade consumidora, totalizando $1250 \times 12 \times 280 = 420$ MWh/ano. Esta redução de consumo de energia elétrica, impacta positivamente em todo o SIN (Sistema Interligado Nacional), pois a energia que deveria ser despachada nas usinas de geração de base do país, deixam de ser solicitadas no momento em que os geradores fotovoltaicos estão gerando. Neste caso, destaca-se uma redução das perdas técnicas em todo o Sistema Elétrico de Potência (SEP). Além disso, possibilitam que a grandes usinas com barragens no Brasil, possam

armazenar mais água, evitando a entrada de geração não renovável para fornecimento de energia elétrica.

Este projeto contribuiu na redução das emissões de gases de efeito estufa - GEE e para a mitigação da mudança climática devido ao uso de recursos energéticos distribuídos; na minimização dos impactos ambientais, pela redução das necessidades de grandes instalações de geração de energia elétrica e extensas linhas de transmissão e principalmente na diminuição do uso de fontes de energia não renováveis;

A grande contribuição foi a redução das emissões de gases de efeito estufa - GEE e para a mitigação da mudança climática devido ao uso de recursos energéticos distribuídos; na minimização dos impactos ambientais, pela redução das necessidades de grandes instalações de geração de energia elétrica e extensas linhas de transmissão e principalmente na diminuição do uso de fontes de energia não renováveis;



Figura 5. Inversor utilizado no projeto.

Para os consumidores que aderiram ao projeto, considerando uma redução do valor da fatura em torno de R\$ 140,00 mensais, o que representa, R\$ 1680,00 por ano, e considerando que o investimento foi de R\$ 6.680,00, alcançou-se um payback simples de 4 anos.

O grande marco regulatório que está proporcionando este tipo de iniciativa no Brasil é a resolução normativa ANEEL 482/2012, revisada posteriormente pela 687/2015. E este tema tem sido bastante presente na Celesc, tendo impactos significativos em diversas áreas tanto do lado do consumidor como pela concessionária. Nesse sentido, podemos destacar contribuições desse projeto para:

- a. Redução do custo da energia pelos consumidores - É a grande contribuição social, pois, pelo lado do consumidor, ela possibilitou uma direta redução da fatura de energia no orçamento das famílias. Estima-se que cada consumidor poderá economizar R\$ 2.000,00 apenas no primeiro ano de operação do sistema. Além disso, com o bônus de 60%, houve uma redução significativa no tempo de amortização deste investimento, reduzindo de aproximadamente 7 anos, para 3,0 anos.
- b. Promover a geração distribuída - Além dos benefícios para quem adquirir os sistemas fotovoltaicos, o projeto Bônus Fotovoltaico promove a geração distribuída, característica por ser de baixo impacto ambiental promovendo uma redução no carregamento das redes, além de minimizar as perdas de energia, pois a geração e o consumo são realizadas localmente. Além disso, esse projeto contribui para a diversificação da matriz energética brasileira. Segundo dados da ANEEL (*época em que foi concebido o projeto*), em Santa Catarina, a potência instalada em Geração Distribuída é da

ordem de 8.120 kW. Somente esse projeto será responsável pela instalação de mais 2.600 kW, colocando o estado como protagonista nacional na geração distribuída fotovoltaica.

- c. Estudo de caso do impacto da GD na gestão administrativa das concessionárias - Apesar de ser altamente benéfico para o consumidor, pelo lado da gestão da concessionária, ela terá impactos profundos, tanto do lado econômico-financeiro como pelo lado técnico. Do lado econômico-financeiro ela deverá representar uma redução direta no faturamento da empresa de forma que medidas de ajustes a essa inserção da GD em massa deverá ser estudada e antecipada pela alta gestão administrativa das empresas e pelo próprio órgão regulador, a ANEEL. Essa adequação deverá ser inexorável para que as distribuidoras sejam econômica e financeiramente, sustentáveis.



Figura 6. 10 módulos de 265W para cada instalação.

- d. Estudo de caso do impacto técnico da Geração Distribuída na rede elétrica - Devido à distribuição geográfica dos painéis ao longo de toda a rede elétrica, será possível o monitoramento em tempo real das grandezas elétricas relacionadas,

como nível de tensão, energia injetada na rede, dentre outras. Este monitoramento será muito precioso para determinar o impacto que a inserção em massa da Geração Distribuída Fotovoltaica terá no sistema elétrico da Celesc. Considerando que os painéis fotovoltaicos são uma fonte intermitente de energia, será possível avaliar a influência dessa característica nos parâmetros de qualidade da energia elétrica nos alimentadores em que ele se conecta, por exemplo, o perfil de tensão, bem como na parametrização dinâmica dos sistemas de proteção, níveis de curto circuito, redução de perdas técnicas, dentre outros. Essas informações locais poderão ser usadas posteriormente para formular um modelo experimental de inserção de GD fotovoltaico que poderá ser extrapolado a nível nacional, fornecendo informações extremamente importantes para a gestão técnica do sistema elétrico brasileiro.



Figura 7. Consumidor contemplado.



Figura 8. Consumidor contemplado.



Figura 9. Folder desenvolvido para o projeto.

SU EMPRESA PUEDE SER PARTE DE ESTA PUBLICACIÓN

Más de 30 años de experiencia
en la difusión de material informativo y académico

- ✓ Prestigio y confianza
- ✓ Información fiable y oportuna
- ✓ Informes de calidad
- ✓ Al servicio de las empresas del sector
- ✓ Distinguidos colaboradores

+ de 6500
Destinatarios

América Latina, Centro América y El Caribe,
España y Portugal.

De los cuales

+ de 1500

Son contactos gerenciales y de la alta dirección.

+ de 250

Empresas, organismos y entidades que son miembros de la CIER.

Solicite el Media Kit con toda la información de nuestra publicación detallada a jkaufman@cier.org

Avaliação da Degradação da Eficiência de Módulos Fotovoltaicos

3º Lugar

IX CIERTEC - Arena de Automação e Manufatura Inteligente: Geração Distribuída e Blockchain

Autores

Ary Vaz Pinto Junior, Pesquisador – CEPEL

Marco Antonio Esteves Galdino, Pesquisador – CEPEL

Marta Maria De Almeida Olivieri, Pesquisadora – CEPEL

Patrícia De Castro Da Silva, Pesquisadora – CEPEL

Rodrigo Guido Araújo, Pesquisador – CENPES/PETROBRAS

Empresa

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL

Ubicación: Rio de Janeiro, Brasil

Dirección: Av. Horácio Macedo 354, Cidade Universitária

Código Postal: 21941-911

Teléfono: +21-2598-6282

E-Mail: ary@cepel.br

Palavras-chave — Geração distribuída, sistemas fotovoltaicos conectados à rede, degradação de módulos fotovoltaicos

Introdução

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) constituem a forma de geração de energia elétrica que tem apresentado a maior taxa de crescimento em nível mundial, atingindo instalações de cerca de 100 GWp tanto em 2107 quanto em 2018. Dado o forte crescimento que a geração fotovoltaica vem assumindo também no Brasil, torna-se importante o conhecimento da degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, para que se possa estimar, de forma mais precisa, sua geração de energia e, conseqüentemente, o tempo de retorno e demais parâmetros financeiros do investimento na implantação de uma planta fotovoltaica.

Como o principal componente do sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica é o módulo fotovoltaico, os projetos consideram que o sistema deverá operar por um prazo mínimo equivalente à vida útil

dos módulos, que é limitada devido à sua degradação ao longo do tempo.

A literatura sobre o assunto cita valores na faixa de 0,5% a 1,0% ao ano para a degradação da potência de pico (W_p)⁽¹⁾ de módulos fotovoltaicos de Silício cristalino (c-Si). Porém, estes valores são provenientes de estudos efetuados, em sua maioria, no hemisfério Norte.

De forma a avaliar as taxas de degradação de módulos fotovoltaicos condizentes com a realidade brasileira, o Cepel e a Petrobras (Cenpes) estão desenvolvendo um projeto de pesquisa destinado a testar módulos que permanecem ou permaneceram instalados em campo por um determinado período.

Além do conjunto de SFCRs instalados nos últimos anos, dispõe-se no Brasil de uma quantidade de sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs), instalados no âmbito de diversos projetos e programas governamentais (Prodeem/MME⁽²⁾, Luz para Todos etc.), que representam amostras de módulos fotovoltaicos com diferentes tempos de operação em campo, de modo a permitir este tipo de análise.

Os ensaios para determinação da taxa de degradação de módulos fotovoltaicos serão realizados em laboratório por meio de medidas em um equipamento simulador solar, permitindo a avaliação quantitativa do impacto causado na curva I-V de módulos foto-

voltáicos por diferentes formas de degradação. A metodologia a ser adotada nos ensaios será baseada no Regulamento de Avaliação da Conformidade (RAC) contido na Portaria no 004/2011 do Inmetro e em normas internacionais.

Projeto de pesquisa para avaliação da degradação de módulos fotovoltaicos

No estado atual da tecnologia, os módulos fotovoltaicos de Silício cristalino (c-Si)⁽³⁾ são, em geral, garantidos pelos fabricantes por um período de 25 anos, considerando que sofram um processo de degradação e atinjam, ao fim deste prazo, uma potência de pico (P_{max}) de 80% de sua potência inicial nas STC⁽⁴⁾.

Deve-se ressaltar que a taxa de degradação é um dos fatores a serem levados em conta na análise econômica de um empreendimento fotovoltaico, uma vez que possui impacto direto no custo da energia gerada pela instalação.

A literatura sobre o assunto cita valores na faixa de 0,5% a 1,0% ao ano para a degradação da potência de pico de módulos fotovoltaicos de c-

Si em operação. Porém, considerando que estes valores são provenientes de estudos efetuados, em sua

(1) W_p - Watts-pico

(2) Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – Antigo programa do Governo Federal para eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos isolados, que foi posteriormente incorporado pelo Programa Luz para Todos (LpT).

(3) O conjunto dos módulos fotovoltaicos de Silício cristalino (c-Si) engloba as tecnologias de módulos de Silício monocristalino (mono-Si) e as de Silício multicristalino (multi-Si).

(4) STC – *standard test conditions, condições padrão de teste para o ensaio de módulos fotovoltaicos, que são: irradiância de 1000 W/m², espectro padrão AM1,5 e temperatura das células de 25°C.*

maioria, em locais de climas diferentes do Brasil, normalmente no hemisfério Norte e, sabendo-se que o clima e fatores ambientais influenciam a degradação, a realização de medidas de módulos fotovoltaicos em operação no país possibilitará identificar os valores condizentes com a realidade brasileira.

Entre os módulos a serem ensaiados no Cepel, que foram identificados até o momento, estão os provenientes dos bens remanescentes do Prodeem/MME. Enquadram-se, neste escopo, os módulos em poder de Furnas Centrais Elétricas e do próprio Cepel. Estes módulos foram adquiridos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) entre os anos de 1996 e 2001 e estiveram instalados em campo em diferentes estados brasileiros.

Cumprir notar que o Cepel possui módulos fotovoltaicos que estão instalados em campo desde 1994 e apresentam evidências visuais de elevado grau de degradação. O Cepel detém ainda um conjunto de módulos provenientes de diferentes projetos ocorridos nas últimas décadas, que foram instalados em datas posteriores, bem como um quantitativo de módulos que não chegou a ser instalado em campo, mas que, ainda assim, pode apresentar degradação decorrente do tempo de armazenamento, motivo pelo qual também serão objeto de ensaios realizados em laboratório. Além disso, estes módulos serão de grande utilidade para comparar-se a degradação de um envelhecimento natural em relação àquele causado pela ação da exposição ao tempo.

Adicionalmente, serão ensaiados módulos fotovoltaicos de propriedade da Petrobras, os quais estão ou estiveram em uso em suas instalações. Entre estes módulos, encontram-se os localizados no Rio Grande do Norte, tanto em Natal, como na Usina Fotovoltaica

(UFV) de Alto do Rodrigues, os quais têm menos de 10 anos de fabricação.

Além dos módulos de Silício cristalino (c-Si), o projeto prevê a realização de ensaios de módulos de outras tecnologias, tais como Silício amorfo (a-Si), telureto de Cádmio (CdTe), disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (Cu(In,Ga)(S,Se)₂)⁽⁵⁾, cujas amostras são essencialmente de plantas fotovoltaicas de propriedade da Petrobras.

Devido à grande extensão territorial do país, que, conseqüentemente apresenta condições climáticas bastante diversas, acredita-se que serão obtidas diferentes taxas de degradação para módulos que estiveram em operação nas várias regiões brasileiras. Busca-se, desta forma, realizar ensaios de módulos que possam ser representativos desta diversidade geográfica.

Além do citado projeto para avaliação da degradação de módulos fotovoltaicos, estão em andamento, no Cepel, estudos quanto à viabilidade da implantação de infraestrutura destinada à realização de ensaios de laboratório para caracterização e envelhecimento de módulos.

A realização de ensaios de envelhecimento acelerado tem como objetivo submeter o módulo fotovoltaico a condições físicas (ciclos térmicos, radiação UV, esforços mecânicos, entre outros) até que este apresente algum grau de degradação, e assim, possibilitar um maior entendimento sobre os mecanismos de causa-efeito envolvidos nesta degradação e/ou em eventuais falhas apresentadas.

Uma vez que a tecnologia fotovoltaica tem evoluído de forma bastante rápida, tais ensaios de caracterização e envelhecimento acelerado são importantes para for-

⁽⁵⁾ Tecnologia mais comumente referenciada na literatura como CIGS.

necer informações sobre desempenho e degradação de módulos lançados recentemente do mercado. Esses ensaios podem trazer respostas de forma mais rápida que aquelas provenientes do monitoramento das amostras em operação no campo. Entretanto as avaliações das amostras em campo não podem ser completamente substituídas pelos ensaios em laboratório, pois geralmente as primeiras é que podem validar os procedimentos adotados nos ensaios de laboratório. A melhor avaliação ocorre quando campo e laboratório “trabalham” juntos para a validação dos resultados.

1 Mecanismos de degradação de módulos fotovoltaicos

Em trabalhos de campo efetuados pelo Cepel, foram constatadas diversas formas de degradação de módulos fotovoltaicos, como browning/yellowing, delaminação, infiltrações, deterioração da camada antirreflexiva e pontos quentes que podem ser facilmente observadas por inspeção visual. A referência [1] descreve detalhadamente os principais mecanismos de degradação de módulos fotovoltaicos, disponibilizando fotos ilustrativas que auxiliam na identificação dos problemas mais comumente encontrados. Segundo [1], vários fatores podem contribuir para a degradação dos módulos, como a deterioração dos materiais empregados, defeitos de fabricação, instalação e manuseio inadequados, entre outros.

As normas ASTM, IEC e ABNT apresentam importantes considerações sobre as anomalias e defeitos a serem observados, bem como sobre os critérios de rejeição, e podem ser utilizadas como referência para a inspeção visual [1].

É importante destacar que muitos dos problemas efetivamente inutilizam o módulo, seja imediatamente ou a médio prazo. Outros problemas não o inutili-

zam, mas causam degradação que afeta o seu rendimento. O impacto real desta última situação só pode ser corretamente avaliado por meio de levantamento da curva I-V e/ou de outros ensaios complementares, tais como medidas das resistências internas, medidas de isolamento, termografia etc. No âmbito do projeto de pesquisa em curso, tais ensaios serão realizados por meio de equipamentos específicos (simulador solar, Hipot etc.) que serão capazes de quantificar com precisão o real impacto dessas degradações na capacidade de geração dos módulos fotovoltaicos.

2 Taxas de degradação de módulos fotovoltaicos

No documento publicado pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory – EUA) [2] é apresentada uma revisão bibliográfica sobre estudos de taxas de degradação de potência de módulos fotovoltaicos instalados em diversas regiões do mundo; nele, cerca de 2.000 taxas de degradação, oriundas de testes de campo realizados a partir da década de 1970, foram contabilizadas. A Tabela I, abaixo, mostra um detalhamento das taxas de degradação de potência máxima P_{max} consolidadas para módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias.

Na **Tabela 1**, pode-se observar que as taxas de degradação publicadas na literatura para módulos fotovoltaicos tendem a apresentar uma redução para todas as tecnologias contempladas no estudo (exceto multi-Si), quando se compara as instalações realizadas antes e após o ano 2000. Conforme citado, a tecnologia fotovoltaica tem evoluído e os módulos de fabricação mais recente, aparentemente, apresentam melhorias de desempenho.

Em relação aos dados compilados e publicados por [2], os módulos de c-Si apresentam taxa de degrada-

dação significativamente inferior à dos módulos de filmes finos. A taxa de degradação média dos módulos de c-Si é de 0,7% ao ano, enquanto a taxa média dos módulos de filmes finos é de 1,5% ao ano. As taxas de degradação de ambas as tecnologias (c-Si e filmes finos) são menores a partir do ano 2000.

Uma atualização posterior deste levantamento foi publicada em [3], onde são analisadas mais de 11.000 taxas de degradação provenientes de 200 estudos realizados em 40 países distintos. Os dados da referência [3] não diferem dos dados da publicação anterior, citando, para a tecnologia de c-Si, taxas de degradação de potência medianas na faixa de 0,5% a 0,6% por ano e médias entre 0,8% a 0,9% por ano. No caso das tecnologias de filmes finos, são mencionadas taxas de degradação medianas acima de 1% por ano e médias de quase 1,4% por ano.

Foram identificadas poucas publicações recentes sobre a avaliação da degradação de módulos fotovoltaicos no Brasil. Dessa forma, acredita-se que são ne-

cessários mais estudos e pesquisas para se criar uma massa crítica de dados representativos do país.

A referência [4], de 2007, que trata de uma amostra de 30 módulos operando por 19 anos na Região Amazônica (clima quente e úmido), informa que 8 módulos apresentaram degradação inferior a 25%, 15 módulos apresentaram degradação entre 26% e 50%, 4 módulos entre 51% e 70% e 3 módulos degradaram 100%. Observa-se que quase todos estes módulos podem ser considerados em falha e foi possível calcular a taxa de degradação média de 2,37%/ano.

A título de exemplo de como a degradação pode influenciar no retorno de investimento de um sistema fotovoltaico, apresenta-se um cálculo do parâmetro VPL – Valor Presente Líquido de um pequeno sistema conectado à rede (SFCR). O VPL corresponde ao valor presente da energia total gerada pelo SFCR durante o prazo considerado, deduzidos o investimento inicial e os custos de O&M.

TIPO DE TECNOLOGIA	Número de Referências		Número de Taxas		Tempo Médio de Exposição (anos)		Taxa de Degradação Mediana (%/ano)	
	Antes de 2000	Depois de 2000	Antes de 2000	Depois de 2000	Antes de 2000	Depois de 2000	Antes de 2000	Depois de 2000
a-Si	10	12	45	31	7	2	0,96	0,87
CdTe	3	4	7	6	3	2	3,33	0,40
CIGS	2	6	20	10	8	3	1,44	0,96
mono-Si	31	11	1133	55	21	3	0,47	0,36
multi-Si	15	9	409	36	10	3	0,61	0,64

Tabela 1. Taxas de degradação anual de potência para módulos fotovoltaicos - adaptado de [2].

Foi adotado como exemplo um SFCR de um consumidor residencial no Rio de Janeiro, cujos parâmetros utilizados no cálculo são os mostrados na **Tabela 2**.

Potência c.c. SFCR	15,75 kWp
Potência c.a. inversor	12,5 kW
Custo SFCR	R\$ 7,5/Wp
Custo Total	~ R\$ 118mil
Tarifa energia	R\$ 0,85/kWh
Taxa de desconto	6% a.a.
Custo O&M	1% a.a.
Período	25 anos

Tabela 2. Parâmetros adotados para o cálculo do VPL de um SFCR.

A **Tabela 3** mostra a influência da taxa de degradação no VPL acumulado ao longo dos 25 anos (balanço de gastos e receitas) para o SFCR citado. Observa-se que para uma variação de 0,5% a 1% na taxa de degradação anual, o VPL acumulado apresenta redução de cerca de 10,7%. Para fins de comparação, apresenta-se também o cálculo para uma taxa de degradação de 2,37% [4], que resulta em uma redução de 36,8% no VPL comparado ao cálculo com 0,5% de degradação anual.

Taxa de degradação anual (%)	VPL acumulado em 25 anos (R\$)
0,5	94.835,49
0,6	92.745,00
0,7	90.681,71
0,8	88.645,71
0,9	86.635,20
1,0	84.650,94
2,37	59.891,64

Tabela 3. Influência da taxa de degradação no retorno de investimento em um SFCR de 15,7kWp instalado no Rio de Janeiro.

3 Outros parâmetros para avaliação do desempenho dos módulos fotovoltaicos

Na literatura, muitas vezes são reportadas somente as perdas de potência medidas. Entretanto, o conjunto de parâmetros elétricos do módulo é de grande ajuda para analisar os mecanismos envolvidos na degradação observada na potência de pico P_{max} .

Por este motivo, no estudo [5] foi efetuada uma análise estatística dos dados disponíveis sobre a degradação dos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos (V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} e FF)⁽⁶⁾, constatando-se que a redução de corrente (I_{sc} e I_{mp}) é o parâmetro predominante na redução da potência P_{max} de módulos de c-Si. A redução de potência destes módulos é influenciada em muito menor grau pela redução do FF e ainda menos pela redução de tensão (V_{oc} e V_{mp}).

A redução da corrente é atribuída principalmente aos mecanismos relativos à descoloração do encapsulante, delaminação e células trincadas. A redução do FF é, por sua vez, atribuída à corrosão do circuito interno e aumento da resistência série. Desta forma, a inspeção visual dos módulos, a qual permite detectar estas formas de degradação, também pode dar uma estimativa preliminar dos resultados esperados na medição das grandezas elétricas.

Diferentemente, no caso das tecnologias de filmes finos, concluiu-se que a redução da potência dos módulos é determinada principalmente pela redução do FF, atribuída ao aumento da resistência série em módulos CIGS e à degradação induzida pela luz (LID) em módulos de a-Si. A redução de corrente nestes módulos de filmes finos é de influência secundária, e a

⁽⁶⁾ V_{oc} – Tensão de circuito aberto; I_{sc} – Corrente de curto-circuito; V_{mp} – Tensão de máxima potência; I_{mp} – Corrente de máxima potência; FF – Fator de forma.

redução de tensão também tem influência irrisória na redução da potência ao longo do tempo de operação.

As estatísticas indicam ainda que a variância da distribuição dos parâmetros elétricos no universo de módulos vai se alterando ao longo do tempo de operação, o que tem influência bastante significativa no desempenho dos sistemas fotovoltaicos em que eles estão instalados.

Este fato é particularmente importante dado que, nas instalações fotovoltaicas, os módulos geralmente são conectados em série (*strings*), de forma que o módulo de pior desempenho em relação à corrente limita a geração de cada string. Portanto, uma vez que pode haver significativa dispersão entre as correntes dos módulos individuais, haverá descasamento (*mismatch*) entre eles e a geração de um sistema ficará limitada pelos piores módulos, de forma que a redução da potência gerada pelo conjunto corresponde a um

nível de degradação superior à degradação média da potência dos módulos que compõem o sistema.

Ainda no âmbito do projeto de pesquisa Cepel/Petrobras, para análise da degradação dos módulos fotovoltaicos também será avaliado o desempenho/degradação do seu encapsulamento por meio de medições de sua resistência de isolamento em condições secas e úmidas, conforme a metodologia de ensaio adotada pelo Inmetro e descrita no item 2.4 a seguir.

4 Metodologia para realização dos ensaios de módulos fotovoltaicos

Descreve-se, neste item, a metodologia a ser empregada para a realização dos ensaios de degradação em laboratório, incluindo os procedimentos para ensaios de módulos fotovoltaicos de c-Si (mono-Si ou multi-Si) e de filmes finos (a-Si, CdTe, CIGS).

Tipo de Ensaio	Objetivo do Ensaio	Requisitos e procedimentos de ensaios aplicáveis para cada tecnologia			
		mono-Si e multi-Si	CdTe	a-Si	CIGS
Inspeção visual	Detectar visualmente problemas em módulos fotovoltaicos	IEC 61215-2 (ensaio MQT 01)			
Determinação da potência máxima	Determinar com precisão a potência máxima (P _{max}) do módulo fotovoltaico nas STC, assim como sua curva I-V e outras características elétricas (V _{oc} , I _{sc} , V _{mp} , I _{mp} , FF, R _{p7} , R _{s8} , η)	IEC 61215-2 (ensaio MQT 02)			
Isolamento elétrico	Medir o valor do isolamento elétrico entre os terminais positivo e negativo do módulo e sua moldura metálica	IEC 61215-2 (ensaio MQT 03)			
Resistência de isolamento na presença de água	Medir o valor do isolamento elétrico entre os terminais positivo e negativo do módulo e sua moldura metálica na presença de água	IEC 61215-2 (ensaio MQT 15)			

Tabela 5. Requisitos e procedimentos de ensaios para as quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos referenciadas na série de normas IEC 61215.

⁽⁷⁾ R_p – Resistência em paralelo do módulo fotovoltaico.

⁽⁸⁾ R_s – Resistência em série do módulo fotovoltaico.

Tais procedimentos se baseiam nos Requisitos de Avaliação da Conformidade (RAC) contidos na Portaria Inmetro no 004, de 4 de janeiro de 2011 [6], posteriormente atualizada pela Portaria Inmetro no 357, de 1 de agosto de 2014 [7], que estabelecem os requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria).

Os requisitos e os procedimentos de ensaio dos módulos especificados no RAC do Inmetro são baseados nas normas internacionais IEC [8, 9, 10, 11, 12, 13]. Conforme mostrado na Tabela IV, os ensaios dos módulos fotovoltaicos previstos no RAC do Inmetro [6, 7] são realizados sequencialmente e compreendem as etapas de: a) inspeção visual; b) determinação da potência máxima (P_{max} @ STC); c) medida do isolamento elétrico, e; d) medida da resistência de isolamento na presença de água; e são idênticos para as quatro tecnologias de módulos fotovoltaicos contempladas nas normas IEC 61215-1: c-Si, CdTe, a-Si e CIGS.

A taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos será determinada tomando-se como referência a perda percentual de potência em relação à potência inicial de placa ($P_{nominal}$) nas STC. Serão utilizados os dados de placa, pois, em princípio, não se dispõe de dados medidos iniciais. Caso se obtenha os relatórios de flash-test em simulador solar para alguns dos módulos, então estes serão usados como dados de referência.

Considerando que a degradação se manifesta de forma diferenciada em todos os parâmetros elétricos dos módulos (P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} , FF, R_p , R_s , η), conforme já mencionado, essas grandezas também serão comparadas com dados de placa, quando disponíveis.

Em princípio, a falha de determinado módulo fotovoltaico é assumida no momento em que sua potên-

cia P_{max} atinge um valor abaixo do estabelecido pela curva de garantia do fabricante.

Atualmente, os módulos fotovoltaicos de c-Si geralmente têm uma garantia contra defeitos de fabricação de 10 anos e garantia de rendimento mínimo de 80% da potência inicial em 25 anos, de acordo com uma curva linear. Deve-se considerar, entretanto, que muitos dos módulos a serem testados no âmbito deste projeto são antigos, cuja garantia fornecida pelo fabricante, à época, foi inferior a 25 anos. As garantias originais de fábrica serão levantadas sempre que possível, para definir se podem ser considerados em falha.

Quanto às medidas da resistência de isolamento, estas serão usadas como um indicador da segurança dos módulos, pois não se dispõe de informações iniciais com as quais os valores medidos atualmente possam ser comparados. Valores de resistência abaixo dos especificados na norma IEC 61730 [14] serão considerados riscos à segurança, uma condição importante, cuja taxa de incidência também deverá ser identificada.

Apresentação dos resultados obtidos nos ensaios de módulos fotovoltaicos

Após a realização dos ensaios, pretende-se elaborar gráficos e estatísticas permitindo identificar os níveis anuais de degradação por tipo construtivo de módulo fotovoltaico. Pretende-se ainda avaliar se há correlação com características climáticas, predominantes nas diferentes regiões do país. Espera-se, ainda, poder segregar os dados em função do tempo de exposição dos módulos em campo, e do tempo de fabricação, de forma a contemplar a evolução tecnológica ocorrida ao longo dos anos, associada a eventuais mudanças no processo de fabricação.

Outra análise estatística a ser efetuada consiste nas taxas de incidência das diferentes formas de degra-

dação, observadas por meio de inspeção visual dos módulos. Espera-se também com isso obter alguma correlação estatística entre as formas de degradação constatadas visualmente e as perdas de potência, bem como a redução de resistência de isolamento medida nos módulos.

Estrutura laboratorial para realização dos ensaios de módulos fotovoltaicos

Os ensaios para determinação da degradação de módulos fotovoltaicos serão efetuados no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Cepel.

Para determinar com precisão a potência máxima (P_{max}) do módulo fotovoltaico nas STC, assim como sua curva I-V e outras características elétricas será utilizado um Simulador Solar tipo flash⁽⁹⁾, Classe A+A+A+. Este equipamento já foi adquirido pelo Cepel e comissionado em fábrica, com previsão de instalação e comissionamento no Cepel no segundo semestre de 2019.

Segundo a norma IEC 60904-9 [15], este simulador é enquadrado na Classe AAA, que é a de maior precisão. Contudo, de acordo com uma forma de classificação extraoficial, adotada por alguns fabricantes, este equipamento é considerado de Classe A+A+A+, o que representa o dobro das exigências da citada norma IEC 60904-9 [15].

O referido modelo de simulador solar atende a todos os requisitos mencionados na norma IEC 61215-2 [13]: consiste de uma fonte de irradiação, é dotado de célula de referência, possui estrutura de suporte adequada, no plano normal ao feixe de luz, para fixação do módulo em teste e da célula de referência e in-

corpora equipamento para medição da curva I-V, em conformidade com a norma IEC 60904-1 [16].

O equipamento também possui algoritmo para correção de temperatura e irradiância nas medições de potência de pico e de curva I-V, sendo que a climatização do laboratório deverá minimizar a magnitude da correção necessária. A princípio, pretende-se utilizar células de referência calibradas pelo Instituto Fraunhofer (Alemanha) apropriadas para cada tecnologia de módulo fotovoltaico a ser medida.

Um dos critérios adotados pelo Cepel para escolha do modelo de simulador solar se baseou nas dimensões dos módulos fotovoltaicos que estão sendo vislumbradas no mercado mundial. Constata-se uma tendência quanto à utilização de módulos fotovoltaicos de maiores dimensões e capacidades, hoje já atingindo potências nominais de mais de 400 Wp, por estes módulos apresentarem a vantagem de redução de custos de produção, transporte, montagem e materiais associados. Inúmeros módulos disponíveis comercialmente já têm comprimento de cerca de 2 m e o módulo de maior dimensão encontrado no mercado atualmente, segundo levantamento realizado pelo Cepel, tem comprimento de 2,113 m. Por este motivo, o simulador solar adquirido pelo Cepel terá dimensões compatíveis, com área de iluminamento de 2,5 m x 2,5 m, visando abranger módulos ainda maiores que possam vir a entrar no mercado, conforme a tendência de aumento de dimensões que está sendo observada.

Adicionalmente, está sendo estudada a possibilidade do Cepel/Petrobras adquirirem outros equipamentos e instrumentos que capacitem o laboratório para a realização de ensaios de caracterização e envelhe-

⁽⁹⁾ Simulador pulsado.

cimento acelerado de módulos, tais como câmara climática programável com controle automático de temperatura e umidade, câmara de exposição de raios ultravioletas (UV), câmara de exposição a névoa salina, equipamento para prova de carga mecânica etc.

Resultados do projeto

Espera-se que a estratégia adotada no âmbito deste projeto de pesquisa, que tem como objetivo a identificação das taxas de degradação de módulos fotovoltaicos sujeitos às condições tropicais do país, trará os seguintes resultados principais:

Implantação de laboratório dotado de simulador solar, entre outros equipamentos, capaz de quantificar o impacto das diversas formas de degradação na capacidade de geração dos módulos fotovoltaicos;

Identificação de taxas de degradação diferenciadas para as várias regiões do país, a partir da realização de ensaios de módulos fotovoltaicos instalados em campo por um determinado período, em diversos estados brasileiros;

Capacitação técnica na realização de ensaios de módulos fotovoltaicos, em laboratório, tomando-se como referência o Regulamento de Avaliação da Conformidade (RAC) contido na Portaria no 004/2011 do Inmetro e as normas internacionais.

Conclusões

Como principal legado do projeto de pesquisa descrito neste artigo, firmado entre o Cepel e a Petrobras (Cenpes), ora em fase de desenvolvimento, o Cepel

possuirá uma estrutura laboratorial diferenciada, dado que o simulador solar adquirido será o único modelo disponível no país capaz de testar módulos de grandes dimensões.

Adicionalmente, o projeto permitirá comparar as taxas de degradação condizentes com a realidade brasileira com as informações disponíveis na literatura provenientes, em geral, de estudos efetuados no Hemisfério Norte.

Referências bibliográficas

- [1] Marco Antonio Galdino; Patricia de Castro da Silva; Subsídios para Identificação Visual de Problemas em Células e Módulos Fotovoltaicos; RBENS – Revista Brasileira de Energia Solar; volume V, número 1, julho de 2014, pp. 34-43.
- [2] Dirk C. Jordan; Sarah R. Kurtz; Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review; Progress in Photovoltaics: Research and Applications; 21(2013) pp.12-29.
- [3] Dirk C. Jordan; Sarah R. Kurtz; Kaitlyn T. VanSant; Jeff Newmiller; Compendium of Photovoltaic Degradation Rates; Progress in Photovoltaics: Research and Applications; 24(2016), pp.989-989.
- [4] Lauro Vilhena Brandão Machado Neto; Elisabeth Marques Duarte Pereira; Luis Guilherme Monteiro; E. G. Arreguy; Evaluation of degradation and thermographic analysis of PV modules with 19 years of use in Amazon Forest; Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference; Milan, Italy; 2007; pp.2750-2753.

- [5] Dirk C. Jordan; John H. Wohlgemuth; Sarah R. Kurtz; Technology and Climate Trends in PV Module Degradation; 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; Frankfurt, Germany; September 24–28, 2012.
- [6] Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial; Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria); Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011; 2011. Disponível em http://www.inmetro.gov.br/LEGISLACAO/detalhe.asp?seq_classe=1&seq_ato=1652.
- [7] Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial; Alterações da Portaria Inmetro nº 004; Portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014; 2014. Disponível em <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002145.pdf>.
- [8] IEC 61215-1: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements; Edition 1.0; 2016-03; International Electrotechnical Commission; 2016.
- [9] IEC 61215-1-1: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules; Edition 1.0; 2016-03; International Electrotechnical Commission; 2016.
- [10] IEC 61215-1-2: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules; Edition 1.0; 2016-12; International Electrotechnical Commission; 2016.
- [11] IEC 61215-1-3: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules; Edition 1.0; 2016-12; International Electrotechnical Commission; 2016.
- [12] IEC 61215-1-4: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based photovoltaic (PV) modules; Edition 1.0; 2016-12; International Electrotechnical Commission; 2016.
- [13] IEC 61215-2: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures; Edition IEC 61215-2:2016/COR1:2018; International Electrotechnical Commission; 2018.
- [14] IEC 61730-2; Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing; International Electrotechnical Commission; 2016.
- [15] IEC 60904-9; Photovoltaic Devices - Part 9: Solar Simulator Performance Requirements; Edition 2.0; International Electrotechnical Commission; 2007.
- [16] IEC 60904-1: Photovoltaic Devices - Part 1: Measurement of Photovoltaic Current-Voltage Characteristics; International Electrotechnical Commission; 2006.

LA ENERGÍA DE LA RESPONSABILIDAD. LA RESPONSABILIDAD DE LA ENERGÍA.



Somos uno de los principales operadores de redes eléctricas en Europa gracias a los más de 72 000 km de líneas de alta tensión que gestionamos. Nos ocupamos de la transmisión y de la gestión de los flujos de energía en toda Italia, siendo agentes relevantes de la transición hacia un futuro alimentado por energías renovables.

El respeto por el medio ambiente es para nosotros una palanca estratégica. Por eso operamos cada día respetando plenamente el territorio y las comunidades en donde trabajamos, poniendo el énfasis en la innovación, las competencias y las tecnologías distintivas.

Redes y Valores.



www.terna.it

 **Terna**
T E R N A G R O U P