



# GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

## **Análise da contratação de autoprodução por equiparação: tendências e perspectivas**

Nivalde de Castro  
Nelson Hubner  
Roberto Brandão  
Antônio Machado  
Nelson Siffert  
André Alves

# **TDSE**

## **Texto de Discussão do Setor Elétrico**

### **Nº 108**

março de 2022  
Rio de Janeiro



## **TDSE**

**Texto de Discussão do Setor Elétrico N°108**

**Análise da contratação de  
autoprodução por equiparação:  
tendências e perspectivas**

Nivalde de Castro  
Nelson Hubner  
Roberto Brandão  
Antônio Machado  
Nelson Siffert  
André Alves

ISBN: 978-65-86614-53-4

**Março de 2022**

## SUMÁRIO

<b><i>Introdução</i></b> .....	<b>3</b>
<b><i>1. Origens, fundamentos e aprimoramentos legais da autoprodução de energia elétrica</i></b> .....	<b>6</b>
<b><i>2. Modelagens utilizadas na autoprodução por equiparação</i></b> .....	<b>13</b>
2.1. Requisitos da modelagem .....	13
2.2. Modelagens societárias da autoprodução .....	17
2.2.1. Modelagem 1: Venda das ações ordinárias e preferenciais após a implantação do projeto .....	17
2.2.2. Modelagem 2: Super PN .....	20
2.2.3. Modelagem 3: venda de ações com opção de recompra .....	22
2.3. Modelagem financeira da autoprodução por equiparação.....	23
2.3.1. Caso hipotético – Autoprodutor com consumo médio de 10 MW.....	24
2.4. A Ótica dos financiadores .....	27
<b><i>3. Subsídios para inovações regulatórias</i></b> .....	<b>30</b>
<b><i>Conclusões</i></b> .....	<b>34</b>

## **Introdução**

Os autoprodutores tiveram o peso do consumo de energia elétrica na sua estrutura de custos regularizada inicialmente em 1996, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) atendeu o pleito dos grupos econômicos de diferentes segmentos produtivos, classificados como consumidores eletro intensivos. O objetivo original e primordial desta regulação específica foi dar oportunidade e autorização formal para que estes agentes econômicos pudessem investir diretamente em unidades geradoras de energia elétrica e, assim, reduzir os custos associados nas suas respectivas estruturas de custos.

Desta forma, ao serem classificados como autoprodutores, estes agentes passaram a deter o direito à isenção no pagamento de subsídios e encargos que oneravam os outros tipos de consumidores. Com esta regulamentação, as empresas eletrointensivas, agora produtoras de energia elétrica e classificadas autoprodutores, puderam ter uma maior previsibilidade e menores custos com o consumo de energia elétrica. Este benefício se justificou para dar maior competitividade aos produtos destas empresas no mercado interno e, principalmente, no mercado externo, sem nenhum ônus direto para os demais consumidores de energia elétrica.

O conjunto das empresas eletrointensivas, a partir de 1996 classificadas como autoprodutores, opera no Ambiente de Contratação Livre (ACL), assumindo todos os direitos, deveres e riscos inerentes ao mercado livre, especialmente a responsabilidade de nivelar e ajustar o equilíbrio entre demanda e oferta de energia elétrica. Merece ser destacado que a participação do conjunto de autoprodutores nunca foi quantitativamente expressiva em relação à capacidade instalada de geração do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Na evolução do mercado de energia, inicia-se, a partir de 2014, um processo de reversão dos preços da energia elétrica a favor do mercado livre, o qual também foi beneficiado pela estagnação e, em alguns casos e momentos, redução da demanda do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou seja, do mercado cativo das concessionárias de distribuição.

As causas deste processo de diminuição do mercado cativo estão associadas a diferentes fatores, destacando-se em especial:

- i. A crise hídrica iniciada em 2013, que provocou um aumento expressivo do preço de liquidação das diferenças (PLD);
- ii. A crise econômica no Brasil iniciada em 2015, que reduziu o poder aquisitivo das famílias e a demanda de energia elétrica dos segmentos consumidores das pequenas e médias indústrias e das atividades de serviço;
- iii. A expansão exponencial das instalações de geração distribuída determinada pela crescente diferença de custo da energia elétrica no mercado cativo a favor dos prosumidores;
- iv. O aumento das tarifas do mercado regulado superior ao da inflação por diferentes causas, em particular pelo aumento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), utilizada cada vez mais como um instrumento para pagar subsídios de diferentes tipos, muitos das quais disfuncionais;
- v. A política pública deliberada de incentivo à expansão do ACL, através da redução da régua do nível de potência de energia elétrica contratada para ingressar nesse mercado; e
- vi. As novas formas de contratos bilaterais do mercado livre que atraem, entre outros, pequenos consumidores da indústria e dos serviços atendidos pelo mercado regulado.

No contexto analítico das novas formas de contratos no mercado livre, se insere o objetivo central deste pequeno e objetivo estudo. Pretende-se examinar, com certa minúcia, uma forma específica de instrumento jurídico, denominado contrato de autoprodutores por equiparação (simplificada pela sigla AP-E), que vem sendo firmado entre diferentes agentes, com amparo na Lei nº 11.488/2007, que definiu critérios para este tipo de contratação. A hipótese a ser analisada nas próximas seções deste estudo é a seguinte:

*“A nova regulamentação foge ao espírito original da Lei, ao embutir um componente de subsídio cruzado, endereçado e a ser pago pelos consumidores cativos. Esta dinâmica cria um espiral de custos, reforçando a tendência de êxodo para o mercado livre, dado o diferencial crescente entre as tarifas dos dois mercados. ”*

Para tanto, o presente estudo está estruturado em três seções, além desta introdução e das conclusões. A primeira seção apresenta uma sistematização analítica geral da dinâmica de expansão do Setor Elétrico Brasileiro, com foco no histórico das origens, motivações e evolução dos autoprodutores, incluindo os fundamentos e os aprimoramentos legais desse tipo de estrutura. A segunda seção tem como foco analítico central a compreensão das bases das modelagens utilizadas na autoprodução por equiparação. Na terceira seção, são formuladas sugestões de inovações em termos de legislação e regulação, com o objetivo exclusivo de subsidiar a discussão e um possível e necessário ajuste, a fim de evitar distorções que colocam em risco a sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Por fim, apresentam-se as conclusões gerais, que permitem afirmar que a hipótese formulada é consistente, indicando a necessidade de ajustes na regulamentação para evitar e mitigar desequilíbrios futuros.

## **1. Origens, fundamentos e aprimoramentos legais da autoprodução de energia elétrica**

O que pode-se denominar por indústria de energia elétrica teve, no Brasil, um desenvolvimento significativo a partir da segunda metade do Século XX, por iniciativa e controle exclusivos do Estado. Este direcionamento se justificou pela importância estratégica da eletricidade para a economia nacional e para todos os segmentos das cadeias produtivas do país, bem como pela demanda crescente das famílias por bens e serviços que foram oferecidos à população utilizando tecnologias dependentes da energia elétrica.

O Decreto nº 24.643/1934, denominado Código de Águas, efetiva a competência estatal para explorar a energia elétrica, atribuindo à União o poder público para controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas em território nacional. A introdução ao Códigos de Águas reza: *“considerando que se torna necessário modificar este estado de coisas, dotando o país de uma legislação adequada que, de acordo com a tendência atual, permita ao poder público controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas”*.

Todavia, as demandas econômicas e sociais dependentes da energia elétrica cresceram em demasia para que o estado pudesse continuar atuando como provedor único desta infraestrutura essencial ao desenvolvimento do país. Na última década do século passado, as políticas públicas passaram a entender que havia a necessidade de convocar a iniciativa empresarial para auxiliar e, paulatinamente, passar a responsabilidade da produção, transmissão e distribuição de energia elétrica para os setores privados da economia.



Em realidade, as mudanças no marco legal do Brasil estavam aderentes a um movimento global, iniciado no Reino Unido pela então Primeira Ministra Margareth Thatcher, que firmou uma diretriz econômica para desestatizar os ativos produtores, transmissores e distribuidores de energia elétrica e passar esta atividade, como um todo, à iniciativa privada, sob controle e regulação do Estado.

Neste contexto internacional, no Brasil, a Constituição Federal, promulgada em 5 de outubro de 1988, tratou destas questões, mantendo o valor de segurança nacional para os aproveitamentos hídricos e jazidas minerais do solo brasileiro, porém, permitindo a delegação de sua exploração à iniciativa privada. A propriedade destes recursos naturais é da União, conforme os arts. 21 e 176, confirmando o caráter de segurança nacional para a preservação e exploração destes recursos.

O art. 21<sup>1</sup> determina competência à União para explorar, direta ou indiretamente, os serviços de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água. Já o art. 176<sup>2</sup> define, como propriedade da União, as jazidas, em lavra ou não, e demais produtos minerais e os potenciais de energia hidráulica para fins de aproveitamento, garantindo ao concessionário a propriedade do produto da

---

<sup>1</sup> “Art. 21. Compete à União: (...) XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: (...) b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos; (...)”

<sup>2</sup> “Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra. §1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas. §2º É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei. §3º A autorização de pesquisa será sempre por prazo determinado, e as autorizações e concessões previstas neste artigo não poderão ser cedidas ou transferidas, total ou parcialmente, sem prévia anuência do poder concedente. §4º Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.”

lavra. A delegação à iniciativa privada para a prestação destes serviços públicos é convocada mediante os **regimes de concessão** ou **permissão** no art. 175<sup>3</sup>.

Cumprindo o determinado no parágrafo único do art. 175 da Constituição Federal, foram promulgadas duas leis em 1995, (i) a Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos; e (ii) a Lei nº 9.074/1995, que estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. A promulgação destas leis constitui o marco referencial legal de mudança da estratégia para o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, transferindo gradativamente a sua exploração estatal para a iniciativa privada.

A produção independente e a autoprodução de energia elétrica ganharam um papel primordial no suprimento deste insumo essencial à cadeia produtiva e ao consumo das famílias no Brasil. Deste modo, o Decreto nº 2.003/1996 regulamentou a produção de energia por produtor independente e autoprodutor e, em seu art. 2º, definiu<sup>4</sup> juridicamente o Produtor Independente de Energia (PIE) como a pessoa física ou jurídica que produz energia destinada à comercialização por sua conta e risco e o Autoprodutor de Energia como a pessoa física ou jurídica que produz energia exclusivamente para o seu consumo próprio.

Anos depois, a Lei nº 10.848/2004 reorganizou a comercialização de energia elétrica no Brasil, mediante a alteração dos leilões de empreendimentos de energia elétrica, criando a competição pelo menor preço ao consumidor em

---

<sup>3</sup> “Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. Parágrafo único. A lei disporá sobre: I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II - os direitos dos usuários; III - política tarifária; IV - a obrigação de manter serviço adequado.”

<sup>4</sup> Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se: I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco; II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

substituição à oferta pelo maior pagamento de outorga ao Tesouro Nacional pelo Uso do Bem Público para as concessões de hidrelétricas. Além de outras importantes reformas regulatórias no setor, o mercado de energia elétrica foi reestruturado em dois segmentos, o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre.

Com o novo modelo, a contratação de energia para o ACR passou a ser realizada através dos leilões. Desta forma, toda a expansão do sistema de geração passou a depender da necessidade de contratação de energia pelas distribuidoras para atender os seus mercados. Após os leilões, os PIES vencedores dos certames firmavam um contrato de longo prazo (até 30 anos para usinas hídricas), que garantia a financiabilidade dos empreendimentos, em especial das grandes hidrelétricas, supridoras de energia mais barata disponível no país.

Por outro lado, as grandes empresas consumidoras de energia que participavam do ACL e os autoprodutores procuraram os formuladores da política energética reivindicando a possibilidade de participação nos leilões regulados, totalmente direcionado para o atendimento do mercado cativo. O Governo Federal atendeu parcialmente a esta demanda, definindo que uma parcela da energia proveniente das hidrelétricas fosse destinada ao ACL.

Mesmo assim, as empresas tradicionais que atuavam como autoprodutores continuaram reclamando, junto ao Governo Federal, da impossibilidade de sua participação nos processos de concessão de novos empreendimentos hídricos, direcionados para o mercado cativo por uma série razões, especialmente pela complexidade e dificuldade de compatibilização com os acionistas dos empreendimentos e pelo custo de transação.

Um ponto importante a ser assinalado é que a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, aprovada pela Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004, em seu art. 1º, ao definir o autoprodutor, confirma e firma o caráter de destinação exclusiva de sua produção para consumo próprio<sup>5</sup>.

Visando atender a demanda dos autoprodutores, a Lei nº 11.488/2007 criou o conceito de Autoprodutor por Equiparação (AP-E), que possibilitava a participação dos autoprodutores em consórcios ou Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) formados para disputar a concessão de novos empreendimentos. O art. 26 desta Lei define as condições para equiparação<sup>6</sup> de um consumidor à autoprodutor e explicita os direitos de isenções do pagamento de encargos relativos à CDE, ao Programa de Incentivos relativos de Fontes Alternativas (PROINFA) e à Conta de Consumos de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL).

O primeiro leilão que incorporou esta novidade foi o Leilão Estruturante da Usina de Belo Monte, cujo edital definiu que pelo menos 70% da energia produzida seria destinada ao ACR e, pelo menos 10%, aos autoprodutores.

A Lei nº 13.203/2015 trouxe modificações nos critérios inicialmente definidos, que abriram espaço para o desvirtuamento do propósito original da Lei nº 11.488/2007 ao incluir o parágrafo 4º no art. 26. Neste sentido, o art. 26, §§ 1º e 4º

---

<sup>5</sup> “Art. 1º Para os fins e efeitos do disposto nesta Convenção, são adotados os termos, expressões, conceitos e definições, no plural ou no singular, constantes do Glossário das Regras e dos Procedimentos de Comercialização. Autoprodutor – titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo.”

<sup>6</sup> “Art. 26. Para fins de pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas - PROINFA e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado - CCC-ISOL, equipara-se a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos: I - que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica; II - que a sociedade referida no inciso I deste artigo inicie a operação comercial a partir da data de publicação desta Lei; e III - que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.”

regulamentam, respectivamente, que<sup>7</sup> a participação nos empreendimentos equiparados à autoprodução se limita ao menor valor entre a parcela de energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou a sua participação no empreendimento, o que for menor, e que a participação nesse empreendimento será calculada pelo menor valor entre (i) a proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de propósito específico outorgada para a produção de energia elétrica; e (ii) o produto da proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade diretamente participante da SPE outorgada pela proporção estabelecida no item (i).

Destaca-se que a Lei nº 6.404/1976, que dispõe sobre as sociedades por ações, em seu art. 18, permite<sup>8</sup> ao estatuto da sociedade assegurar a uma ou mais classes de ações preferenciais o direito de eleger um ou mais membros dos órgãos de administração.

Com base nestas normas legais, está crescendo, no mercado de energia do país, a prática de acordos de acionistas para formação de SPEs nas quais um dos sócios é o empreendedor, que, de fato, vai construir e operar a usina de geração de energia elétrica, e o outro é o consumidor, que não possui qualquer vocação para produção, pois está interessado exclusivamente em seu consumo.

---

<sup>7</sup> “Art. 26. (...) §1º A equiparação de que trata este artigo limitar-se-á à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou a sua participação no empreendimento, o que for menor. (...) §4º A participação no empreendimento de que trata o §1º será calculada como o menor valor entre I – a proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de propósito específico outorgada; e II – o produto da proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade diretamente participante da sociedade de propósito específico outorgada pela proporção estabelecida no inciso I.”

<sup>8</sup> “Art. 18. O estatuto pode assegurar a uma ou mais classes de ações preferenciais o direito de eleger, em votação em separado, um ou mais membros dos órgãos de administração.”

Neste acordo de acionistas, que embasará o estatuto da SPE, os detentores de ações são equiparados na formação dos órgãos de administração, independentemente do tipo de ações que detêm, quer sejam preferenciais, quer sejam ordinárias. Assim, a venda da energia produzida pela SPE ao seu sócio consumidor ocorre através de contrato simultaneamente celebrado com o acordo de acionistas.

Neste contexto, entre outros aspectos, duas questões relevantes serão discutidas a seguir. A primeira diz respeito ao espírito de formação das sociedades anônimas. A consolidação desta forma societária ocorreu pela associação tradicional de dois tipos de ações: as preferenciais, destinadas aos investidores capitalistas que têm interesse exclusivo nos lucros, dividendos e valor das suas ações em bolsa, e as ordinárias, destinadas aos sócios controladores e com poder de decidir a gestão e os destinos da sociedade. Deste modo, surge o questionamento se a introdução de um sócio somente interessado no consumo do produto gerado pela sociedade pode desequilibrar esta associação, que encontrou sua estabilidade pela sua reiterada prática no tempo.

A segunda questão diz respeito ao limite de abrangência para incentivos e isenções para a autoprodução. Todo consumidor de energia que se associar a um produtor realmente deve se equipar a sua vocação de gerador de energia? Se assim for, o rateio de custos e encargos do setor, bem como os benefícios às populações carentes, os incentivos cruzados e a própria política energética nacional precisam de ajustes. São importantes pontos para reflexão e análise, realizadas a seguir.

## 2. Modelagens utilizadas na autoprodução por equiparação

### 2.1. Requisitos da modelagem

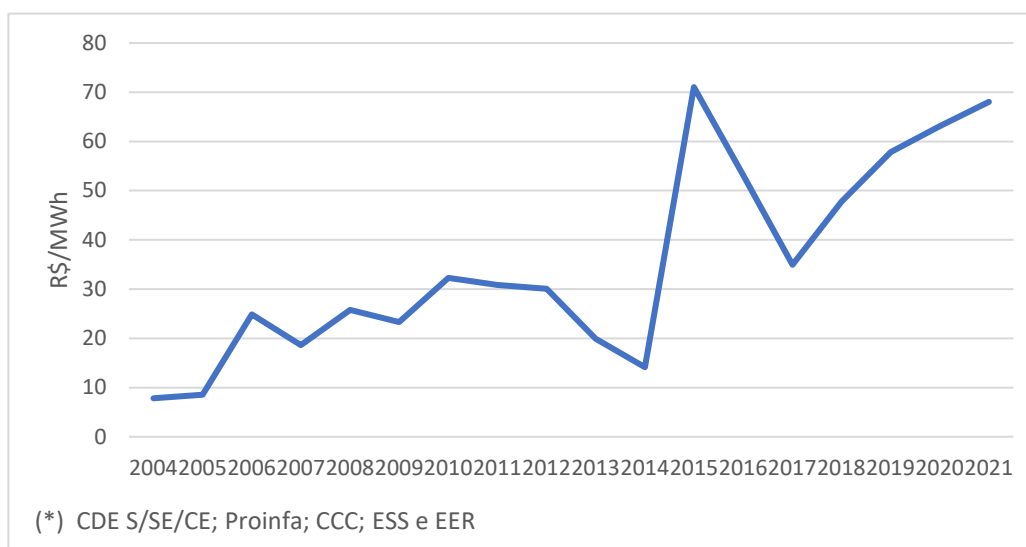
Diversas modelagens societárias e financeiras, com maior ou menor criatividade, têm sido desenvolvidas pelos agentes do setor elétrico no mercado de geração, a fim de capturar as isenções de encargos setoriais sobre a comercialização de energia elétrica. Todas estas modelagens buscam gerar os benefícios no sentido de isentar o pagamento de subsídios e encargos, como CDE, PROINFA, EER, ESS e CCC.

O valor destes subsídios e encargos tem aumentado de forma crescente ao longo dos anos, sobretudo a partir de 2015, o que torna ainda mais atrativas as modelagens que, como resultado, levam a sua isenção. O Gráfico 1 apresenta a evolução nos últimos 15 anos dos encargos não incidentes sobre a geração de energia classificada como autoprodução.

**Gráfico 1**

**Evolução dos encargos não incidentes nos autoprodutores: 2004-2021 (\*)**

(em R\$/MWh)



Fonte: elaboração própria

Verifica-se, ao longo do período, uma clara tendência de aumento do somatório dos encargos, com a elevação em mais de sete vezes dos valores que se observam no início dos anos 2020. Entre 2013 e 2014, o volume de encargos diminuiu substancialmente devido à assunção pelo Tesouro Nacional de encargos referentes a políticas públicas. No entanto, em 2015, o Tesouro deixou de assumir parte substancial do encargo, o que, em conjunto com a crise hidrológica, elevou o volume de encargos.

Nota-se que o alto volume de encargos é um dos principais condicionantes e estímulos para que a estruturação da modelagem de autoprodução por equiparação viesse a se desenvolver, em função do seu peso crescente no custo de produção da energia elétrica. A Tabela 1 apresenta a composição e os intervalos de variação dos encargos setoriais.

**Tabela 1**

<b>Valores dos Encargos Setoriais - (R\$/MWh)</b>	
<b>CDE</b>	<b>25-55</b>
<b>Proinfa</b>	<b>4-10</b>
<b>ESS</b>	<b>4-7</b>
<b>EER</b>	<b>2-6</b>
<b>Valor Médio:</b>	<b>58</b>

Fonte: 2W, Webinar “Autoprodutores de energia: tendências e perspectivas”. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/index.php/workshops>.

O preço da energia comercializada nos contratos de comercialização de energia, seja no mercado livre ou mesmo no mercado regulado, tem sinalizado, para os instrumentos com o prazo em torno de 15 anos, o patamar de preços de R\$ 180/MWh<sup>9</sup>. Este preço é viabilizado, para projetos novos, em grande medida

<sup>9</sup> Ver 2W, Webinar “Autoprodutores de energia: tendências e perspectivas”. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/index.php/workshops>.



pela competitividade da geração eólica e solar no Brasil. Sobre este preço, um contrato típico do ACR ou do mercado livre apresenta um acréscimo médio da ordem de R\$ 55/MWh para consumidores das Regiões Sudeste e Sul, elevando o custo final para cerca de R\$ 238/MWh, sem os impostos, os custos de transmissão e a remuneração das distribuidoras.

Segundo as condições do marco legal mencionado e de resoluções específicas da ANEEL, em se tratando de energia proveniente de fontes renováveis, a incidência das tarifas de transmissão (TUST) é reduzida em 50% para o gerador, o que representa entre R\$ 10 e 15/MWh. Adicionalmente, a compra de energia de fontes incentivadas permite um desconto na tarifa de acesso à rede desta mesma ordem de grandeza para consumidores acessando a rede básica e entre R\$ 25 e 35/MWh para consumidores conectados no sistema de distribuição. Deste modo, o valor acumulado dos benefícios legalmente possíveis pode representar, para consumidores do Sudeste e Sul, valores da ordem de R\$ 75 a 105/MWh.

Por outro lado, há um considerável grau de incerteza quanto ao valor dos encargos no longo prazo, sobretudo na medida em que o poder público tem realizado esforços para reduzir a CDE ao longo do tempo. De todo modo, ao longo da operação de uma unidade de geração ou mesmo durante a vigência do financiamento, a economia com encargos representa valores expressivos quando trazidos ao valor presente líquido. Estimativas preliminares, com base em uma análise econômico-financeira, apontam que o VPL destes benefícios como sendo equivalente a mais 40% do valor do CAPEX de uma SPE de geração, seja ela eólica ou solar.

Verifica-se, assim, que a não incidência destes custos implica em alcançar preços mais competitivos que aqueles praticados nos mercados regulado ou livre, permitindo que tanto os desenvolvedores de projeto como os consumidores de energia com carga acima de 5 MW busquem alternativas de modelagem que proporcionem condições mais atrativas para viabilizar os projetos de geração. Deste modo, deter o *status* jurídico de autoprodutor, ainda mais com base em

fonte renovável de energia, se tornou um excelente modelo de negócio, perseguido por vários agentes.

O número de autoprodutores em 2013, por exemplo, era relativamente reduzido, não passando de 42 empresas. Quase a totalidade deste conjunto refere-se a usinas hidrelétricas, muitas delas concessionadas de forma consorciada com um ou mais autoprodutor. Assim, o consórcio constituía uma SPE de autoprodução, que detinha uma fração no consórcio responsável pela implantação da usina hidrelétrica.

Este é o modelo de usinas como a UHE Barra Grande, UHE Campos Novos, UHE Machadinho, UHE Itá, dentre outras. São projetos cujas decisões de investimento se deram no final dos anos 90, quando o aproveitamento hidrelétrico era concessionado com base na outorga onerosa, e estas usinas foram construídas e entraram em operação na primeira década dos anos 2000. Os investidores típicos desta fase são o grupo Votorantim, por meio da CBA, da Alcoa, da Vale e da CSN.

Nos últimos anos, uma nova onda de autoprodutores tem se formado, atingindo um total de 81 empresas em 2021. Novos segmentos, como a indústria de alimentos, tecnologia de informações, cosméticos, entre outras, tornaram-se, nos últimos dois anos, autoprodutores. São exemplos a BR Foods, L’Oreal, Tivit, Moura, Vulcabrás, Heineken, Honda, etc.

Estimativas não oficiais da capacidade de geração de energia elétrica desta categoria de autoprodutores indicam cerca de 3,5 GW, em 2021. Ademais, as projeções não oficiais sinalizam que a capacidade pode, em 2026, alcançar 15 GW, expressando um crescimento da ordem de cinco vezes em relação à atual capacidade destes agentes.

Esta vertente de modelagem dos projetos de geração de autoprodução tornou-se, assim, um dos principais vetores de expansão do parque gerador nacional, agregando, em média, segundo estimativas preliminares, cerca de 4 GW/ano. A

questão é que, em paralelo a este crescimento expressivo, é endereçado para o mercado cativo um ônus crescente derivado do subsídio cruzado, que não está sendo precificada pelas autoridades governamentais do SEB.

## **2.2. Modelagens societárias da autoprodução**

Quatro são as principais modelagens identificadas na implantação destes projetos que permitem a possibilidade de obter isenções inerentes à condição original de autoprodutor, analisadas em seguida.

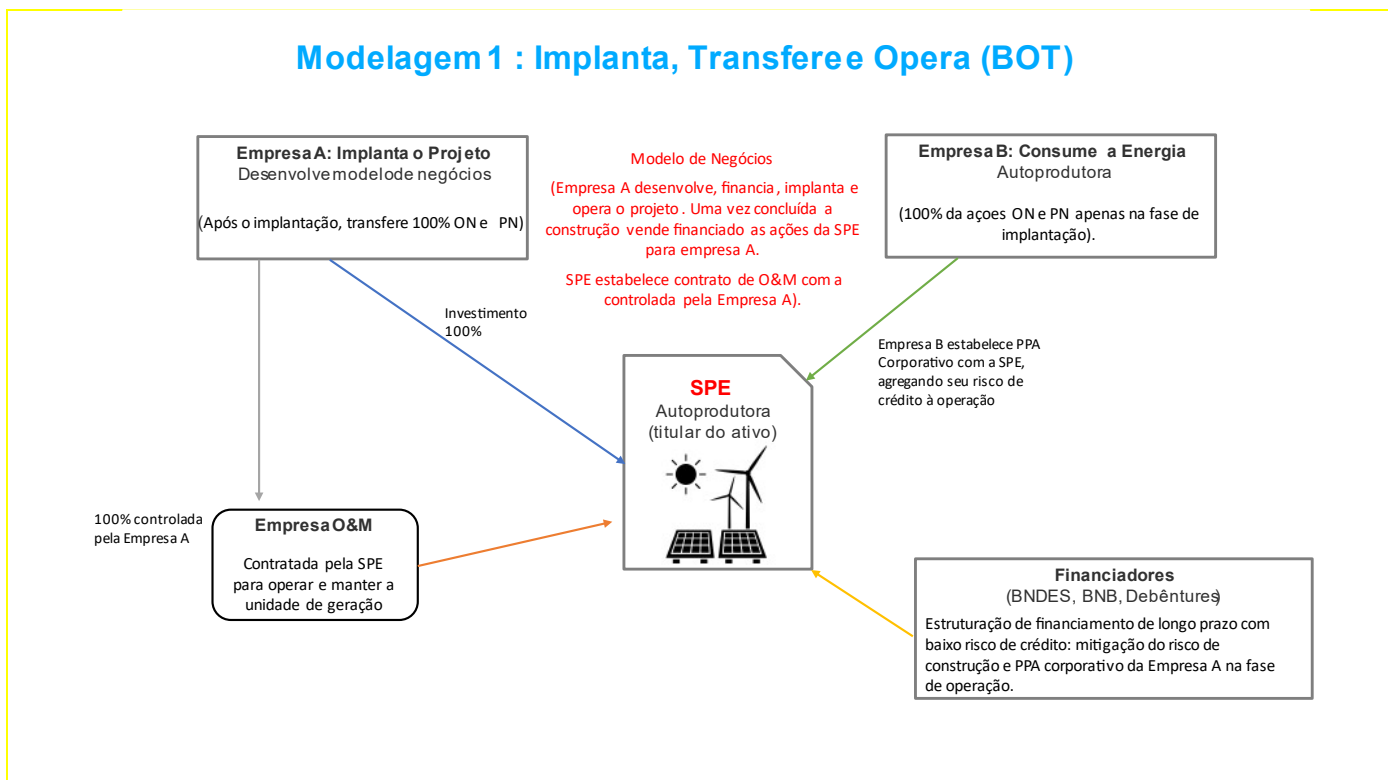
### **2.2.1. Modelagem 1: Venda das ações ordinárias e preferenciais após a implantação do projeto**

A venda das ações ordinárias e preferenciais após a implantação do projeto de geração é uma modelagem simples, sem nenhum instrumento mais criativo, representando a proposta original da autoprodução analisada anteriormente. A Figura 1, abaixo, procura reproduzir este tipo de modelagem de contrato, onde não há uso do instrumento contratual de autoprodutor por equiparação.

Neste exemplo, a **Empresa A** (desenvolvedora do projeto) obtém a autorização junto à ANEEL para ser um produtor independente de energia. Antes de iniciar a implantação do projeto, a **Empresa A** busca no mercado uma companhia com potencial de consumir toda a energia gerada pela unidade de produção, a **Empresa B**. Assim, a **Empresa A** oferece para a **Empresa B** a alternativa de obter suprimento de energia elétrica a um preço cerca de 30% inferior ao seu gasto corrente com energia, mas duas são as exigências colocadas pela **Empresa A**:

- i. Que a **Empresa B** assumo o controle societário da unidade de geração (SPE) uma vez concluída a implantação do projeto, passando a ser controladora do ativo de geração; e
- ii. Que seja firmado um contrato corporativo (intra grupo econômico) de compra e venda de energia com a SPE geradora, de modo que esta passe a contar com um fluxo de recebíveis, cedido aos financiadores como reserva de meio de pagamento (garantia) para realizar o repagamento do financiamento contraído pela **Empresa A** e utilizado na implantação do projeto.

**Figura 1**



Fonte: Elaboração própria.

Nesta modelagem, uma vez concluído o projeto, as **Empresas A e B** formalizam junto à CCEE a alteração de PIE para autoprodutor, ou seja, a unidade geradora deixa, perante a CCEE, de ser um produtor independente de energia e passa a ser um autoprodutor.

Uma possibilidade a ser considerada é a **Empresa A** permanecer no projeto por meio de um contrato de O&M com a **Empresa C**, a sua controlada integral. O valor deste contrato, neste caso, poderá possuir um acréscimo, a fim de remunerar a **Empresa A** por eventual *equity* que tenha sido aportado durante a fase de construção.

Outra forma de a **Empresa A** ser remunerada ou reembolsar-se de eventual *equity* aportado durante a fase de construção é, por ser a desenvolvedora do projeto, incluir nos usos um item de CAPEX relativo ao desenvolvimento do empreendimento, retirando, assim, parte do aportado como *equity* na SPE.

Uma terceira forma é a **Empresa B** (compradora da energia) permitir que a **Empresa A** retire os recursos antes da transferência do controle da SPE, por meio da reversão de um eventual AFAC (adiantamento para futuro aumento de capital) que tenha sido realizado.

As três possibilidades sintetizadas não são excludentes, mas, ao contrário, podem ser complementares, permitido que os recursos aportados pelo desenvolvedor retornem ao seu caixa em prazo curto, de modo a abrir espaço para o novo controlador da SPE, no caso a **Empresa B**.

A depender da alavancagem financeira que o projeto tenha alcançado, a questão acima ganha maior ou menor dificuldade de ser realizada. Naturalmente, uma maior alavancagem implica em um menor aporte de *equity*, tornando mais atrativas as alternativas analisadas posteriormente.

Neste exemplo, há simplesmente uma compra e venda do ativo no momento em que os riscos de implantação foram superados e o projeto encontrar-se operacional. Não há de nada ilegal entre as partes, sendo um contrato comum. A questão é o *valuation* do ativo de geração, que nada mais é do que o valor presente do fluxo de caixa descontado, menos as dívidas.

O valor do fluxo de caixa depende do PPA corporativo da **Empresa B**, de tal forma que são amplas as possibilidades das partes se acertarem.

Os financiadores devem anuir para que a mudança de controle societário venha a ocorrer, mas, em muitos casos, são informados previamente que a mudança societária irá ocorrer. Há, por parte dos financiadores, uma anuência quanto à modelagem desenvolvida, que implica, em um momento futuro (após o *completion*), em mudança de controle societário.

Ou seja, a modelagem financeira não é uma surpresa aos financiadores, uma vez que foram informados previamente que o evento iria ocorrer. Afinal, não se pode esquecer que o risco de crédito deste novo acionista já havia sido avaliado por ocasião da análise de risco de crédito realizada com respeito ao PPA da SPE, tendo sido incorporado ao *rating* da operação de crédito.

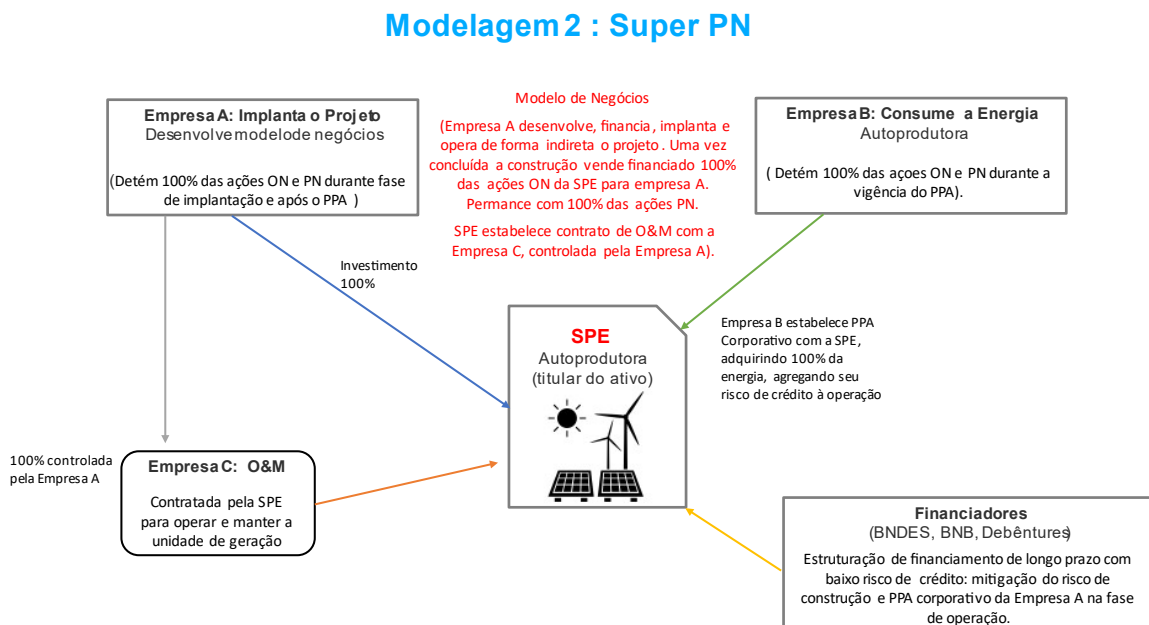
### 2.2.2. Modelagem 2: Super PN

Uma segunda modelagem identificada é a constituição das chamadas ações super PN. Neste caso, a **Empresa A** aliena 100% das ações ordinárias para a **Empresa B**, mantendo 100% das ações preferenciais. Como as ações preferencias estão limitadas, de acordo com a Lei das S.A. (Lei nº 6.404/1976), a 50% do total das ações emitidas, cada acionista, neste exemplo, passa a dispor de 50% do capital social da SPE.

A **Empresa A**, porém, permanece como PIE, ao passo que o novo sócio, detentor das ações ordinárias da SPE, se torna autoprodutor de energia. Este novo acionista vale-se da condição de autoprodutor por equiparação, tendo em vista que a Lei nº 13.203/2015 faculta que o percentual da energia tenha correlação com a propriedade das ações ordinárias. Nesta modelagem, é comum também situações em que a **Empresa A** permanece com um pequeno percentual das ações ordinárias (por exemplo, 5%) e a **Empresa B** disponha de 95% da energia da SPE na condição de autoprodutor.

Visando fortalecer os direitos das partes, é estabelecido um acordo de acionista entre a **Empresa A** e a **Empresa B**, de modo que algumas decisões, como nomeações de diretores, distribuição de dividendos e contratos de O&M, passam a contar com poder de veto por parte da **Empresa A**. Deste modo, são robustecidos os direitos associados à propriedade das ações PN e se chega, por meio do acordo de acionistas, na criação da chamada Super PN. A Figura 2, a seguir, representa esta modelagem.

**Figura 2**

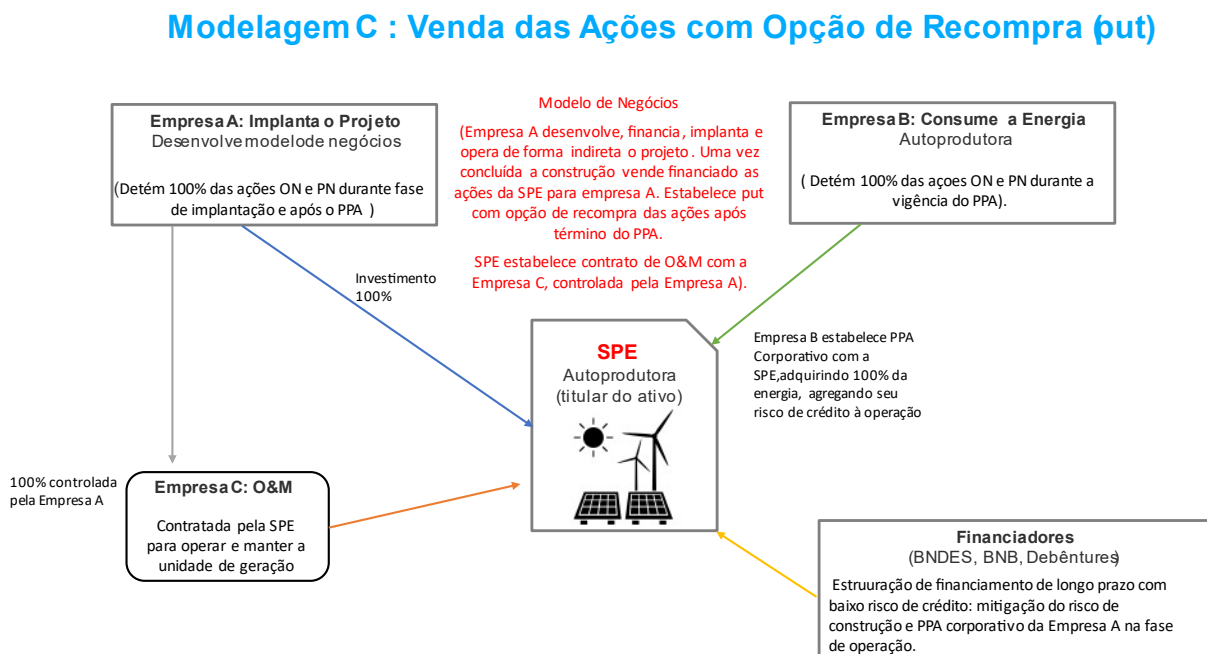


Fonte: Elaboração própria.

### 2.2.3. Modelagem 3: venda de ações com opção de recompra

Nesta modelagem, a **Empresa A** vende 100% das ações da SPE, o que tanto pode envolver a totalidade das ações ordinárias e preferenciais, como se resumir apenas às ações ordinárias. A diferença, neste caso, é a constituição da opção de a **Empresa B** realizar um recompra das ações após o fim do contrato de compra e venda de energia, cujo valor pode ser livremente negociado entre as partes. Esta terceira modelagem é apresentada na Figura 3.

Figura 3



Fonte: Elaboração própria.



### 2.3. Modelagem financeira da autoprodução por equiparação

Entre as modelagens anteriormente examinadas, há, por parte dos investidores de mercado, uma clara preferência pela modelagem da Super PN, pois permitir maior flexibilidade no desenho das estratégias financeiras. A estruturação financeira é uma etapa fundamental e condição necessária para que os investimentos em novas unidades de geração de energia renovável venham a ocorrer. Assim, é natural que todas as possibilidades facultadas pela regulação setorial da autoprodução sejam devidamente exploradas.

Na estruturação da operação de unidades de geração dedicadas à autoprodução, a concepção do projeto, sua localização, tecnologia, engenharia básica, executiva, aspectos regulatórios, fundiários, ambientais e econômico-financeiros são tratados primordialmente por um agente com perfil definido, qual seja, um gerador de energia estratégico do setor elétrico, tal qual a empresa AES ou mesmo um grupo com tradição no desenvolvimento e na implantação de projetos eólicos, como o grupo Casa dos Ventos. Há, também, *players* com perfil financeiro, mas com *expertise* recém adquirida na implantação de projetos eólicos e solares, como o caso da 2W, entre outros.

O padrão clássico que se verifica é estes grupos desenvolverem e implantarem o projeto em diversas localidades da Região Nordeste, tanto no interior como próximo ao litoral, onde se concentram *clusters* de empreendimentos de geração eólica. Observa-se um processo semelhante com a energia solar, com a concentração de usinas na porção semiárida do Nordeste e, também, de forma expressiva em municípios do norte de Minas Gerais.

Estes *clusters* de geração eólica e solar, com capacidade total em torno de 400 a 600 MW e se aproximando, em alguns casos, de 1 GW, abrangem, muitas vezes, mais de quatro ou cinco municípios contíguos entre si. Os investidores segmentam o parque de geração, tanto da energia solar como eólica, em diversas SPEs, com capacidades nominais de diferentes tamanhos, customizadas face à

necessidade colocada pela demanda dos potenciais consumidores, que farão uso desta energia em suas atividades produtivas e de serviços, com base na modelagem de autoprodutor por equiparação. Para melhor entender esta dinâmica, será apresentado e analisado um caso hipotético.

### **2.3.1. Caso hipotético - Autoprodutor com consumo médio de 10 MW**

Tomando o exemplo de uma empresa, que pode ser tanto da área industrial como de serviços, com um consumo anual de energia elétrica equivalente à geração anual de 10 MW médios, se verifica a necessidade de construção de um parque eólico de 18 MW de capacidade nominal, considerando um fator de capacidade de 55%.

Com base na demanda a ser contratada, em aspectos tecnológicos, na performance em termos de eficiência da localização e na proximidade à rede de transmissão, chega-se ao dimensionamento, em termos de capacidade produtiva, da SPE. Assim, é segregado um determinado conjunto de aerogeradores ou painéis solares, cujo somatório da capacidade representa a demanda potencial de um determinado consumidor de energia, sendo criada uma SPE que incorpora os ativos correspondentes à capacidade nominal desejada. Esta SPE obtém a outorga e a licença ambiental, realiza o arrendamento da terra e adquire um financiamento de longo prazo. Quando em operação, a energia gerada será destinada à autoprodução por equiparação.

Observa-se que a outorga e a autorização para implantar e operar o parque por prazos de 30 anos são obtidas, na maioria dos casos, na forma de um produtor independente de energia. Neste momento de preparação do projeto e mesmo durante a sua implantação, o *offtaker* da energia, que se tornará o autoprodutor em um momento seguinte, muitas vezes não está identificado frente ao regulador ou, se foi, não há informação pública das condições contratuais do futuro

contrato de venda de energia da SPE, nem tampouco a roupagem regulatória que o negócio terá quando de sua entrada em operação comercial.

A partir da capacidade nominal da SPE, da definição da tecnologia, da localização, dos custos de conexão com a rede e das demais infraestruturas necessárias, estima-se o total do CAPEX, da ordem de R\$ 108 milhões no presente exemplo, correspondentes a uma SPE de geração eólica com 18 MW de capacidade nominal.

Em que pese o desenvolvedor do projeto ter customizado o tamanho da SPE com base no futuro contrato junto ao *offtaker* da energia, não se deixaram de lado os ganhos de escala que são obtidos em relação ao CAPEX e ao OPEX quando os projetos de geração eólica e solar são implantados na forma de *clusters*, com elevada capacidade agregada.

Em seguida, negociações são estabelecidas com fornecedores de equipamentos, empresas de engenharia, construção e montagem e financiadores de longo prazo, considerando ganhos de escala e previsibilidade de encomendas ao longo do tempo. O *cluster* somente é totalmente implantado no médio prazo, sendo sua velocidade de expansão dependente tanto das condições do mercado de energia, como de outros fatores relacionados aos aspectos ambientais, fundiários, financeiros e societários que precisam ser devidamente equacionados de maneira integrada e sequencial.

Não se pode esquecer que estas sinergias ocorrem também na fase de operação do ativo, uma vez que a O&M de todo o parque é realizado de forma integrada e sinérgica, mediante contratos estabelecidos com uma terceira empresa do desenvolvedor do projeto, especializada nessa atividade. Esta empresa se encarrega da geração operacional da energia e de sua ligação com a subestação que conecta o *cluster* eólico com a rede básica de transmissão.

Deste modo, tal empresa estabelece diversos contratos de O&M com as SPEs que compõem o *cluster*. Estes contratos de O&M poderão, de acordo com a estratégia financeira a ser desenhada, servir como forma de o consumidor de energia reembolsar o desenvolvedor do projeto, por parte do *equity* que tenha sido necessário ser aportado durante a fase de implantação. Assim, considerando uma alavancagem financeira de 80% de recursos de terceiros e 20% de recursos próprios, para o caso hipotético, estima-se a um valor do *equity* em torno de R\$ 21,6 milhões.

As isenções de encargos, previstas neste exemplo hipotético como R\$ 58/MWh, representam um valor presente líquido (VPL) de cerca de R\$ 50 milhões, considerando-se o volume estimado de geração de energia de um parque eólico com 18 MW de capacidade.

Pode-se supor que este ganho proporcionado pela operação via autoprodução seja dividido entre as partes: o desenvolvedor do projeto e o consumidor da energia. Para o consumidor de energia, é ofertado um desconto na tarifa de energia de 20%, representando cerca de R\$ 38/MWh. Sob a ótica do desenvolvedor do projeto, a captura do ganho proporcionado pela operação, da ordem de R\$ 20 milhões, pode ser realizada por meio de mais de um mecanismo.

Dentre os usos do empreendimento, há gastos relativos à aquisição do projeto básico, ao *layout* do parque, às autorizações e licenciamentos ambientais e, ainda, à estruturação financeira. Estes custos são incorridos pelo desenvolvedor do projeto e, em algum momento, adquiridos pela SPE, da qual desenvolvedor é o único acionista, representando um caso típico de partes relacionadas. Portanto, a precificação destes serviços pode ser estabelecida pelo próprio desenvolvedor, capturando parte do ganho da modelagem nesta oportunidade.

Ademais, os contratos de O&M podem servir como outra alternativa, na qual o desenvolvedor tem espaço financeiro para capturar outra parte do ganho da operação na modelagem de autoprodução. Deste modo, um pequeno acréscimo na precificação do contrato de O&M também seria capaz de gerar um VPL suficiente para o desenvolvedor complementar seus ganhos.

#### 2.4. A Ótica dos financiadores

Sob o ponto de vista dos financiadores, é plenamente possível estruturar uma operação nas modalidades anteriormente examinadas, de modo que o risco de crédito seja mitigado, observando todas as práticas da prudência bancária. Neste sentido, o mercado de capitais, por meio da emissão de debêntures, também é um canal de financiamento que tem sido muito explorado na busca de *funding* para a realização dos investimentos em autoprodução de energia.

Nota-se que, em todas as estruturas apresentadas, o desenvolvedor do projeto (Empresa A) é o responsável pela modelagem a ser desenvolvida, pela implantação do projeto e pela obtenção do financiamento de longo prazo.

Todavia, até o *closing* final da operação de financiamento, que tanto pode envolver o BNDES, BNB e BDMG, como o mercado de capitais, é usual que os desenvolvedores façam uso de financiamentos de curto prazo, junto aos bancos comerciais e mesmo a estruturas de financiamento *mezzanino*, convertendo dívidas em participações acionárias. Frequentemente, a implantação física da unidade de geração inicia-se sem que o financiamento de longo prazo tenha sido contratado.

O desenvolvedor do projeto apresenta aos financiadores a sua modelagem, deixando claro os aspectos societários, regulatórios, tecnológicos, ambientais e, naturalmente, a dimensão econômico-financeira. A modelagem empregada em

ambos os casos (financiamento bancário ou mercado de capitais) enquadra-se em todos os critérios do *project finance*, com recurso ao acionista até o *completion* físico e financeiro do projeto. Ademais, são estabelecidas contas centralizadoras e contas reservas, pelas quais transitam os recursos do PPA corporativo, utilizados como reserva de meio de pagamento aos credores.

As garantias durante a fase de implantação podem ser de diversas naturezas. As mais utilizadas são fianças corporativas dos desenvolvedores dos projetos, desde que disponham de limite de crédito junto aos bancos, as quais podem ser substituídas ou complementadas por fianças bancárias. Além disso, são oferecidas como garantia do crédito as ações da SPE, tanto as ordinárias como as preferenciais, que permanecem como colateral durante todo o prazo de financiamento.

Após o projeto entrar em operação, os *covernants* financeiros pactuados por ocasião da elaboração do contrato de financiamento devem ser devidamente demonstrados, em especial o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD). Neste sentido, os balanços auditados das SPEs são utilizados para verificar estes indicadores. Porém, com a entrada em operação do parque gerador e o atendimento dos indicadores de alavancagem e geração de caixa adotados nos contratos de financiamento, são dispensadas as garantias constituídas para a fase de implantação do projeto, quando se supõe que o risco de crédito é maior.

Tanto o desenvolvedor do projeto como o *offtaker* de sua energia, que se torna autoprodutor ao final da modelagem desenvolvida, possuem, de um modo geral, um risco de crédito (*rating*) já previamente conhecido pelos bancos. Destaca-se que o *rating* da operação de financiamento ou mesmo da emissão de debênture é calculado tendo grande peso o *rating* do grupo econômico a que pertence o *offtaker* da energia da SPE (tomadora do crédito) e a garantia oferecida na fase de implantação do projeto.

O montante de crédito que a estruturação da operação conseguir obter dependerá das variáveis econômicas do projeto, como CAPEX, OPEX, PPA, taxa de juros e ICSD utilizado. Uma vez definido o seu valor de forma técnica e com base nas práticas do *project finance*, são atendidas as demais condições, como as garantias e o *rating* do desenvolvedor do projeto e do *offtaker* da energia. Assim, os riscos de crédito são devidamente mitigados e endereçados às diversas partes que compõem a modelagem do *project finance*.

### **3. Subsídios para inovações regulatórias**

Os produtores independentes de energia, novos ou existentes, que não tenham a sua energia atrelada a contratos de longo prazo podem direcioná-la para o regime de autoprodução por equiparação. Como mencionado, este direcionamento é possível mediante uma estruturação societária na qual os agentes que hoje são consumidores se tornam detentores de ações ordinárias da SPE de geração e, com isso, passam a gozar dos benefícios da autoprodução por equiparação.

Do lado do consumo, para aderir à autoprodução por equiparação, é necessário se ter uma demanda contratada em patamar que vem decrescendo. Assim, em tese, todos os consumidores que se enquadram nessa categoria podem migrar para a autoprodução, assumindo obrigações e riscos da atividade de geração e se beneficiando com a redução do custo dos encargos. Porém, este cenário acarreta na seguinte consequência: a economia em encargos do autoprodutor por equiparação acaba tendo como contrapartida o aumento dos encargos dos demais consumidores, o que é altamente indesejável com a tendência de alto crescimento desta figura de autoprodução.

Na prática, contudo, a migração de todos os consumidores elegíveis para o regime de autoprodução por equiparação não é o cenário mais provável, pois a montagem da estrutura societária característica deste tipo de projeto tende a ser muito complexa, o que pode afastar vários agentes, tanto empreendedores de geração como potenciais autoprodutores. Além disso, a adesão à autoprodução representa para o consumidor a assunção de riscos e obrigações análogas às de um gerador, que precisam ser geridos e precificados. Finalmente, este tipo de estrutura só é acessível para agentes de consumo com um bom risco de crédito, capazes de emprestar sua solidez financeira ao projeto através de um contrato de longo prazo, que viabiliza a tomada de dívidas em condições adequadas.



Porém, o real volume de crescimento da autoprodução por equiparação nos próximos anos decorrente de projetos já estruturados e em construção não é conhecido, mas as estimativas não oficiais indicam um aumento elevado. Novos projetos de geração destinados ao mercado livre não precisam declarar que se destinam no todo ou em parte à autoprodução, sendo a informação sobre a parcela da energia a ser enquadrada como autoprodução fornecida pelo agente à CCEE somente quando ele já está operacional.

Assim, embora a mídia especializada venha anunciando todos os meses o fechamento de vários contratos para novos projetos em regime de autoprodução, normalmente parcerias entre empresas promotoras de projetos e consumidores livres com balanço sólido, o número consolidado total destas operações e o crescimento esperado da capacidade instalada desta modalidade são informações que não estão disponíveis publicamente, o que prejudica a avaliação dos impactos desta tendência e demanda uma reavaliação das políticas públicas do setor elétrico.

Deve-se notar que esses novos projetos são exclusivamente de geração eólica e solar, que, além dos baixos custos, trazem como benefício adicional um desconto de 50% nas tarifas de acesso à rede de distribuição ou transmissão. Portanto, entre as suas principais motivações, as decisões de investimento nestes projetos buscam evitar encargos e reduzir o custo do acesso à rede. Em ambos os casos, verifica-se como contrapartida uma maior oneração dos encargos e das tarifas dos demais agentes do setor.

Observa-se que a possibilidade de evitar encargos e obter descontos tarifários em investimentos em geração com custos competitivos tende a distorcer a concorrência. Por um lado, somente agentes de consumo com risco de crédito diferenciado conseguem participar destes arranjos.

Por outro lado, apenas agentes de geração ou consumo que estejam dispostos a desenvolver projetos com um desenho societário criativo participam deste tipo de arranjo e conseguem se apropriar dos benefícios da autoprodução por equiparação, obtendo vantagem competitiva no mercado.

Neste sentido, a prioridade mais imediata em termos regulatórios é reestruturar o processo de autorização e outorga dos projetos de autoprodução por equiparação, de modo a dar uma maior visibilidade ao *pipeline* de novos projetos. Somente assim, as políticas públicas poderão, se for o caso, ser ajustadas oportunamente, evitando a transferência de custos entre agentes e a distorção à competição.

Estes eventuais ajustes podem ser realizados por medidas infralegais, através, por exemplo, da regulamentação da atividade de autoprodução por equiparação, de forma que a ANEEL passe a exigir a atualização da documentação relativa a modificações societárias envolvendo autoprodutores tão logo elas sejam pactuadas, de preferência por meio de instrumentos comumente utilizados em estruturas de projetos de autoprodução.

Supondo que a tendência ao crescimento da autoprodução por equiparação seja de fato forte, outras ações para eliminar as distorções apontadas neste estudo ou, pelo menos, mitigá-las devem ser avaliadas. Idealmente a solução para a questão passa pela redução estrutural e substancial dos encargos pagos pelos consumidores de energia elétrica, uma vez que boa parte deles é originada da política de distribuição de renda (subsídios à baixa renda), da política energética (subsídios a fontes incentivadas) ou de políticas regionais (Conta de Consumo de Combustíveis e distribuição desproporcional do pagamento dos encargos entre as regiões).

Embora todas essas políticas possam ser defendidas como meritórias, cabe a discussão se a alocação dos custos no setor elétrico, onerando os consumidores de diversas classes, é a maneira mais eficiente de custeio. No que tange à

indústria com uso intensivo de eletricidade, esta oneração de custos é incomum em outros países e reduz a competitividade da produção nacional. No que diz respeito à tarifa residencial, o custo da energia elétrica representa um importante item do orçamento familiar em um país que, como o Brasil, possui renda *per capita* baixa.

Em 2013, recorda-se, ocorreu a assunção pelo Tesouro Nacional da parcela da CDE correspondente às políticas públicas, reduzindo expressivamente o seu volume. Porém, tal decisão foi revertida em 2015.

Nestes termos, entende-se que a redução do volume dos encargos é o endereçamento correto da questão. Outra opção, contudo, é repensar os critérios de rateio dos encargos, limitando, por exemplo, o benefício da sua isenção para autoprodutores, de modo a torná-lo proporcional à parcela no capital total, ou melhor caracterizando quais consumidores devem receber incentivos.

## Conclusões

Com base em todos os elementos apresentados e analisados, relativos aos aspectos regulatórios, tecnológicos, societários e econômicos financeiros, a estruturação de investimentos em geração de energia com base na modelagem da autoprodução por equiparação apresenta condições e incentivos bastante robustos sob o ponto de vista dos sinais econômicos. Neste sentido, a disponibilidade de *funding* para estruturação de novos investimento parece ser abundante e plenamente passível de ser obtido, valendo-se de mais de um canal, seja bancário ou via mercado de capitais.

Os efeitos deletérios que a expansão da geração com base na autoprodução causam sobre o setor elétrico como um todo, em especial sobre o mercado dos consumidores cativos, não são passíveis de serem identificados em uma operação *per se*, nem tampouco seus efeitos sistêmicos se manifestarão de forma aguda a curto prazo. Deste modo, entende-se necessário que o regulador avalie como os incentivos à autoprodução por equiparação impactam os consumidores de energia do mercado cativo, em função dos subsídios cruzados identificados.

Destaca-se que as decisões de investimento para a expansão do parque gerador deixam de apresentar como elemento dinâmico e determinante a expansão prevista do mercado cativo e passam a possuir como norte a possibilidade legal de estruturar operações que visam capturar consumidores do mercado regulado ou mesmo do mercado livre, onerados excessivamente por encargos, para alternativas societárias e financeiras que contornam estes custos.

Ademais, procurou-se demonstrar neste estudo eminentemente técnico que, ao nível da estruturação das operações, em particular, não se observam externalidades negativas. Pelo contrário, os racionais societários e econômico-financeiros jogam na direção de fortalecimento desta modelagem, tornando-a uma sólida base para novos projetos de geração destinados a atender empresas

com baixo risco de crédito e capazes de fornecer um recebível de longo prazo sólido na forma de um contrato de compra de energia com a SPE de geração.

Sob o ponto de vista da regulação do Setor Elétrico Brasileiro, especialmente no que diz respeito à viabilidade financeira que os projetos apresentam, a análise deve ser realizada para além de cada projeto individual. Observa-se que, no plano de cada projeto, são atendidos os requisitos não só legais, mas da sua financiabilidade a longo prazo.

Desta forma, a mitigação do risco de crédito é passível de ser alcançada. Porém, como uma contrapartida ainda não precificada, evidenciada na análise aqui desenvolvida, serão direcionados custos da conta de encargos para os demais consumidores, principalmente do mercado cativo, que podem ser demasiadamente onerosos, em função da expansão previsível dos novos investimentos nesta modelagem criativa. Como consequência, esta dinâmica acentua ainda mais os impactos negativos sobre a continuidade dos leilões de geração do ACR .

Por outro lado, os contratos de autoprodução na formatação analisada também competem com as plantas de geração alocadas no mercado livre, pois a redução de encargos de novos empreendimentos que já possuem custos inerentemente baixos pode levar à migração de consumidores do ACL para a autoprodução.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-53-4

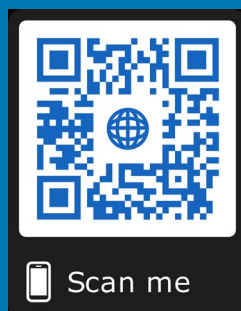
**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

**FACEBOOK:** [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto:gesel@gesel.ie.ufrj.br)

**TELEFONE:** (21) 3938-5249  
(21) 3577-3953



Versão Digital

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.  
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.  
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.  
CEP: 22290-240