



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria MME nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Processo de Contratação

23 de julho de 2019

Grupo Temático: Processo de Contratação

Instituição Coordenadora: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Coordenador: Solange David (CCEE)

Suplente: Roseane Santos (CCEE)

Participantes:

Adrimar Nascimento (MME/SEE)

Rodrigo Fornari (MME/SEE)

Valdir Junior (MME/SPE)

Renata Rosada (MME/ASSEC)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Agnes da Costa (MME/SECEX)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Thiago Veloso (ANEEL / ASD)

Davi Lima (ANEEL / ASD)

Júlio Ferraz (ANEEL/SEM)

Patricia Costa Gonzalez de Nunes (EPE)

Leandro Pereira de Andrade (EPE)

Marcelo Wendel (EPE)

Pedro Moretz-Sohn David (EPE)

Maria Cecilia Pereira de Araújo (EPE)

Equipe Técnica envolvida:

CCEE: Adriana Sambiase; Caio Bocchini Caio Pereira; Cristiane Barros; Ediléu Cardoso; Gilson Cecchini; Laura Maquera; Luciana Lisboa; Madalena Porangaba; Maria Pessoa; Wesley Lourenço.

Julho de 2019

Sumário

1. Introdução	5
Grupo temático “Processo de Contratação”	7
1.1. Objetivo do Relatório	7
1.2. Metodologia de Trabalho.....	8
2. O Processo de Contratação	9
2.1. Diagnóstico.....	9
2.2. Efeitos do processo de contratação do ACR.....	11
3. O Agente Centralizador de Contratos	16
3.1. Premissas Adotadas.....	19
3.2. Funções/Responsabilidades – vantagens e desvantagens.....	20
3.2.1. Gestão da Liquidação Centralizada financeira e da inadimplência	21
3.2.2. Gestão do Portfólio de Contratos do ACR	21
3.2.3. Prestar informações sobre os níveis de contratação e resultados obtidos nos mecanismos de troca e desconstrução	22
3.2.4. Gestão de Garantias das Relações Contratuais	22
4. Período Transitório.....	23
4.1. Contratos Legados	24
4.1.1. Legislação aplicável à comercialização no ACR.....	25
4.1.2. Contratos de Comercialização	25
4.1.3. Contratos de Concessão.....	26
4.1.4. Migração para o Centralizador	28
5. Detalhamento prévio – Cenário Futuro	29
5.1. Relações Contratuais do Centralizador	29
5.2. Liquidação Financeira Centralizada	31
5.2.1. Garantias Financeiras	32
5.2.2. Questões Tributárias.....	33
5.3. Aplicação das Regras de Comercialização	34
5.3.1. Equalização dos Riscos de Contratação.....	35
6. Otimização do Portfólio de Contratos e Mecanismos de Trocas e Desconstrução de energia	37
7. Questões tarifárias	38
8. Medidas Legais e Infralegais – Indicação preliminar de Ajustes.....	43
9. Conclusão e Considerações Finais.....	46
9.1. Interações com Instituições	46
9.2. Pontos de atenção e encaminhamentos sugeridos.....	46

Anexo I: Lista de Participantes e Contribuições para o Grupo Temático	49
Anexo II: Principais características dos Contratos Regulados	51
Anexo III: Mecanismos de ajuste de contratação	56
Anexo IV: Discussões com as Instituições	58

1. Introdução

Como é reconhecido globalmente, o novo cenário tecnológico e socioambiental tem provocado avanços nos atuais modelos de negócio e de mercado. Para acompanhar essa dinâmica, o Setor Elétrico Brasileiro está buscando promover mudanças em seu quadro regulatório, comercial e operacional para, entre outros objetivos, criar condições de maior sustentabilidade para a expansão do setor, a participação mais ativa de consumidores na gestão do consumo de energia, além de buscar maior eficiência na alocação de custos e riscos, valorizar a possibilidade de escolhas individuais e incentivar a participação dos investidores nesse contexto.

O Ministério de Minas e Energia (MME) promoveu a Consulta Pública nº 21, aberta em 5 de outubro de 2016, com vistas a obter da sociedade respostas sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, os benefícios e os riscos envolvidos no processo, e a Consulta Pública nº 33, aberta em 5 de julho de 2017, com a finalidade de aprimorar o modelo do setor elétrico.

Pautado fundamentalmente na governança, na estabilidade jurídico-regulatória e na previsibilidade, o MME tem buscado soluções que permitam aprimorar os trabalhos anteriores e desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico, a qual está orientada pela diretriz básica do mínimo custo global, balizada na abertura do mercado, na sustentabilidade da expansão e na eficiência na alocação de custos e riscos.

Para isso, alinhado com os temas discutidos no âmbito das consultas públicas anteriores, foi instituído, por meio da Portaria MME nº 187/2019, um Grupo de Trabalho (GT Modernização), o qual deve tratar de forma integrada, inclusive, dos seguintes temas:

- I. Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico;
- II. Mecanismos de formação de preços;
- III. Racionalização de encargos e subsídios;
- IV. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE;
- V. Alocação de custos e riscos;
- VI. Inserção das novas tecnologias; e
- VII. Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

O GT, coordenado pelo MME, possui o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data de instituição do GT, para a conclusão dos trabalhos, com os seguintes marcos intermediários a serem observados em sequência:

- I. Diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos;
- II. Proposição de diretrizes de políticas energéticas;
- III. Priorização e estabelecimento de regras de transição; e
- IV. Apresentação de propostas de atos.

A primeira etapa (diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos) teve um prazo intermediário de 110 dias, a partir da publicação da Portaria, em 5 de abril de 2019, foi segmentada em três ondas e dividida em Grupos Temáticos, conforme figura 01.

Figura 01: Ondas dos Grupos Temáticos do GT Modernização



Fonte: MME

Também participam dos grupos temáticos a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o objetivo de colaborar para a elaboração de diagnóstico e de pontos sensíveis a serem tratados.

Além disso, o GT Modernização contou com a participação de especialistas de outros órgãos e entidades, bem como representantes da sociedade civil e associações em reuniões específicas para tratar dos temas afetos à Modernização do Setor Elétrico.

Grupo temático “Processo de Contratação”

Passados 15 anos da publicação do Decreto 5.163/2004 faz-se pertinente discutir o aprimoramento do processo de contratação de energia elétrica no ambiente regulado, para que se busque maior eficiência na contratação.

Assim, o Grupo temático “Processo de Contratação” foi estabelecido no contexto do GT Modernização com foco na busca por aprimoramentos e aumento da eficiência do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, prezando tanto pela redução de eventuais distorções do referido ambiente de contratação quanto pela minimização de impactos econômicos e financeiros nas Distribuidoras.

Entretanto, considerando a interdependência com outros grupos temáticos do GT Modernização, como Lastro e Energia, Abertura do Mercado, Sustentabilidade da Distribuição, Alocação de Custos e Riscos e Sistemática de Leilões, observa-se que quaisquer aprimoramentos devem ter aderência com as necessidades de curto, médio e longo prazos do mercado brasileiro.

Desta forma, entende-se que o plano de trabalho da avaliação quanto à modernização do processo de contratação, resultado principal esperado no curto prazo, também possui como característica importante a cooperação com os trabalhos dos grupos que tratarão dos temas indicados no parágrafo anterior, em especial o relativo ao tema lastro e energia, pela intrínseca relação entre os temas. Assim, a partir do encaminhamento de cada um dos grupos citados, as questões levantadas no presente documento devem ser reavaliadas, para garantir a coerência das propostas a serem encaminhadas no âmbito do GT Modernização.

Este relatório, em especial, apresenta a possibilidade da instituição de um “Centralizador”, e sua respectiva operação, elenca e endereça eventuais impactos nos preços de contratação de energia das Distribuidoras que podem resultar em um “Pmix”¹ equalizado, além de tratar de riscos, custos e efeitos comerciais no Mercado de Curto Prazo - MCP em razão da composição do portfólio de contratação de energia das Distribuidoras. Adicionalmente, a instituição do Centralizador pode ser um elemento facilitador da transição para um novo modelo de contratação de garantia de suprimento.

1.1. Objetivo do Relatório

O presente Relatório tem por objetivo apresentar o diagnóstico dos principais aspectos e impactos decorrentes do Processo de Contratação de energia elétrica no ACR, bem como apresentar possíveis encaminhamentos que possam conferir maior eficiência ao processo, reduzir custos e mitigar impactos, em especial para as Distribuidoras. Para esse fim, é analisada a pertinência de criação de um Agente Centralizador de Contratos, aqui denominado “**Centralizador**”.

¹ Pmix é o preço de repasse médio de todos os contratos da distribuidora.

O Relatório também busca refletir discussões realizadas entre as instituições e agentes do setor elétrico brasileiro no desenvolvimento dos trabalhos do grupo Processo de Contratação (a relação de reuniões e videoconferência consta ao final).

1.2. Metodologia de Trabalho

Os trabalhos do Grupo foram desenvolvidos a partir da análise do Processo de Contratação do ACR, considerando, entre outros aspectos: (a) a estruturação definida para a comercialização de energia elétrica desde 2004, a partir da Lei nº 10.848, de 15.03.2004; (b) o que já havia sido indicado nos documentos da CP 33/2017, quanto a aperfeiçoamentos vislumbrados para o processo; (c) a observação de questões e efeitos comerciais e operacionais decorrentes do modelo de contratação adotado; (d) questões apresentadas nas interações havidas com representantes de Associações de agentes do setor e de instituições financeiras; (e) avaliação do arcabouço legal-regulatório aplicável ao processo; (f) avaliação de possibilidades de aperfeiçoamentos no processo, com indicação de vantagens e desvantagens e ajustes de normas; e (g) indicação de questões a serem encaminhadas – plano de trabalho após o primeiro Relatório, apresentado em 23 de julho de 2019.

2. O Processo de Contratação

2.1. Diagnóstico

Aspectos Gerais - A contratação regulada:

1. Pode formar portfólios de contratos (nas modalidades quantidade e disponibilidade e várias fontes) com características e assimetrias independentemente da eficiência das Distribuidoras.
2. Pode representar maior variabilidade nos preços de compra de energia (Parcela A) e impactos comerciais (aplicação de regras), com acentuados reflexos na CVA e impactos tarifários distintos.
3. Em conjunto com a variação do mercado (carga), pode gerar sub ou sobrecontratação.
4. Pode ser aprimorada para inserir mecanismos de gestão mais eficientes em relação aos níveis de preços (busca de Pmix equalizado), exposição ao MCP (modulação, sazonalização), risco hidrológico e reflexos comerciais.
5. Cabe avaliação do impacto na eficiência caso haja centralização da gestão do portfólio.

Com a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, instituiu-se o Modelo do Setor Elétrico Brasileiro 2004 (“MSEB-2004”), e desde então estão presentes no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) dois ambientes de comercialização de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”), mantendo-se o MCP para a liquidação das diferenças de montantes de energia elétrica entre os agentes.

No ACR os compradores são as Distribuidoras de energia, cuja contratação ocorre normalmente por meio de mecanismo regulado, por intermédio de leilões, dos quais decorrem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs. Entende-se por contratações reguladas aquelas em que modalidades (CCEARs por quantidade ou por disponibilidade), preços, montantes e períodos de suprimento são definidos por meio de leilões ou por meio de algum regime regulado diretamente pela ANEEL (Cotas de Garantia Física, Cotas de Energia Nuclear, Cotas de Itaipu e Cotas do PROINFA), além dos Contratos Bilaterais Regulados, com percepções de riscos distintos entre as Distribuidoras².

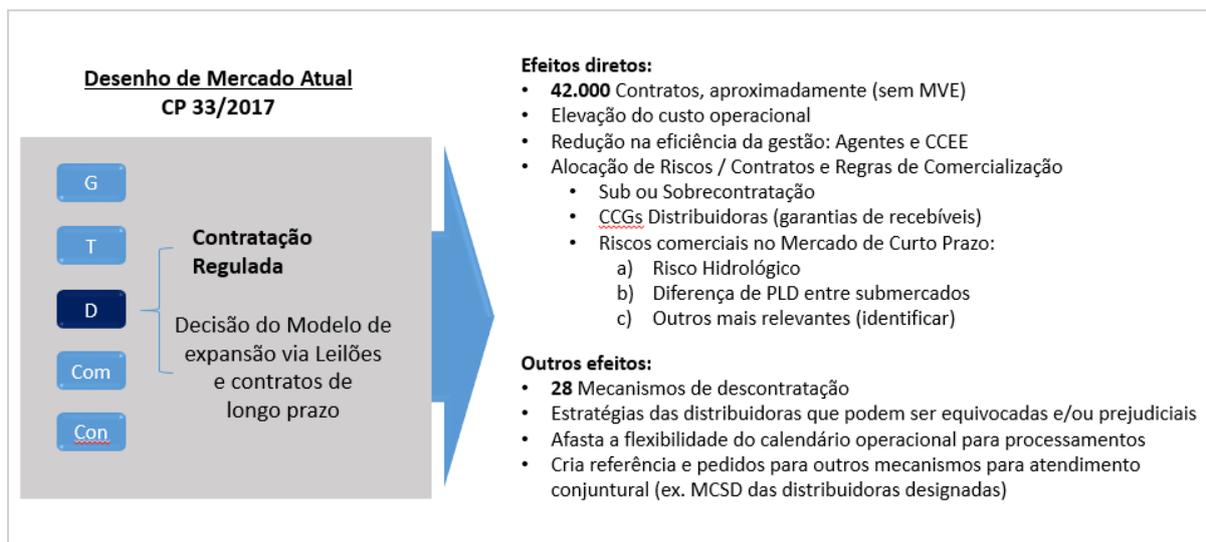
A contratação do ACR, por ter impacto nas tarifas dos consumidores regulados, possui um extenso e complexo arcabouço regulatório, visando assegurar que esses consumidores paguem os valores que reflitam os custos da energia elétrica e da

² O anexo II apresenta tabela descritiva com as principais características dos tipos de contratos regulados.

infraestrutura correlacionada, sem desprezar os incentivos econômicos para a contratação eficiente por parte das Distribuidoras. Ao longo dos anos, observa-se que, além dos preços da energia elétrica contratada nos leilões, foram se incorporando como obrigações das Distribuidoras o pagamento relativo aos riscos da contratação, como o risco hidrológico, o risco de diferença de preços entre submercados, os encargos decorrentes dos despachos para a operação do sistema³, entre outros.

Essa seção tem por objetivo apresentar as questões identificadas após decorridos 15 anos de funcionamento do atual processo de contratação no ACR, explicitando os efeitos decorrentes do modelo adotado e da complexidade do arcabouço regulatório existente como forma de endereçar reflexões necessárias para ações a serem adotadas no curto prazo, com o objetivo de simplificar e trazer maior eficiência no processo de contratação das Distribuidoras, conforme figura 02:

Figura 02: Indicação geral do Processo de Contratação do ACR e seus efeitos



Fonte: CCEE

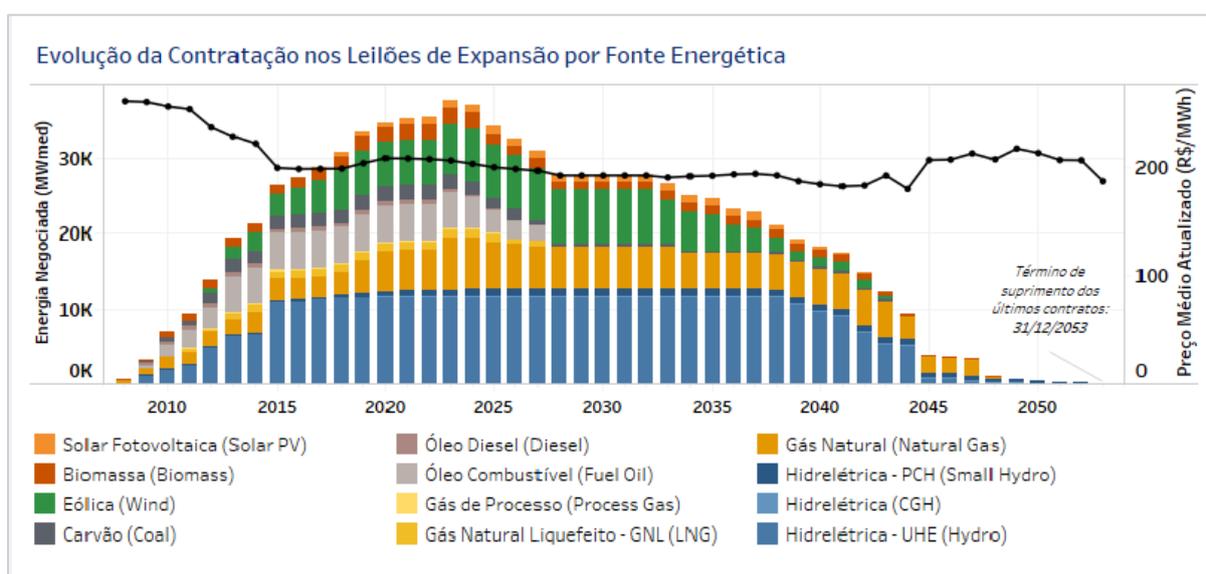
O atual processo de contratação no ACR ocorre por meio de leilões realizados centralizadamente (leilões de novos empreendimentos e leilões de empreendimentos existentes) e resulta em relações contratuais bilaterais, celebradas entre os agentes vendedores e os agentes compradores, neste caso, os geradores e os distribuidores de energia. Os comercializadores atuam nos leilões de empreendimentos existentes.

³ Os encargos relativos a despacho também incidem sobre o ACL.

2.2. Efeitos do processo de contratação do ACR

Como um dos resultados do processo de contratação, o número atual de CCEARs é de aproximadamente 42.000 (quarenta e dois mil), dados de junho de 2019 (fonte: CCEE). Também há alta complexidade na gestão tanto dos Agentes compradores (distribuidores), quanto dos vendedores (geradores e/ou comercializadores) e agentes financiadores, complexidade esta que se amplia considerando a operação no âmbito do mercado, com a aplicação de inúmeras Regras e Procedimentos aprovados ao longo dos anos para atendimento às diversas características das contratações, conforme os leilões realizados. Na figura 03 constam dados sobre a contratação dos leilões de expansão, verificando-se que existe contratação até o ano de 2053.

Figura 03: Leilões de expansão e contratação 2008-2053



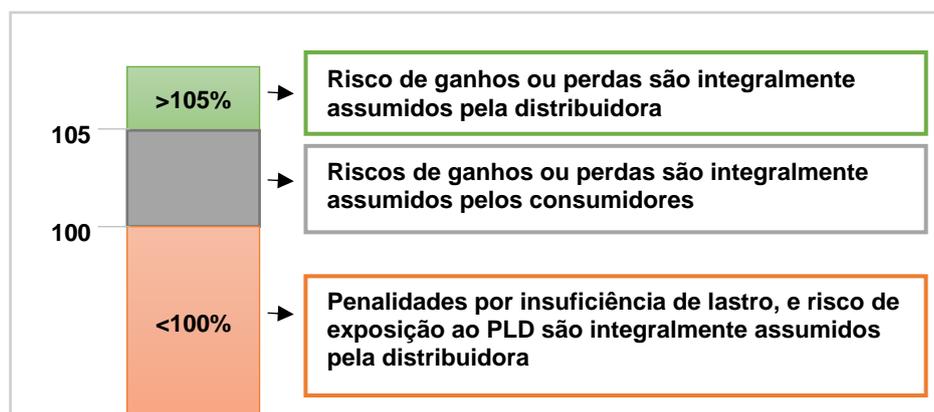
Fonte: CCEE

Ponto importante do atual processo de contratação é que as Distribuidoras são responsáveis por fazer a declaração de carga necessária para atendimento de seu mercado futuro – e dessa forma informam ao Poder Concedente a sua necessidade de contratação, o que origina os leilões para novos empreendimentos, com o objetivo de garantir o atendimento da expansão da matriz eletroenergética brasileira.

No entanto, as Distribuidoras não optam: (i) pelas fontes a serem contratadas, (ii) nem pelas contrapartes contratuais e (iii) nem pelos submercados aos quais estarão expostas. Esse fato impacta diretamente o Pmix de cada Distribuidora e, conseqüentemente no preço médio da energia elétrica, que será repassado aos consumidores finais.

O modelo de contratação concebido buscou assegurar que o atendimento à carga fosse integralmente suprido por meio dos contratos de leilão e que os riscos da subcontratação ou sobrecontratação não fossem repassados aos consumidores finais. Assim, foi definida a faixa ideal de contratação das distribuidoras como sendo entre 100% e 105%, conforme apresentado na figura 04.

Figura 04: Níveis regulatórios de contratação



Fonte: CCEE

No modelo adotado foram estabelecidos mecanismos de mitigação de riscos de oferta frustrada apenas nos leilões de energia nova, e não nos leilões de energia existente, nos quais não há garantias de contratação de montantes além do montante de reposição das Distribuidoras.

Assim, além dos riscos intrínsecos da contratação de energia, como a sub ou a sobrecontratação e a apresentação de garantias contratuais – que são entregues como recebíveis aos geradores – as Distribuidoras também ficam expostas aos riscos de contratação decorrentes do mix do seu portfólio de contratos por quantidade ou por disponibilidade. Como exemplos de obrigações assumidas pelas Distribuidoras, citem-se o repasse do risco hidrológico, os custos reais dos contratos por disponibilidade (custo fixo e variável) e a diferença de PLD entre submercados de geração e consumo, além do pagamento de encargos originados da operação do SIN.

Em termos quantitativos, em razão da natureza da contratação regulada e da possibilidade de sub ou sobrecontratação, no momento existem 6 (seis) mecanismos de ajustes contratuais ou de descontração, sendo eles: (a) MCSD de Energia Existente (Mensal e 4%); (b) MCSD de Energia Nova (A0, A-N e A+N); (c) MCSD Ex-Post; (d) MCSD Escalonado; (e) Acordo Bilateral entre Distribuidoras e Geradores (REN 711/2016); e (f) Mecanismo de Venda de Excedente - MVE (Anual, Semestral e Trimestral)⁴.

⁴ O anexo III apresenta tabela com as principais características dos mecanismos de ajustes de contratação.

Esses mecanismos implicam aproximadamente em 28 (vinte e oito) possíveis processamentos de ajuste, troca e descontratação de energia ao longo de um ano (exercício civil), adicionando ainda mais complexidade para a gestão do portfólio das Distribuidoras, conforme figura 05.

Figura 05: Leilões e mecanismos de ajuste e descontratação⁵

Leilão de Energia Nova	Leilão de Energia Nova	Leilão de Energia Nova	Leilão de Energia Nova	Leilão de Energia Existente	Leilão de Energia Existente	Leilão de Ajuste	
A-6	A-5	A-4	A-3	A-2	A-1	A-0	A1+
- MCSD Escalonado - MCSD EN A-6	- MCSD Escalonado - MCSD EN A-5 – - MCSD EN A5+	- MCSD EN A-4 - MCSD EN A4+	- MCSD EN A-3	- MCSD EE A-2	- MCSD EE 4% - MCSD EE Trocas Livres - MCSD EN A-1	- MCSD EE Mensal e Trocas Livres - MCSD EN A-0 - Mecanismo de Venda de Excedentes	- MCSD <u>Ex-Post</u>

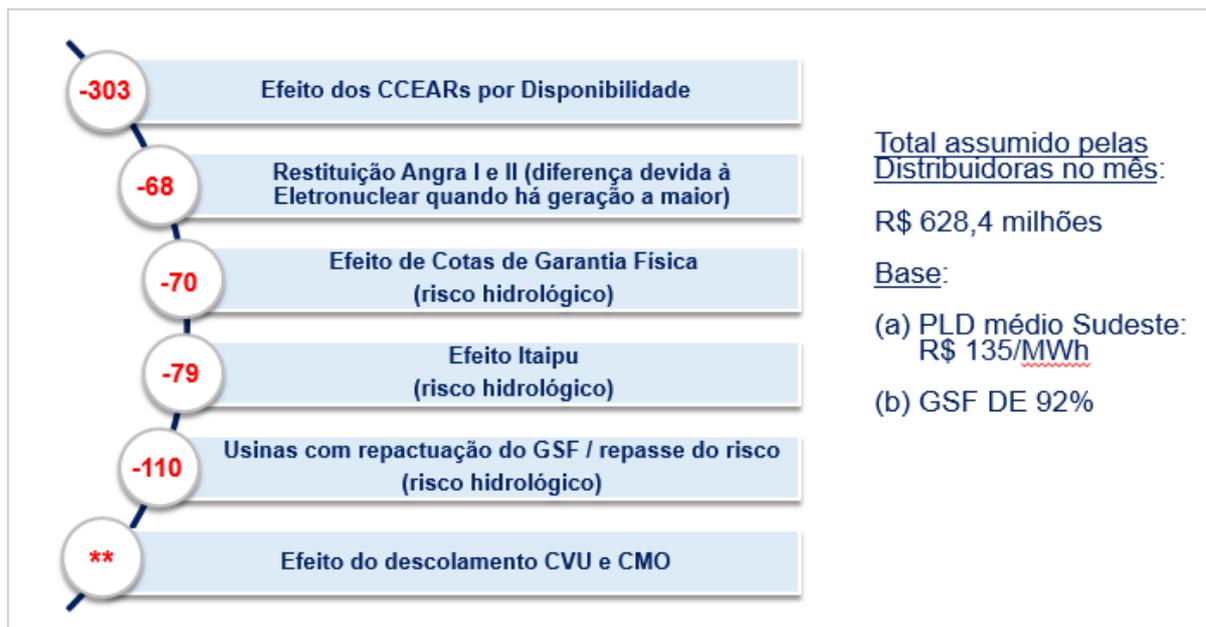
Fonte: CCEE

Nesse cenário de inúmeras possibilidades e momentos distintos, verifica-se que a definição para participação nos mecanismos e processamentos pode ocasionar estratégias equivocadas e/ou prejudiciais às Distribuidoras, além de abrir precedente para pedidos conjunturais de realização de outros mecanismos, conforme as diversas necessidades verificadas (ex. MCSD das distribuidoras designadas).

Em termos de reflexos comerciais, além dos faturamentos e pagamentos bilaterais previstos nos CCEARs, verifica-se que os efeitos das contratações das Distribuidoras no Mercado de Curto Prazo (MCP) têm apresentado valores expressivos. Na figura 06 são observados apenas os valores da contabilização do MCP de maio de 2019 (liquidação financeira em 10 e 11.07.2019), sem considerar outros impactos individuais também observados no MCP, como eventual ausência de alívio de exposição às diferenças de preços entre submercados.

⁵ Também existe a possibilidade de acordo bilateral entre Distribuidoras e Geradores.

Figura 06: Efeitos da contratação do ACR no MCP / maio 2019



Fonte: CCEE

Nesse contexto cabe ressaltar que, no âmbito da Consulta Pública 33/2017, o modelo de contratação adotado no ACR foi analisado e a centralização foi considerada de maneira expressa, como descrito na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, do MME:

“3.64. A contratação da energia regulada não possui ferramentas ativas de gestão do risco de preços da contratação, de modo que os portfólios atuais possuem características e assimetrias completamente independentes da eficiência das empresas. Isso distorce a potência dos incentivos que as empresas possuem para combate às perdas e inadimplência, por exemplo, além de gerarem diferenças de preço de energia não gerenciáveis, afetando inclusive os incentivos à migração para o mercado livre, o que tende a acentuar problemas de sobrecontratação nas empresas com tarifas de energia mais caras, num movimento pró-cíclico e insustentável que se comunica inclusive com a alocação correta de custos, a ser tratada adiante. Mesmo que a sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores seja tratada como um custo sistêmico a ser pago por todos os consumidores, o desbalanceamento no preço dos portfólios fará com que todas as empresas com custos elevados tenham máxima migração e todas com custo circunstancialmente mais baixos tenham mínima migração. Isso faria com que a sobrecontratação involuntária a ser aliviada sempre fosse ao preço mais caro, o que certamente reduziria a possibilidade desse custo ser neutro ou inexistente. A centralização

adequa o poder de incentivos às empresas e mitiga esses desequilíbrios.

3.65. A centralização permite, portanto, uma administração mais eficiente dos contratos legados, sendo elemento importante para lidar com a ampliação do mercado livre, pois permite compensações mais instantâneas de posições contratuais das quantidades demandadas pelas distribuidoras e distribui melhor os efeitos de eventuais reduções das energias compulsórias ou da aplicação de mecanismos de alívio de sobrecontratação. Também é medida alinhada com a redução da responsabilidade das distribuidoras na função de comercialização, por meio de menor exposição individual ao risco não gerenciável de preço, além da tendência de redução da participação da energia na receita total das distribuidoras, como efeito da ampliação do mercado livre, da redução de energias compulsórias e da neutralização de efeitos da migração por meio dos mecanismos de alívio. ”

Há que se pontuar, entretanto, que a referida consulta pública ocorreu antes da implementação de melhorias importantes no MCSD e quando ainda não se tinha implementado o MVE, ou seja, as colocações indicadas datam de período em que as ferramentas de gestão do risco das distribuidoras eram mais limitadas que as atuais.

Em adição, diante da citada necessidade de se garantir coerência também com indicações de outros grupos temáticos do GT Modernização, evidencia-se que os chamados contratos legados, da forma como trata a citada consulta pública, tem relação com a possibilidade de “separação lastro e energia”. Para contratos firmados antes de uma eventual nova regra, uma das alternativas listadas pelo documento poderia ser a inserção no mercado de entidades de intermediação.

Considerando que a alternativa descrita é um dos caminhos possíveis, cabe destacar que é um ponto de atenção que carece maior aprofundamento, devendo esta centralização ser avaliada em conjunto com o grupo responsável pelo “Lastro e Energia”, pois o desenho a ser endereçado e os resultados obtidos nas análises interferem na decisão.

De toda forma, com base nesse diagnóstico, entende-se pertinente aprofundar a proposta de criação de um Centralizador.

3. O Agente Centralizador de Contratos

Aspectos Gerais - O Centralizador:

1. Poderá fazer a liquidação centralizada de toda a contratação no ACR – trazendo mais eficiência na gestão e reduzindo os custos de operação dos agentes setoriais – tal medida pode ser implementada no curto prazo e regulamentada pela ANEEL, mas carece de encaminhamento tributário junto ao CONFAZ.
2. Poderá equalizar o Pmix e promover o nivelamento da composição do portfólio de contratos, incluindo aqueles nos quais o risco está alocado nos compradores do ACR – criando um preço único de energia para o SIN e reduzindo as distorções da contratação entre as distribuidoras – para o cumprimento desse item, existe a necessidade de maior aprofundamento, pois além de existir a necessidade de adesão de todos os contratos, incluindo os legados, deve ser avaliado como a alteração do preço da energia pode ser percebida por cada mercado consumidor.
3. Poderá fazer a gestão centralizada do portfólio contratual do ACR no SIN – otimizando a alocação da energia contratada entre as distribuidoras e conseqüentemente os mecanismos de troca e descontração existentes – tal medida necessita da adesão das Distribuidoras, além da delimitação clara de papéis e responsabilidades dos participantes no tocante à gestão do portfólio, adicionalmente haveria a necessidade de alteração de Decreto 5.163/04 para essa implementação.
4. Deverá prestar informações sobre contratação e carga, assim como dos resultados dos mecanismos de ajuste de contratação de cada distribuidora ao Regulador, para análise e reflexo nos processos tarifários, isto, considerando que a gestão do portfólio contratual seria de responsabilidade do Centralizador.
5. Poderá se tornar contraparte contratual - como representante das Distribuidoras e dos vendedores no ACR - não assumindo as obrigações financeiras associadas ao cumprimento. Nesse item, os pontos de atenção previamente identificados são: (i) necessidade da adesão das contrapartes; (ii) será imprescindível a realização de discussões e a aprovação do modelo proposto junto às instituições financeiras, principalmente em função da financiabilidade dos empreendimentos.

Neste item é apresentada a figura do Centralizador, de caráter indicativo, com o detalhamento de suas possíveis funções e responsabilidades, além de impactos, riscos e benefícios, entre outros fatores considerados relevantes para análise,

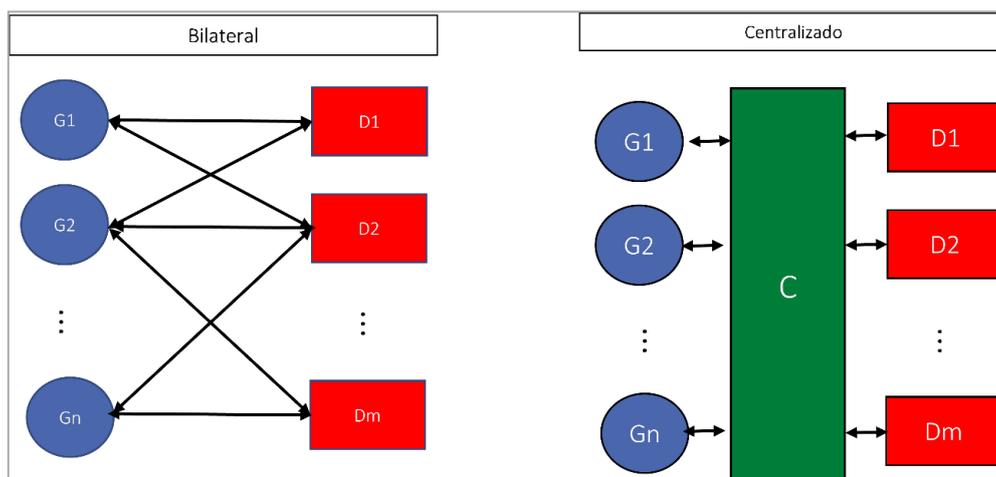
discussão e eventual encaminhamento da proposta, no âmbito do GT Modernização. Preliminarmente, deve ser registrado que o Grupo entende que:

- (a) Num modelo ideal, e desconsiderando os riscos associados ao descasamento entre o perfil da carga das distribuidoras e o perfil de geração dos agentes geradores, o pleno equilíbrio do Pmix entre todas as distribuidoras e a redução de desbalanceamentos e distorções do processo de contratação somente seriam alcançados caso todos os CCEARs estivessem inseridos no processo centralizado de gestão do portfólio.
- (b) Quanto à segurança jurídica, os CCEARs já firmados devem ser respeitados, ou seja, a eventual criação de um agente centralizador com competência de gestão centralizada de contratos dependeria da migração, não compulsória, do atual sistema para o regime centralizado.

Desta forma, neste item será tratada a proposta da figura do Centralizador, prevendo-se um possível período de transição em que conviveriam os CCEARs firmados antes da criação do centralizador e os novos CCEARs, que já poderiam se enquadrar no regime de centralização da contratação. Observe-se, de imediato, que os benefícios esperados para um eventual regime misto seriam reduzidos, pois os novos CCEARs teriam representação marginal no total do portfólio de contratação.

Na figura 07 consta a indicação simplificada do processo de contratação com a presença do Centralizador, considerando-se o modelo ideal ou novos CCEARs. Pela estrutura, verifica-se que há alteração das relações contratuais. Para melhor entendimento dessa figura é pertinente evidenciar as vantagens e desvantagens de uma contratação centralizada, como tratado adiante.

Figura 07: Processo de Contratação com o Centralizador



Fonte: EPE

Legenda:

G1 a GN: Geradores

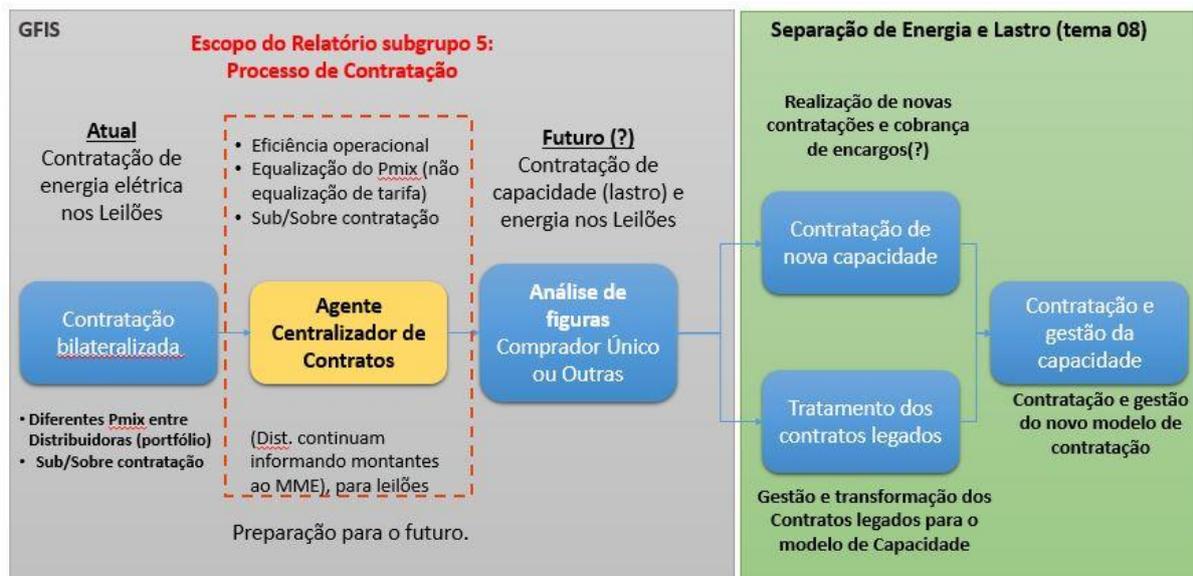
D1 a Dn: Distribuidoras

C: Agente Centralizador

Conforme será destacado, o presente documento busca avaliar os benefícios da implementação da figura de um Centralizador, que tendem a ser ampliados quando suas atribuições não se restringem a ser um simples intermediário “agregador de contratos”, ou seja, quando suas competências extrapolam a liquidação centralizada e passam a centralizar também a gestão do portfólio de todas Distribuidoras, na equalização de preço de energia (Pmix).

Como aspecto essencial, observe-se que o aprimoramento do Processo de Contratação no ACR deve ser analisado considerando o curto, o médio e o longo prazo, de forma a promover uma eventual migração coordenada e sustentável para o objetivo esperado de melhoria de eficiência e equilíbrio na contratação no ACR. Para fins imediatos de compreensão, a figura 08 ilustra uma possível evolução do Processo de Contratação, no qual se considera a manutenção do modelo atual de contratação e uma eventual alteração para a implantação de um mercado de capacidade (tema do grupo Lastro e Energia), no qual ocorreria a separação de lastro e energia.

Figura 08: Centralizador na transição para eventual futuro



Fonte: CCEE

A depender da proposição do grupo responsável por analisar a eventual separação de lastro e energia, a figura do Centralizador poderia alterar suas competências e responsabilidades. Entretanto, cabe ressaltar que a função, as responsabilidades, assim como os impactos da adoção dessa figura no médio e longo prazo e em eventual proposta de migração para mercado de capacidade/lastro e energia não são abordados neste Relatório e carecem de discussões e aprofundamentos futuros.

3.1. Premissas Adotadas

- I. A centralização de contratos é um regime novo que pressupõe, de modo geral: (a) a gestão dos CCEARs e dos mecanismos a ele correlatos, como os MCSDs e o MVE, o que pode colaborar para a equalização de riscos e a adoção de único Pmix; e (b) a liquidação financeira centralizada dos contratos regulados.
- II. As relações bilaterais dos contratos legados deverão ser respeitadas.
- III. Para que a equalização do Pmix das Distribuidoras seja atingida no curto prazo, seria adequado que todos os contratos – novos e legados – fossem geridos e administrados pelo Centralizador. Caso contrário o benefício seria alcançado de forma gradativa até o final dos contratos atuais – previsto para o ano de 2053 (na hipótese de apenas os contratos novos entrarem para o regime da centralização).
- IV. Apesar de a adesão não ser compulsória, é importante estabelecer o diálogo com as partes envolvidas e criar incentivos para que ocorra a transição integral para o novo modelo de contratação, para atendimento do objetivo proposto e para reduzir a complexidade da coexistência de dois modelos.
- V. Os Agentes vendedores e compradores podem optar por aderir ao Centralizador a qualquer momento.
- VI. Para a implementação dessa medida, a equalização do Pmix das distribuidoras e a avaliação dos reflexos decorrentes dela nos processos tarifários deve ter tratamento regulatório pela ANEEL.
- VII. Todos os contratos decorrentes de leilões realizados a partir da criação do Centralizador devem ser celebrados no novo regime proposto.
- VIII. Para os novos leilões de contratação, o Centralizador deverá ser a contraparte contratual (gestor do portfólio de energia), mas não financeira⁶, dos contratos celebrados.
- IX. Considerando o atual modelo do setor, o Centralizador seria responsável por fazer a gestão da energia do Portfólio das Distribuidoras aderidas a tal mecanismo.
- X. Os contratos de energia de reserva, assim como a geração distribuída, não serão objeto de gestão centralizada pelo Centralizador.
- XI. As Distribuidoras permanecem responsáveis pela declaração de necessidades ao MME para atendimento de seu mercado, assim como de eventuais sanções pela sub- ou sobrecontratação aplicáveis pela ANEEL.
- XII. Será mantido o modelo atual no qual a definição das fontes a serem contratadas e de realização de leilões cabe ao Poder Concedente.
- XIII. O Centralizador será responsável pela liquidação centralizada.
- XIV. Haverá compartilhamento de inadimplência (*Loss Sharing*) na eventual configuração de inadimplência na liquidação financeira. Para o futuro, pode

⁶ Similar à contratação de energia de reserva, o Centralizador seria contraparte contratual exclusivamente como representante das partes envolvidas e não contraparte financeira pois o mesmo seria responsável apenas pelo repasse dos valores arrecadados das Distribuidoras para pagamento aos geradores.

haver a criação de uma contraparte central, ou a evolução do atual sistema de garantias financeiras (atuais CCGs).

- XV. Para a apresentação deste relatório foram aproveitadas as discussões de iniciativas existentes, como a Liquidação Centralizada e a Revisão dos CCGs.
- XVI. Devido à correlação com outros temas, p.ex. Separação de Energia e Lastro, além da necessidade de endereçamento de itens adicionais, a solução proposta será avaliada com aplicação no curto prazo e deve ser revisitada quando outros temas forem finalizados.

3.2. Funções/Responsabilidades – vantagens e desvantagens

A principal função do Centralizador seria a de gerir o portfólio global de contratos regulados do ACR no SIN, equilibrando o nível de contratação das distribuidoras entre os diversos produtos e estabelecendo o Pmix do ACR no SIN.

Na Tabela 01 se verifica a indicação das responsabilidades do Centralizador, que serão detalhadas logo a seguir.

Tabela 01: Centralizador de Contratos do ACR

Responsabilidades*	Processo Transitório	Cenário Futuro	Necessita aprofundamento conceitual	Regulamentação
Gestão da Liquidação Centralizada e Inadimplência Financeira	sim	sim	não	ANEEL
Gestão de Portfólio	sim	sim	sim	Decreto**
Prestar informações sobre Contratação e Carga	sim	sim	sim	ANEEL
Gestão de Garantias	não	sim	sim	Decreto**

* considerando o atual modelo do setor

**considerando que não haverá migração compulsória dos contratos legados e que o Agente Centralizador não atuará como comprador.

3.2.1. Gestão da Liquidação Centralizada financeira e da inadimplência

O Centralizador teria por responsabilidade fazer a gestão financeira dos pagamentos e recebimentos junto aos participantes deste mecanismo, por meio do repasse do aporte financeiro realizado pelas Distribuidoras aos agentes vendedores, na proporção de seus contratos.

Nesse sentido, a CCEE vem coordenando um projeto específico junto aos agentes setoriais para a implementação da liquidação centralizada, no qual já foi identificado a não implicação de alteração das contrapartes contratuais, além de inúmeros benefícios operacionais e redução de custos de gestão.⁷

Um dos pontos importantes no processo de Liquidação Centralizada do ACR seria a simplificação dos documentos fiscais, com a emissão de um único documento fiscal contra o mecanismo centralizado por parte dos vendedores e também um único documento emitido pelas Distribuidoras. Apesar de não haver nenhum tipo de alteração nas alíquotas fiscais vigentes, faz-se necessário o estabelecimento de convênio e/ou acordo com o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), sendo este similar ao obtido para a Contabilização e Liquidação do MCP e para a Liquidação do MCSD.

Caberia avançar na possibilidade de mecanismo de Loss Sharing, buscando vantagens como: (i) a diluição do risco de contraparte; (ii) a diluição do risco jurídico de inadimplência; (iii) redução do número de transações com consequente aumento da eficiência e possível redução de custos de transação.

3.2.2. Gestão do Portfólio de Contratos do ACR

O Agente Centralizador teria a responsabilidade de fazer a gestão do portfólio de contratos do ACR, cabendo-lhe distribuir a energia contratada entre as Distribuidoras conforme suas demandas, considerando as Distribuidoras que tenham aderido e os novos contratos, de forma a equalizar o preço da energia contratada – que passaria a ser o mesmo para a todas as Distribuidoras – além de equalizar o risco da contratação, de forma a garantir que os custos pudessem ser distribuídos para todo o SIN.

Adicionalmente, caberia ao Centralizador a gestão dos mecanismos de troca e descontração de energia por incumbência das Distribuidoras, com o objetivo de alcançar o maior equilíbrio do portfólio.

Entre as vantagens encontradas nessa atividade estão: (i) possíveis benefícios com a equalização do Pmix das distribuidoras; (ii) o nivelamento da composição do portfólio de contratos, incluindo aqueles nos quais o risco está alocado nos compradores do ACR; (iii) a simplificação do mecanismo de alívio de exposição residual; e (iv) a melhor caracterização da atividade “fio” das distribuidoras de energia.

⁷ NT CCEE 0037/2017 – Análise Conceitual e Técnica – Liquidação Centralizada do ACR

Entre as desvantagens podem ser citadas: (i) a concentração dos riscos de variações do mercado consumidor de energia (sub ou sobre contratação); (ii) o possível aumento do PMix médio para parte das distribuidoras, no curto prazo; (iii) questões observadas por instituições financeiras, em especial no que se refere à percepção de riscos e à eficácia das garantias a serem utilizadas; (iv) risco de haverem dois processos de transição num curto espaço de tempo se decidida pela alteração do mecanismo de garantia de suprimento (lastro).

3.2.3. Prestar informações sobre os níveis de contratação e resultados obtidos nos mecanismos de troca e descontração

Considerando que as Distribuidoras são responsáveis pela declaração de suas necessidades de compra para participação nos leilões e continuarão respondendo por eventuais desvios em seu portfólio, considera-se pertinente que seja mantida sob sua responsabilidade a informação periódica sobre a necessidade de aumento ou redução do respectivo portfólio de contratação. Com base nas informações prestadas caberá ao Centralizador fazer a otimização dos mecanismos de troca e descontração, com o processamento de eventuais MCSDs ou MVE, para venda de possíveis excedentes de energia elétrica, que poderiam ser ofertados ao mercado e gerar receita às Distribuidoras.

Caberá ao Centralizador prestar informações das posições contratuais e do resultado decorrente dos mecanismos de troca e descontração para as Distribuidoras e para o Regulador. Nesse sentido, não caberia ao Centralizador aplicar nenhum tipo de sanção às Distribuidoras, cabendo ao regulador a análise das informações prestadas e eventual aplicação de penalizações nos processos tarifários, assim como já ocorre atualmente.

Ressalta-se a necessidade de aprofundamento nas regras de apuração de desvios, assim como garantir que existam incentivos às Distribuidoras para uma adequada declaração de demanda para os leilões.

3.2.4. Gestão de Garantias das Relações Contratuais

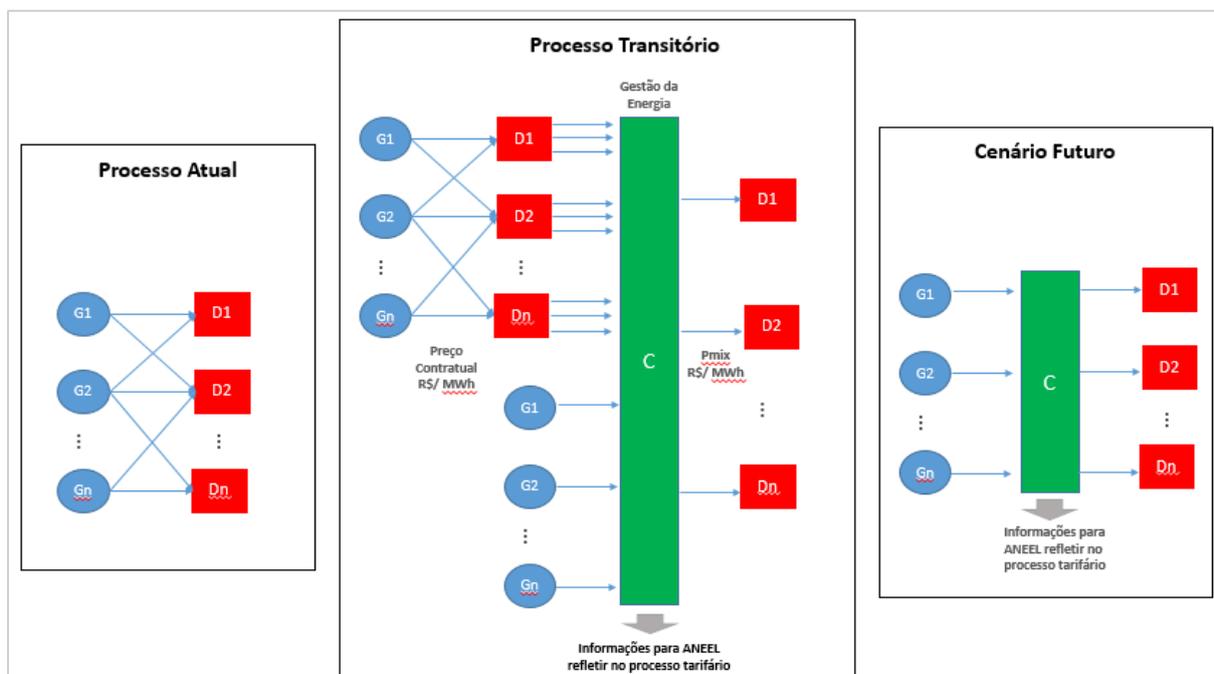
Considerando que o Centralizador passaria a ser a contraparte contratual dos novos contratos celebrados no ACR - como representante das Distribuidoras e dos vendedores, numa eventual evolução da figura do Centralizador, de modo similar ao modelo estabelecido para a contratação de energia de reserva - este passaria a ser responsável por receber e eventualmente executar as garantias de pagamento por parte das distribuidoras, assim como de apresentar garantias para os vendedores. Para essa responsabilidade é necessário avaliar, inclusive junto às instituições financeiras, qual o tipo mais adequado de garantias – os atuais CCGs ou outros meios – de forma a manter hígidos os recebíveis necessários para o financiamento dos novos empreendimentos de geração.

4. Período Transitório

Considerando as premissas de que: (i) as relações bilaterais dos contratos existentes devem ser mantidas, e (ii) para que a equalização do Pmix seja alcançada no curto prazo deveria haver a alocação de toda a energia contratada no ACR para o Agente Centralizador, até que ocorra uma eventual adesão integral ao regime centralizado, caberia a adoção de um processo de transição.

O cenário indicado na figura 09 permite a equalização do Pmix entre as Distribuidoras do SIN no curto prazo, elimina os mecanismos de compensação bilaterais, otimiza os mecanismos de descontração, além de permitir a equalização da alocação dos riscos da contratação.

Figura 09: Centralizador no processo transitório



Fonte: CCEE

Para garantir a segurança jurídica e o respeito aos contratos legados, no período transitório as Distribuidoras poderiam fazer a cessão da energia contratada ao Centralizador – através de instrumento legal específico – mas mantendo suas obrigações contratuais perante os vendedores. Nesse cenário o Centralizador seria responsável pela gestão do portfólio de energia dos contratos legados no ACR e pela gestão da liquidação centralizada, respeitando, no entanto, as relações contratuais existentes.

Esse cenário é relevante, pois se o Centralizador fizer a gestão do portfólio de energia contratual do ACR apenas para os novos contratos, o benefício de um Pmix

equalizado entre as Distribuidoras só ocorreria ao final da vigência dos atuais contratos, conforme observado na figura 03, atualmente existem contratos celebrados com duração até o ano de 2053. Adicionalmente, os benefícios da simplificação das regras, dos mecanismos de trocas e descontração existiriam exclusivamente para os novos contratos.

4.1. Contratos Legados

Um dos desafios para a implementação de um Centralizador é a implantação de um **processo de transição** efetivo – capaz de viabilizá-lo como um gerente de portfólio e, conseqüentemente, simplificar regras de comercialização e aumentar a eficiência do Pmix – com segurança jurídica e regulatória, respeitando os direitos adquiridos e mantendo-se o equilíbrio econômico financeiro dos contratos vigentes.

Nessa linha, foram estudados, por amostragem, alguns modelos de contratação⁸, bem como os respectivos normativos a eles associados, conforme Tabela 02.

Tabela 02: Contratação regulada e base normativa

TIPO DE CONTRATO	BASE NORMATIVA
CCEAR-D e CCEAR-Q	Lei nº 10.848/2004 Decreto nº 5.163/04 Decreto nº 6.353/08 REN ANEEL nº 783/2017
CCGF (cotas)	Lei nº 12.783/ 2013 Decreto nº 7.805/2012
ENERGIA NUCLEAR (cotas)	Lei nº 12.111/2009 REN ANEEL nº 530/2012
ITAIPU (cotas)	Lei nº 5.899/1973 Decreto nº 4.550/2002
PROINFA (cotas)	Lei nº 10.438/2002 REN ANEEL nº 783/2017

Vale destacar que tais análises são preliminares e estão aqui dispostas de forma sintetizada, de modo que revisões, complementações e adequações poderão ser aplicadas oportunamente.

⁸ Os contratos de energia de reserva e os de geração distribuída foram excluídos do presente estudo, em linha com as premissas do presente Relatório. Os Contratos de Ajuste, resultados dos Leilões de Ajuste, também foram expurgados da análise por serem de curta duração (entre 3 e 6 meses), não sendo, portanto, uma preocupação como legado. Os Contratos Bilaterais Regulados, nos termos do inc. II do art. 2º do Decreto nº 5.163/2004, também não foram avaliados de forma detalhada. Contudo, é um ponto de atenção e merecem ser avaliados oportunamente.

4.1.1. Legislação aplicável à comercialização no ACR

Com base nos normativos analisados, em especial a Lei n° 10.848/04, Lei n° 12.783/11 e aquelas aplicáveis à Energia Nuclear e Itaipu, não há impeditivos para a existência da figura de um Centralizador.

No entanto, para que os atuais textos legislativos fiquem preservados⁹, o Centralizador deve atuar como um mero gestor de portfólio de energia no período transitório, atuando como interveniente nos contratos ou, ainda, não sendo o responsável pelas declarações que movimentam tal portfólio – isso evita a necessidade de alterações legislativas e mitiga eventuais impactos tributários.

4.1.2. Contratos de Comercialização¹⁰

Partindo-se do pressuposto de que o Centralizador não interferirá (i) na bilateralização dos contratos¹¹; (ii) nos recebíveis dos Geradores; (iii) na declaração das Distribuidoras; e (iv) que seu papel estará restrito à gestão das trocas para uma melhor definição do Pmix, a alteração contratual seria no sentido de permitir tais trocas pelo Centralizador.

A definição dessa gestão pode estar definida em regulamento, mais especificamente em Decreto, porém a base contratual existente precisaria ter essa previsão, a fim de dar a visibilidade às partes da atuação do Centralizador.

Em suma, com exceção dos CCGFs¹², após devidos ajustes legais e regulamentação do agente centralizador, todos os demais contratos de comercialização regulados

⁹ Qualquer atuação como contraparte comercial, importa alteração na base legal, a exemplo da Lei n° 10.848/04 que expressamente prevê que a contratação do ACR é bilateral, entre Gerador e Distribuidor:

Lei n° 10.848/04 (...)

Art. 2°

(...)

§ 2° A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte: (...)

¹⁰ No caso dos CCEARs foram avaliadas as minutas dos contratos disponibilizadas em anexo aos editais de leilões dos períodos de 2014 a 2018 (fonte: site ANEEL). Quanto ao CCGF, também foi avaliada a minuta disponibilizada no site da [ANEEL](#). O contrato do PROINFA foi avaliado conforme as minutas disponibilizadas no site da [Eletrobras](#). Quanto às Cotas de Energia Nuclear e Itaipu foram consideradas as informações presentes nas respectivas leis e regulamentos.

¹¹ Conforme exemplificado na figura 09, para os contratos legados caberá ao Centralizador somente a gestão da energia contratada pelas Distribuidoras, ficando mantidas as partes contratuais e obrigações financeiras bilaterais, tais quais como previstas nos contratos.

¹² Os Contratos de Cotas de Garantia Física, por outro lado, não contêm previsão similar aos CCEARs, ficando exposto que o Contrato seria aplicado de forma irrevogável e irretroatável, não prevendo sequer alteração por aditamento: “O CONTRATO é celebrado em caráter irrevogável e irretroatável pelo

analisados podem ser eventualmente aditados para conter a previsão de um Centralizador com o papel de gestor do portfólio da energia no âmbito do SIN.

Para a atuação do Centralizador como uma contraparte haveria a necessidade de alteração legal. Entretanto, como um mero gestor ou operador (a exemplo da figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão), bastaria a previsão em Decreto, com a indicação dessa figura nos aditamentos aos Contratos Legados, salvo os contratos em que não existe esta previsão.

4.1.3. Contratos de Concessão

A análise dos Contratos de Concessão dos serviços de Distribuição, também realizada por amostragem, foi no sentido de averiguar algumas obrigações impostas às concessionárias que poderiam ser impactadas pela atividade do Centralizador.

Assim, considerando as amostras¹³ levantadas para análise das situações dos legados, destacam-se as seguintes obrigações identificadas:

- (i) **Previsão de ressarcimento de ônus pelas Distribuidoras**, quando do compromisso de compra de energia, ainda que intermediado pelo Centralizador, a atuação deste não pode obstar o ressarcimento de ônus pelas Distribuidoras¹⁴;
- (ii) **Da aplicabilidade automática das normas expedidas pela ANEEL**, identifica-se da amostra coletada, que os contratos preveem a possibilidade de aplicação imediata das normas, instruções ou determinações expedidas pelo Poder Concedente ou ANEEL, o que é positivo para a implementação da figura do Centralizador¹⁵;

prazo de vigência definido na Cláusula 3a, não sendo passível de alteração.” (Minuta de CCGF, cláusula 9.2)

¹³ Avaliados os seguintes Contratos de Concessão, disponíveis no site da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao>: 001/2019, 002/2019, 003/2018, 006/2018, 002/2008, 012/2008, 145/2002, 085/2000, 049/1999.

¹⁴ Contrato de Concessão nº 49/1999 – “Condições de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica [...] Quando a concessionária tiver de efetuar investimentos específicos, ou assumir compromissos de compra de energia para efetuar fornecimento requisitado, o contrato de fornecimento deverá estabelecer condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento dos ônus relativos aos compromissos assumidos.”

¹⁵ “Quaisquer normas, instruções ou determinações, de caráter geral e aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, expedidas pelo Poder Concedente e pela ANEEL, aplicar-se-ão, automaticamente, ao objeto da concessão ora prorrogada, a elas submetendo-se a Concessionária como condições implícitas e integrante deste contrato, observado o disposto ...” (texto extraído do Contrato de Concessão nº 49/1999, cl. 2ª, subcláusula 13ª)

- (iii) **Da obrigação de atender à totalidade do mercado:** o contrato de concessão trata da responsabilidade da Distribuidora, já prevista na Lei nº 10.848/04, de atendimento à totalidade de seus consumidores. Com o Centralizador efetuando a gestão de portfólio, é importante o respeito a tal obrigação¹⁶;
- (iv) **Da necessidade de manutenção dos recebíveis das Distribuidoras para a garantia de financiamentos.** Há cláusula nos contratos de concessão que permitem à distribuidora oferecer seus recebíveis em garantia;¹⁷
- (v) **Obtenção da energia elétrica ao menor custo efetivo.** A distribuidora tem o dever de comprar energia ao menor custo e o Poder Concedente define os leilões, promovidos pela ANEEL, com o objetivo de contratação ao menor custo. O Centralizador poderá auxiliar na concretização desse objetivo, com a gestão mais eficiente do processo. Vale ressaltar que é uma obrigação que seria atraída para o Centralizador, uma vez que ele efetuará a gestão da energia adquirida pela Distribuidora¹⁸.

¹⁶ Contrato de Concessão nº 49/1999, Cláusula 5ª – “Obrigações e encargos da concessionária: [...] I – fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos pontos de entrega definidos nas normas dos serviços pelas tarifas homologadas pela ANEEL, nas condições estabelecidas nos respectivos contratos de fornecimento e nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação, nas normas específicas [...] II – Dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do Poder Concedente e ANEEL; III – realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive reposição de bens, operando as instalações e os equipamentos correspondentes de modo a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia no atendimento e modicidade das tarifas [...] V – Efetuar, quando determinado pela ANEEL, consoante o planejamento do atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica e outras concessionárias e as interligações que forem necessárias. VIII – Prestar contas anualmente à ANEEL, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, mediante relatório elaborado segundo as prescrições legais e regulamentares específicas; IX – Prestar contas aos usuários anualmente, da gestão do serviços público de distribuição de energia elétrica concedida, fornecendo informações específicas sobre os níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação do serviço e modicidade das tarifas, assegurando ampla divulgação dos meios de comunicação acessíveis aos consumidores da sua área de concessão.

¹⁷ “Observadas as normas legais e regulamentares específicas, a concessionária poderá oferecer, em garantia de contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão que lhe é outorgada, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica ...” (texto extraído do Contrato de Concessão nº 49/1999, Cl. 6ª, subcláusula 2ª)

¹⁸ “A concessionária obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões previstos nesta cláusula, serão observados os limites de repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, estabelecidos em resolução da ANEEL.” (Texto extraído do Contrato de Concessão nº 49/1999, cl. 7ª, subcláusula 14ª)

Isto posto, essa análise preliminar e por amostragem, indica que os contratos de concessão vigentes não são um obstáculo à implementação do Centralizador embora existam alguns pontos de atenção a serem tratados, como destacado.

4.1.4. Migração para o Centralizador

Em relação à migração do legado, os incentivos adequados devem ser estruturados para favorecer a escolha pela transição, a exemplo de novas formas de garantias ou da simplificação operacional.

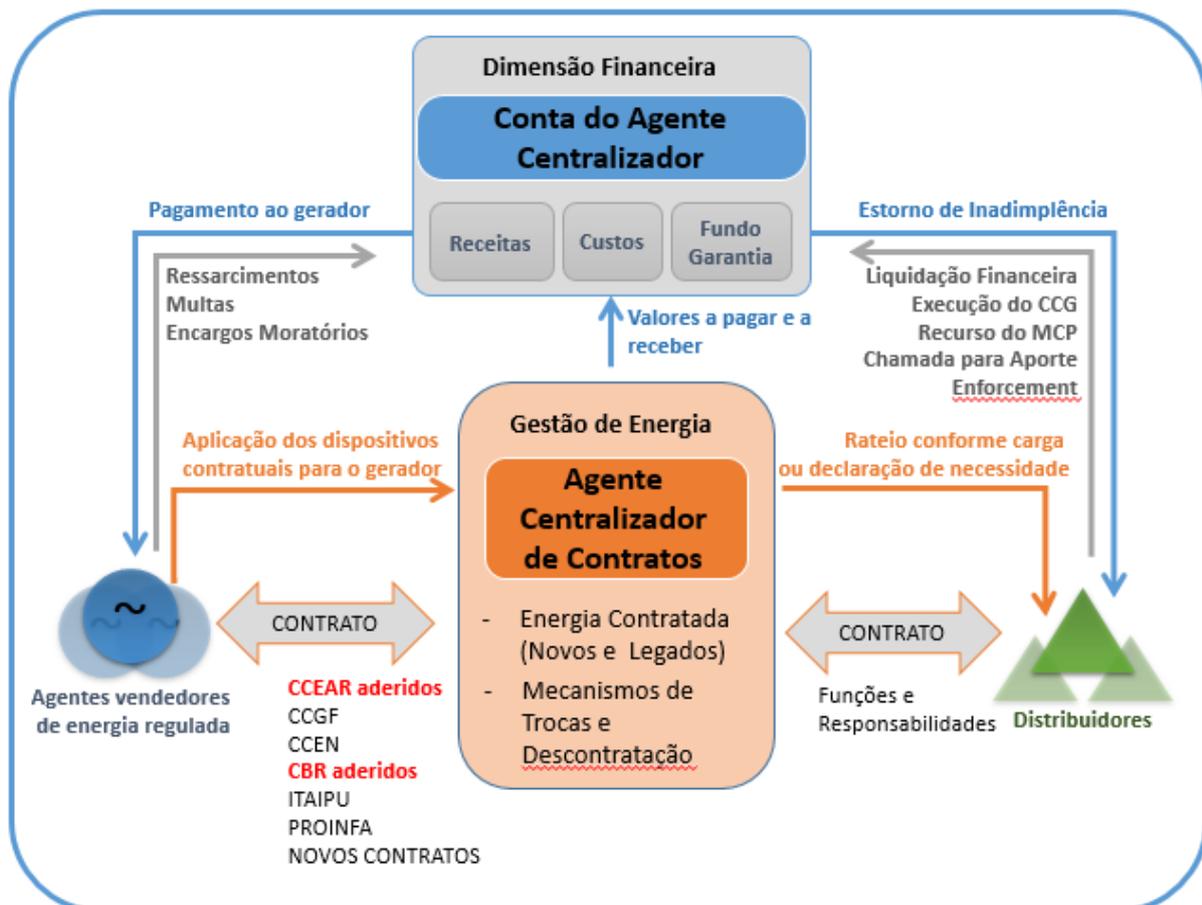
A convivência com um modelo híbrido, portanto, deve ser considerada na avaliação de custo benefício das competências e responsabilidades do Centralizador, ainda que a percepção de benefício não seja imediata.

5. Detalhamento prévio – Cenário Futuro

Essa seção tem por objetivo apresentar maiores informações sobre a figura do Centralizador, abordando de forma preliminar e não exaustiva, o funcionamento do mecanismo proposto e as atribuições previamente identificadas.

Cabe ressaltar que caso a criação e implementação do Centralizador seja entendida como válida, deverá haver o aprofundamento das análises antes da conclusão pela adoção desse modelo.

Figura 10 – Visão geral do Centralizador



Fonte: CCEE

5.1. Relações Contratuais do Centralizador

Essa seção traz o detalhamento da relação contratual futura do Centralizador e se aplica a todos os contratos que estiverem dentro do regime centralizado. Com relação à formatação dos contratos no novo modelo, propõe-se a elaboração de dois contratos padrão de representação, em modelo similar ao existente na contratação de energia de reserva, sendo (i) um aplicável ao Centralizador e a todos os geradores; e (ii) outro aplicável ao Centralizador e a todas as distribuidoras – que similar ao

CONUER disciplinaria a relação entre o Centralizador e as Distribuidoras compradoras de energia.

Nessa situação, no contrato firmado com os geradores, o Centralizador figuraria como representante de todas as Distribuidoras, na qualidade de compradoras. Além de fazer a gestão do portfólio de contratos, faria a gestão da liquidação financeira centralizada para pagamento dos geradores.

Adicionalmente, após a realização de cada leilão, seria celebrado um contrato simplificado (Contrato Regulado de Energia – Condições Específicas), com os dados específicos de cada negociação, entre o Centralizador e todos os geradores vencedores do leilão, em um único documento, pelo qual as partes concordam como os termos do Contrato Regulado de Energia – Condições Gerais.

Nesses termos, o Contrato Regulado de Energia – Condições Específicas, com a indicação das negociações, assinado pelas partes, poderia ser apresentado pelos geradores para fins de financiamento junto aos bancos, incluindo BNDES, de forma similar ao que já ocorre com os contratos de energia de reserva. Ademais, as notificações, para garantir a eficácia dos contratos de financiamento, seriam direcionadas ao Centralizador.

- **Riscos Envolvidos**

Tendo em vista que, neste cenário futuro, o Centralizador será a contraparte contratual e não financeira, como em qualquer relação contratual, assumirá direitos e obrigações, estando sujeito a eventuais sanções e acionamento por parte das contrapartes, no caso de descumprimento de suas obrigações. Entretanto, considerando ser este um modelo que guarda alguma similaridade aos atuais Contratos de Energia de Reserva - CER, entende-se que este risco é baixo.

Além disso, apesar de ser contraparte dos Contratos Regulados de Energia, o Centralizador não figuraria como um comprador propriamente dito, e sim como o gestor do portfólio global de contratos do ACR no SIN, de forma que as obrigações de entrega de energia e pagamento continuam a ser dos geradores e distribuidores, respectivamente.

Ademais, considerando que a liquidação será centralizada, com a previsão de mecanismo de garantias financeiras robusto, possíveis riscos para o Centralizador, credores e financiadores, tendem a ser reduzidos. Na seção da Liquidação Financeira Centralizada abordaremos de forma não exaustiva o tratamento em caso de eventual inadimplência assim como proposta de aprimoramento dos mecanismos de garantias financeiras.

5.2. Liquidação Financeira Centralizada

A gestão centralizada do processo de contratação do ACR também pode considerar a Liquidação Centralizada das operações do ACR e tem por principal finalidade elevar a eficiência operacional da contratação de energia elétrica no país.

De fato, a figura do Centralizador traz consigo uma nova abordagem, pois em seu cenário futuro alterará a atual relação contratual bilateral e estabelecerá uma relação multilateral, em formato *pool*, de maneira a representar as Distribuidoras compradoras do SIN, nas novas contratações.

Dentre outras atribuições, o Centralizador tem por responsabilidade a gestão financeira (realizada centralizadamente) dos pagamentos/recebimentos junto aos participantes deste mecanismo (geradores e distribuidoras)

A efetiva Liquidação Financeira (pagamentos e recebimentos) deverá ser realizada por um único agente liquidante (banco comercial), com conta corrente unificada e diferente da utilizada na Contabilização e Liquidação do Mercado de Curto Prazo.

Considerando a premissa de isonomia no tratamento entre os agentes participantes, ou seja, de que todos os agentes deste mecanismo deverão possuir a mesma prioridade para pagamento/recebimento de montantes, logo, eventual inadimplência será percebida aos (i) credores, na proporção do seu crédito e aos (ii) devedores com os encargos moratórios, multa, a tratar em apuração vindoura.

Um dos pontos importantes do processo de Liquidação Centralizada do ACR refere-se à simplificação dos documentos fiscais, com a elaboração de um único documento fiscal contra o mecanismo centralizado por parte dos vendedores e também um único documento emitido pelas distribuidoras. Essa possibilidade não implicará alteração das obrigações tributárias vigentes, sendo necessário estabelecimento de convênio com o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ).

O processo e a incorporação de mecanismos na Liquidação Centralizada (MCL) deverá sempre respeitar as seguintes premissas: (i) isonomia de tratamento entre os agentes participantes; (ii) equivalência fiscal com as liquidações descentralizadas; (iii) “*Plug & Play*”, ou seja, ele deve ser construído com uma interface e padrão capaz de incorporar ou retirar processos participantes desde que atendam ao padrão estabelecido pelo Mecanismo de Centralização da Liquidação.

O projeto da liquidação financeira centralizada está em fase de estruturação junto aos Agentes, considerando cada cenário de contratação regulada, bem como fixação das premissas para iniciar tratativas com o CONFAZ.

5.2.1. Garantias Financeiras

- **Diagnóstico CCG**

Os CCEARs possuem como mecanismo de garantias financeiras de pagamento o Contrato de Constituição de Garantias (CCGs), o qual possui como partes a Distribuidora (Comprador), o vendedor (Gerador ou comercializadora) e o Banco Gestor, sendo que o Banco Gestor é contratado pela Distribuidora.

De forma simplificada, pode-se dizer que o CCG funciona como uma procuração dada pela Distribuidora ao Banco Gestor, permitindo que este segregue os valores em sua conta corrente para o pagamento direto ao vendedor, sendo esta segregação realizada com antecedência de alguns dias e em conta corrente oferecida pela Distribuidora e pela qual passam recursos financeiros suficientes para cobrir todos os seus pagamentos.

Do ponto de vista formal, o CCG preenche todos os requisitos ideais de funcionamento, porém do ponto de vista prático existem diversos problemas relatados em especial pelos Geradores de energia elétrica.

- **Pleito do mercado para alternativas ao CCG**

Em pesquisa às contribuições em Audiências Públicas (AP) dos Editais de Leilões do SIN, foi possível avaliar que os agentes costumam encaminhar sugestão para convencer o regulador a permitir outras modalidades de garantia.

Foram avaliadas todas as Audiências Públicas disponibilizadas no site da ANEEL referentes aos leilões de energia no SIN a partir de 2004, inclusive os de energia de reserva. Das 47 APs avaliadas, em 12 (doze) foram localizadas contribuições no sentido de sugerir alternativas ao CCG.

Assim, caberá uma revisão desse CCG, dado que o atual mecanismo é relacionado para cada um dos contratos e passaria a ser contemplado por um mecanismo central. Também se considera que haja a necessária cobertura regulatória para um maior poder de *enforcement* junto às Distribuidoras inadimplentes, fazendo do CCG um instrumento efetivo.

- **Proposição de Melhoria**

Considerando o diagnóstico apresentado, cabe ponderar a necessidade de aperfeiçoamento do atual mecanismo de garantias financeiras, não se limitando, mas sendo válida a análise de aplicação de modelo similar ao adotado no mecanismo de energia de reserva – fundo garantidor.

Nessa condição, poder-se-ia criar uma conta específica e similar à Conta de Energia de Reserva - CONER, que represente os recursos garantidores do Centralizador, através de aporte financeiro das distribuidoras participantes deste mecanismo.

Entretanto, deve ser verificado o que implicaria em termos de custo a eventual adoção de fundo garantidor, vis a vis os riscos envolvidos na liquidação financeira, o que representa um ponto de atenção e merece aproximação com as instituições financeiras e instituições de rating para uma análise mais acurada do tema. Propõe-se tanto a análise do custo-benefício como a análise crítica sobre a relevância do mecanismo para o modelo que se propõe.

5.2.2. Questões Tributárias

A presente análise é realizada com base nos possíveis cenários de atuação do Centralizador, sendo um panorama meramente indicativo, devendo ser ajustado ou aprofundado de acordo com o modelo a ser priorizado no âmbito do GT Modernização. Primeiramente, cabe ponderar eventual existência de risco tributário pelo desconhecimento, por parte da Receita Federal do Brasil (RFB)¹⁹ e/ou Secretarias das Fazendas Estaduais (SEFAZs)²⁰, da atividade a ser desempenhada pelo Centralizador, no sentido de suporem que:

- (i) O Centralizador aufere algum tipo de receita oriunda da “nova” atividade de viabilização da comercialização de energia pela RFB; ou
- (ii) O Centralizador atue como adquirente de energia elétrica para revenda no entendimento da SEFAZ.

Assim, o papel do Centralizador, uma vez definido, deve ser esclarecido às autoridades fazendárias, a fim de mitigar eventuais interpretações incoerentes com o objetivo do projeto.

Considerando o cenário do Centralizador na gestão de portfólio das Distribuidoras, sem atuação como contraparte central dos contratos do ACR, mantendo-se (i) as relações bilaterais; (ii) os recebíveis dos geradores e, ainda, (iii) sem qualquer intermediação financeira nas relações dos Geradores e Distribuidores, não se vislumbram óbices jurídicos ou modificações a serem obrigatoriamente instituídas no ordenamento tributário. Contudo, pode existir obrigação acessória para o Centralizador, a exemplo de relatórios com o mapa dos contratos para utilização das Fazendas estaduais.

Por outro lado, na hipótese de eventual atuação como contraparte central dos contratos, inicialmente celebrados pelas Geradoras e Distribuidoras, porém sem qualquer intermediação financeira pelo Centralizador, compreende-se que eventual

¹⁹ Na fiscalização dos tributos federais, a saber: Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ), Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL), Contribuição para o Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

²⁰ Na fiscalização da arrecadação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

alinhamento com a RFB e SEFAZs deverá ser realizado. Tal interação seria necessária pela ausência de previsão específica para a questão de emissão de notas fiscais entre os Agentes neste novo modelo de contratação centralizada²¹, bem como para uma melhor avaliação quanto ao processo de creditamento de tributos (PIS/COFINS e ICMS) pelos Agentes²² nos contratos regulados.

Assim, com a evolução desse projeto, entende-se que eventual convênio, no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), similar ao disciplinado no Convênio ICMS nº 15/2007, poderá ser pleiteado perante as autoridades fazendárias para fins de harmonização de procedimento fiscal dos Agentes e com o objetivo de deixar claro o papel meramente operacional do Centralizador.

Por fim, cabe salientar que, caso a premissa de manutenção dos recebíveis aos geradores não seja mantida, haverá possível disputa fiscal entre os Estados e Municípios em razão da alteração na expectativa dos respectivos recebimentos/receitas.

5.3. Aplicação das Regras de Comercialização

Cabe destacar novamente que o modelo ideal alcança os contratos legados, os quais poderiam se adequar à nova realidade do processo de contratação. Caso não exista tratamento para os contratos já firmados, poderá existir um aumento considerável de complexidade das Regras, ao invés de uma simplificação. Isso ocorre pela necessidade de criar dois ambientes diferentes, um com e outro sem o centralizador.

Assim, de forma geral, a análise a seguir foi baseada no cenário de adoção integral do Centralizador, no qual seriam reformulados os mecanismos das regras de comercialização para refletir a nova forma de atuação.

Para isso deve ser verificado, de forma individual as condições de cada contrato, se é possível alocá-los ao Centralizador, respeitando os direitos dos agentes vendedores, considerando condições de entrega de energia, sazonalização e modulação, assim como ocorreria no âmbito dos CCEARs.

²¹ O modelo atual mais próximo é o disciplinado no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que trata da emissão de notas fiscais contra o mecanismo e no nome do emitente, nos termos da cláusula segunda, inciso III, do Convênio ICMS nº 15/2007.

²² Cita-se como exemplo, o disposto na Lei nº 10.637/2002, art. 3º, § 3º, inciso I, que estabelece que o direito ao crédito aplica-se em relação aos **bens e serviços adquiridos de pessoa jurídica** domiciliada no País.

5.3.1. Equalização dos Riscos de Contratação

O valor que cada distribuidora recebe ou paga no âmbito do Mercado de Curto Prazo, depende dos seguintes aspectos:

- I. Nível de contratação com relação a carga,
- II. Sazonalização e Modulação da Energia Contratada;
- III. Encargos de Serviço de Sistema;
- IV. Assunção dos riscos hidrológico dos contratos por disponibilidade, cotas e repactuação do risco hidrológico; e
- V. Diferenças de preços entre o submercado do registro e o submercado onde está localizada a carga distribuidora.

Destaca-se a existência do mecanismo da Conta Bandeiras que impacta de forma direta o valor final a liquidar, uma vez que liquidação dessa Conta ocorre antes da liquidação do Mercado de Curto, e consideram as exposições dos agentes de distribuição, além dos montantes financeiros relacionados à geração térmica e repactuação do risco hidrológico.

- **Nível de contratação**

O primeiro item elencado será tratado pelo Centralizador, cujas premissas e possibilidades para ajustar o nível de contratação dizem respeito à função e às responsabilidades dessa figura para atuar e processar mecanismos de compensações e descontrações.

- **Sazonalização e Modulação da Energia Contratada**

Apesar dos conceitos de sazonalização e modulação estarem mantidos, visto a premissa de respeitar os contratos vigentes, deve ser avaliado em estudo mais aprofundado, eventuais efeitos do repasse dos contratos originais para as demais distribuidoras, na gestão do portfólio pelo Centralizador e na equalização dos riscos.

- **Encargos**

Com relação aos Encargos de Serviço de Sistemas, ocasionados pela diferença entre a programação e a operação real, possuem critérios específicos para rateio a depender da origem desta diferença, não sendo impactados de forma direta pela figura do Centralizador de contratos.

- **Efeito das Contratações de Cotas e CCEAR por Disponibilidade**

Além das vantagens de equalização de Pmix entre as Distribuidoras, a centralização de contratos pode distribuir de forma mais equilibrada os efeitos do Mercado de Curto

Prazo, para os CCEARS cujo risco hidrológico é assumido pelos compradores, como os CCEARS por Disponibilidade, os Contratos de Cota de Garantia Física e os Contratos de Cotas de Energia Nuclear. Atualmente, a depender de seus contratos de compra, os valores a serem pagos no MCP de uma determinada distribuidora podem ser maiores do que de outras distribuidoras, com mesmo nível de carga e contratação. Dessa forma, é prejudicado o fluxo de caixa e conseqüentemente a CVA, impactando a tarifa final dos consumidores, mesmo após a aplicação de mecanismos para neutralizar os efeitos, tais como a Conta Bandeiras.

Na reformulação das regras de comercialização, o Centralizador seria responsável por distribuir os efeitos de todos os contratos regulados, legados ou não, entre todas as Distribuidoras, de acordo com a necessidade informada, de forma a equalizar os riscos assumidos com relação à exposição no MCP.

Destaca-se que as obrigações e direitos dos vendedores nos CCEARS já firmados não seriam alterados, respeitando os montantes e a forma de entrega de energia aos compradores originais, para contratos não aderidos, e ao centralizador, para contratos aderidos.

Além disso, de forma similar aos demais mecanismos de compensação e redução, seria necessária a regulamentação sobre o tema por parte da ANEEL, com a respectiva alteração das Regras de Comercialização.

- **Repactuação do Risco Hidrológico**

De forma distinta aos demais efeitos mencionados, a repactuação do risco hidrológico possui característica própria. Isso ocorre, porque a repactuação foi realizada com a utilização da Conta Bandeiras, e não diretamente com as Distribuidoras que firmaram os CCEARS. Assim, existe atualmente um conceito similar ao proposto pelo Centralizador, uma vez que os efeitos são assumidos pela carga da distribuidora independentemente dos compradores dos CCEARS daquelas usinas.

- **Exposição à diferença de preços entre Submercados**

Entende-se que a metodologia atual, com relação à exposição das Distribuidoras à diferença de preços entre submercados já atende o objetivo proposto pelo Centralizador, unificando as Distribuidoras para que o valor a pagar e receber não dependa do portfólio individual, mas sim da contratação do SIN com relação à carga total das Distribuidoras.

Nesse sentido, o resultado final obtido poderá ser mais direto, para fins de exposição, sem a necessidade de verificar todas as exposições, uma vez que todos os contratos atenderam as cargas de todos os submercados, sendo o Centralizador responsável por repassar eventual lucro ou prejuízo para as Distribuidoras na proporção das respectivas cargas.

6. Otimização do Portfólio de Contratos e Mecanismos de Trocas e Descontratação de energia

Tendo em vista que o Centralizador seria responsável por alocar os montantes contratuais de acordo com a necessidade informada de cada distribuidora, a realização de MCSDs para trocas de energia entre elas não seria mais necessária. Contudo, deveria ser alocado ao Centralizador a responsabilidade por efetuar ajustes entre os portfólios, além da possibilidade de negociar com os geradores, redução de eventual sobra global, além de diminuir contratos vinculados a empreendimentos que não se concretizarão.

Destaca-se que ainda são necessários mecanismos que verifiquem e responsabilizem Distribuidoras em casos de declarações a maior ou a menor que não absorvidas pela gestão do portfólio pelo centralizador, e não alocadas para o mercado livre por meio de mecanismos de descontratação. Eventual sanção seria tratada pela ANEEL em relação às causas e consequências observadas.

Outro mecanismo que deve ser revistado é o MVE, uma vez que a necessidade de verificação do excedente seria do Centralizador, conforme as declarações apresentadas pelas Distribuidoras. Nesse sentido, um ponto a ser aprofundado é a responsabilidade de declaração de preços do mecanismo e distribuição entre diferentes produtos, que pode ser atribuída ao Centralizador ou ainda individualmente para cada distribuidora, sendo refletida nos processos tarifários, assim como ocorreria no processo de sobrecontratação.

7. Questões tarifárias

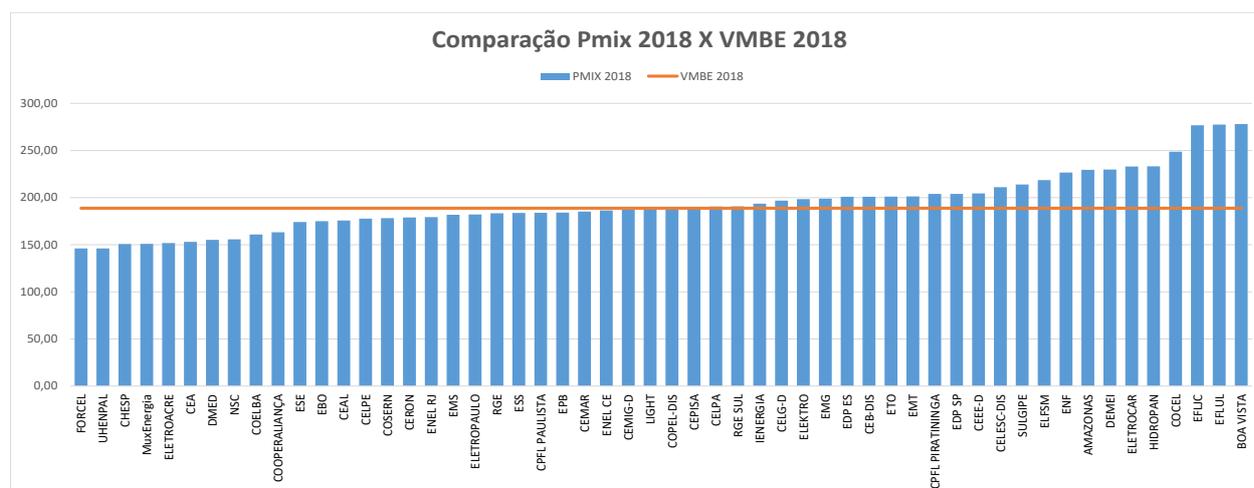
Os impactos tarifários de eventual centralização de contratos legados foram simulados pela ANEEL a pedido do GT Modernização – Processo de Contratação.

A simulação considerou somente os efeitos na cobertura econômica²³ concedida nos processos tarifários de 2018, já que os custos variáveis de aquisição de energia (inclusos nos componentes financeiros²⁴ das tarifas de energia) são dependentes de diversas condições e podem oscilar significativamente de um ano para outro.

O valor médio de aquisição de energia resultante da centralização dos contratos (“VMBE 2018”) foi obtido pela divisão do custo total de compra de energia considerado para cobertura econômica de todas as concessões pelo montante de energia requerida total de todas as concessões.

O gráfico 1 mostra a comparação dos custos de aquisição de energia considerados para cobertura tarifária econômica de cada concessionária contra o “VMBE 2018”.

Gráfico 1 – Comparação VMBE e PMIX (cobertura econômica)



Fonte: ANEEL

Para fins de comparação com as tarifas vigentes, considerou-se o universo de consumidores da classe residencial, subgrupo B1.

A estimativa das novas despesas com aquisição de energia foi realizada considerando a centralização dos contratos legados e a distribuição da energia,

²³ Para os CCEAR-D, é concedida cobertura econômica para a Parcela Fixa e Parcela Variável até o limite de R\$211,00/MWh.

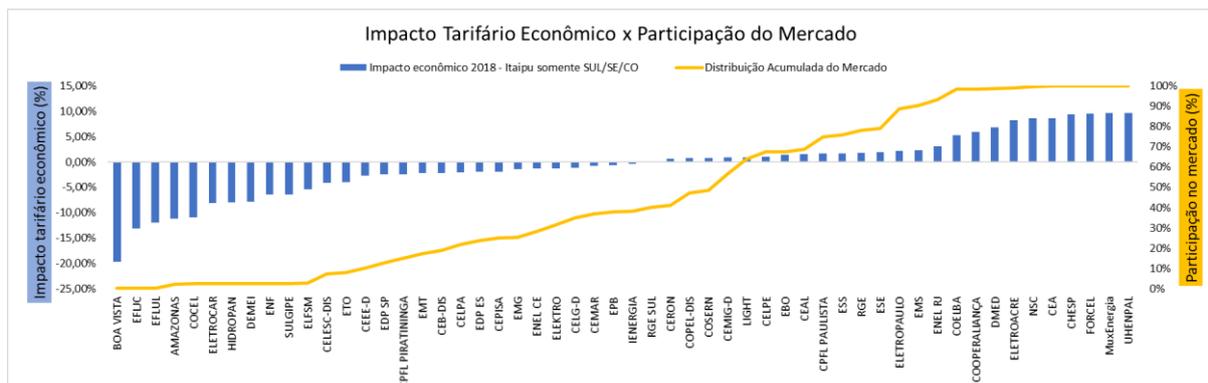
²⁴ Os componentes financeiros consistem em valores (R\$) apurados pela ANEEL a cada período tarifário e acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários, conforme procedimento de cálculo descrito no Submódulo 3.1 do PRORET, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às concessionárias. Os itens considerados como componentes financeiros estão expressos no Módulo 4 do PRORET.

valorada ao “VMBE 2018”, conforme o mercado regulatório de cada área de concessão.

A energia proveniente de Itaipu Binacional foi alocada apenas nos submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste e os demais contratos foram distribuídos para todas as concessionárias, conforme mercado regulatório. Dessa forma, existiria um Pmix considerando o contrato de Itaipu, para as distribuidoras dos submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e outro Pmix, sem o contrato de Itaipu, para as distribuidoras dos submercados Norte e Nordeste.

Os impactos percentuais nas tarifas B1 residenciais são resumidos no gráfico 2 e na tabela 03:

Gráfico 2 – Impacto tarifário econômico e participação no mercado (B1 residencial)



Fonte: ANEEL

Verificam-se, portanto, aumentos tarifários de até 9,62% e reduções de até -19,64%, considerando-se apenas os efeitos da cobertura econômica concedida nas tarifas em 2018.

Ressalta-se que os componentes financeiros das tarifas, não considerados para essa simulação, podem aumentar ou reduzir esses percentuais, a depender da magnitude dos custos variáveis de aquisição de energia em relação à cobertura econômica contida nas tarifas praticadas, além do resultado financeiro de sobrecontratação ou subcontratação das distribuidoras. Esses impactos devem ser analisados com profundidade para avaliação da proposta.

Tabela 03 – Impacto tarifário B1 residencial estimado

Distribuidora	Impacto tarifário estimado (%) - B1 residencial - Apenas econômico
BOA VISTA	-19,64%
EFLJC	-13,13%
EFLUL	-11,89%
AMAZONAS	-11,23%
COCEL	-10,91%
ELETROCAR	-8,12%
HIDROPAN	-8,00%
DEMEI	-7,79%
ENF	-6,43%
SULGIPE	-6,43%
ELFSM	-5,39%
CELESC-DIS	-4,17%
ETO	-4,04%
CEEE-D	-2,76%
EDP SP	-2,48%
CPFL PIRATININGA	-2,40%
EMT	-2,23%
CEB-DIS	-2,21%
CELPA	-2,05%
EDP ES	-1,95%
CEPISA	-1,93%
EMG	-1,41%
ENEL CE	-1,35%
ELEKTRO	-1,23%
CELG-D	-1,15%
CEMAR	-0,77%
EPB	-0,62%
IENERGIA	-0,38%
RGE SUL	0,19%
CERON	0,58%
COPEL-DIS	0,80%
COSERN	0,82%
CEMIG-D	0,84%
LIGHT	0,91%
CELPE	1,01%
EBO	1,42%
CEAL	1,54%
CPFL PAULISTA	1,63%
ESS	1,68%
RGE	1,86%
ESE	1,96%
ELETROPAULO	2,22%
EMS	2,31%
ENEL RJ	3,06%
COELBA	5,24%
COOPERALIANÇA	5,90%
DMED	6,81%
ELETROACRE	8,16%
NSC	8,60%
CEA	8,63%
CHESP	9,36%
FORCEL	9,56%
MuxEnergia	9,60%
UHENPAL	9,62%

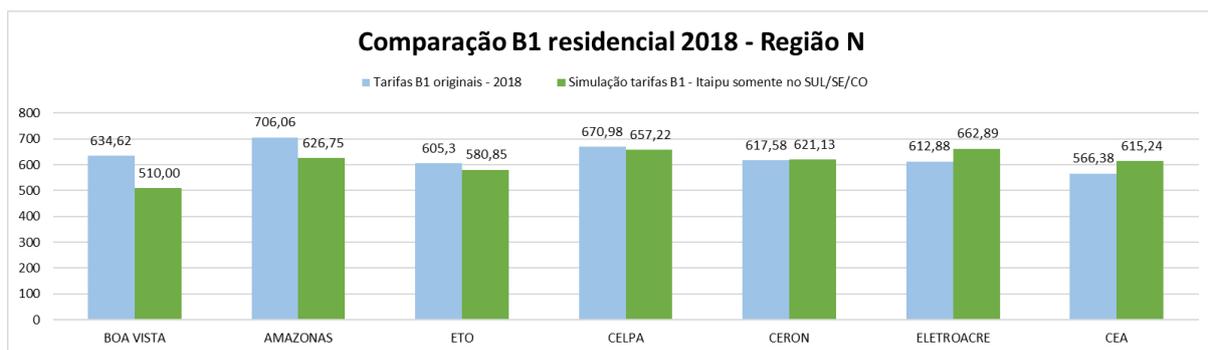
A tabela 04 resume os impactos médios por região nas tarifas B1 residenciais.

Tabela 04 – Impacto médio estimado por região

REGIÃO	IMPACTO TARIFÁRIO ESTIMADO (%)
N	-3,98%
NE	1,38%
CO	-1,10%
SUL	-0,88%
SUDESTE	0,89%

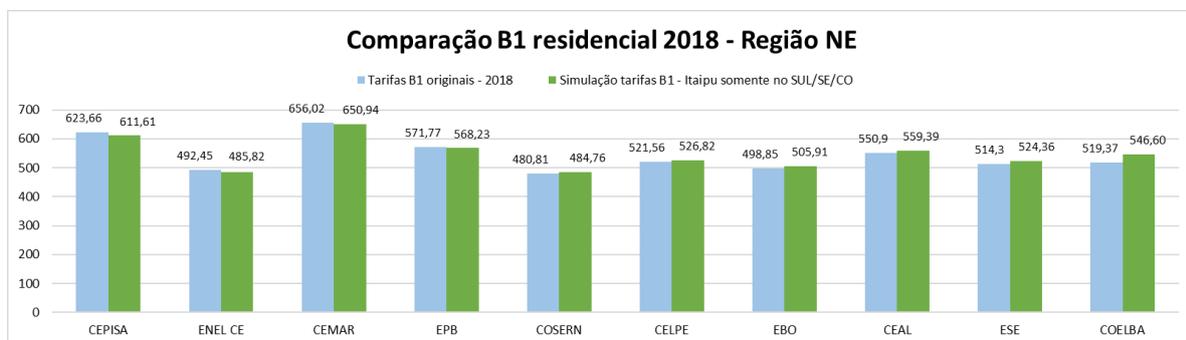
Os gráficos de 3 a 7 detalham as tarifas B1 residenciais originais e recalculadas para as concessões de cada região:

Gráfico 3 – Impacto tarifário econômico (B1 residencial) – Região Norte



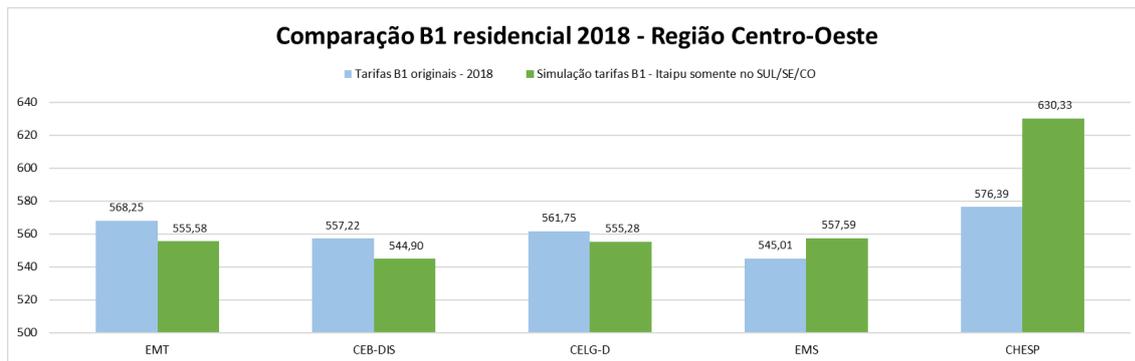
Fonte: ANEEL

Gráfico 4 – Impacto tarifário econômico (B1 residencial) – Região Nordeste



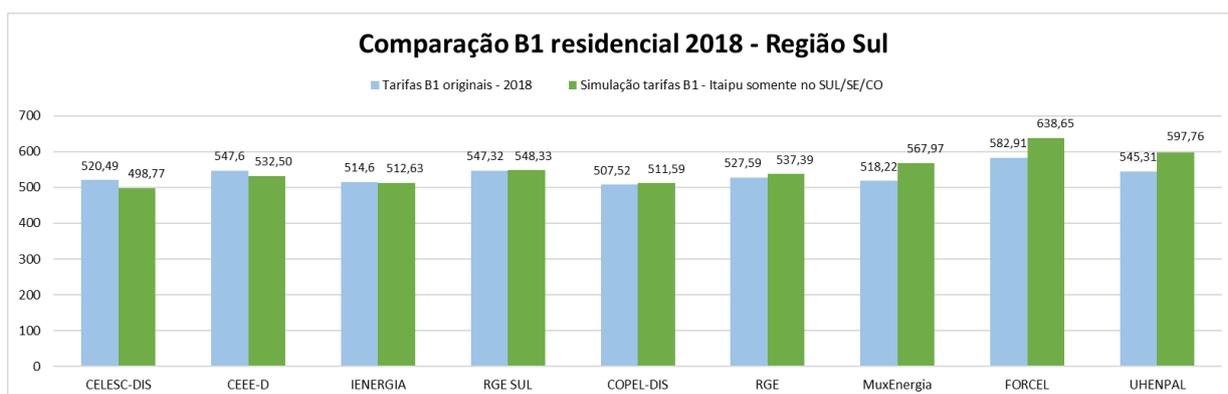
Fonte: ANEEL

Gráfico 5 – Impacto tarifário econômico (B1 residencial) – Região Centro-Oeste



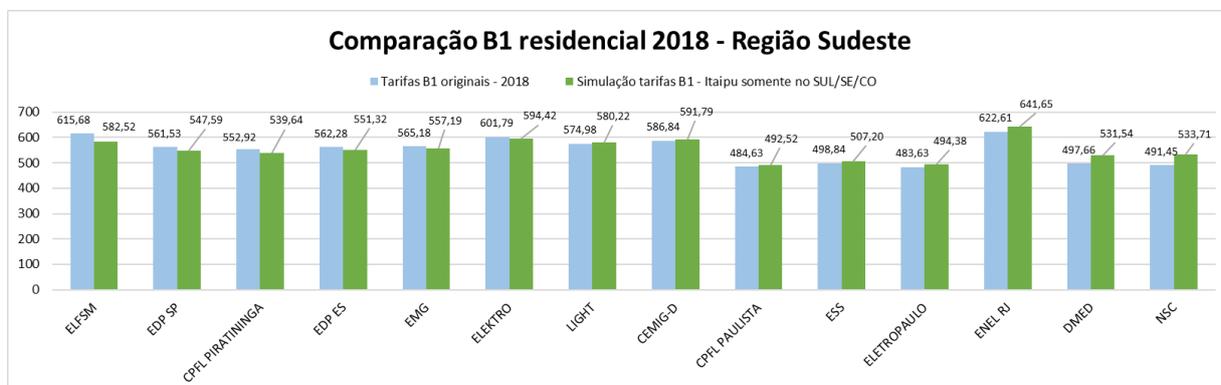
Fonte: ANEEL

Gráfico 6 – Impacto tarifário econômico (B1 residencial) – Região Sul



Fonte: ANEEL

Gráfico 7 – Impacto tarifário econômico (B1 residencial) – Região Sudeste



Fonte: ANEEL

8. Medidas Legais e Infralegais – Indicação preliminar de Ajustes

Com base no exposto pelo presente relatório, a fim de permitir a inserção do Centralizador como interveniente da relação contratual entre Distribuidoras e Geradores, seria suficiente a alteração de regulamentos (Decretos) e normas infralegais (portarias, resoluções, etc.)²⁵.

A alteração legislativa não seria necessária, ao menos em uma avaliação inicial, tendo em vista que as relações contratuais descritas na legislação estariam mantidas. A Lei nº 10.848/04, por exemplo, expressamente define a relação entre comprador e vendedor:

Lei nº 10.848/04 (...)

Art. 2º

(...)

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte: (...)

Sob tal perspectiva, os Contratos seriam assinados ou aditados prevendo a figura do Centralizador como interveniente ou como representante dos agentes definidos em lei, restando clara a sua obrigação exclusiva de gestor de portfólio de energia.

Nessa linha, poderia ser elaborado Decreto em que ficariam registradas as alterações nos regulamentos impactados, o qual, preliminarmente e com o fim de abranger os contratos regulados necessários, teria o seguinte conteúdo:

“Art. 1º O Decreto nº 5.163, de 14 de maio de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 13 No cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica:

(...)

*§ 1º Os contratos de cotas de Itaipu e de Angra I e II terão a **interveniência do Agente Centralizador para fins de gestão do portfólio de energia dos agentes de distribuição.***

Art. 27. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia

²⁵ A exemplo do que foi estruturado para o MCSD, em que o mecanismo foi previsto pelo Decreto, mais especificamente o Decreto nº 5.163/2004.

Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores, com a interveniência do Agente Centralizador. ”

Art. 2º O Decreto nº 7.805/2012, de 14 de maio de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 7º A ANEEL elaborará o Contrato de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, que será assinado pelas concessionárias de geração que tiverem suas concessões prorrogadas e pelas concessionárias de distribuição do SIN, com a interveniência do Agente Centralizador, nos termos deste Decreto.

Art. 3º O Decreto nº 7.805/2012, de 14 de maio de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 3º A ELETRONUCLEAR, constituída pelo Decreto nº 76.893, de 16 de dezembro de 1975, com a finalidade específica de explorar, em nome da União, atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica, venderá à FURNAS Centrais Elétricas S.A., a totalidade da energia disponível para contratação, produzida em suas unidades de geração

§ 1º As condições para a compra e venda de energia deverão ser formalizadas em instrumento contratual, definindo as responsabilidades e obrigações das partes, inclusive quanto à interveniência do Agente Centralizador, e sujeito à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Art. 4º O Decreto nº 5.025/2004, de 14 de maio de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 11. Os contratos de compra de energia a serem firmados pela ELETROBRÁS, com interveniência do Agente Centralizador:

A partir dessas alterações, os respectivos normativos infralegais (ex: resoluções da ANEEL) e contratos poderiam ser alterados para refletir o papel do Agente Centralizador.

Como se trata da proposição de um novo regime para a gestão dos mecanismos de descontração – MCSDs e MVE, a ANEEL pode regular a matéria e determinar que essa atividade seja atribuída ao Centralizador.

Os aditamentos aos contratos legados, dado o grande volume existente²⁶, poderiam ser formalizados pelo comando regulatório da ANEEL. Dessa forma, ficaria registrado em ato normativo da Agência a previsão do Centralizador e a sua função como gestor do portfólio da energia relacionada aos respectivos contratos. Em outras oportunidades já existiu a alteração contratual pela via regulatória, a exemplo da Resolução Normativa ANEEL nº 599/2014²⁷, a qual revogou cláusula de CCEARs, sem a necessidade de aditamentos a cada contrato. Além disso a fim de mitigar o risco de adesão via ato regulatório, pode-se aventar a possibilidade de assinatura de termo de anuência – das distribuidoras e dos geradores – aderindo ao regime de centralização de contratos.

²⁶ Atualmente, há a estimativa de 42.000 contratos regulados que poderiam ser impactados.

²⁷ A REN ANEEL nº 599/2014 revogou “a Cláusula 14 dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs por disponibilidade referentes aos Leilões de Energia Nova - LEN realizados entre 2005 e 2009”.

9. Conclusão e Considerações Finais

9.1. Interações com Instituições

A proposta detalhada neste Relatório foi apresentada e discutida com diferentes instituições setoriais, que apresentaram em suas contribuições a necessidade de aprofundamento de itens como: (i) as vantagens e desvantagens da equalização do Pmix das Distribuidoras; (ii) a necessidade de aprimoramento das garantias financeiras contratuais; (iii) o tratamento dos contratos legados; (iv) papéis e responsabilidades do Centralizador; entre outros itens.

O Anexo IV apresenta as contribuições e os posicionamentos recebidos e que devem ser considerados em um eventual detalhamento da figura do Centralizador.

9.2. Pontos de atenção e encaminhamentos sugeridos

- (i) **Aprofundamento de análises:** este relatório tem caráter indicativo e as discussões do grupo devem prosseguir após a sua entrega para aprofundamento de temas que não foram discutidos exaustivamente;
- (ii) **Relação com demais temas:** considerando a interdependência com outros grupos temáticos do GT Modernização, como Lastro e Energia, Abertura do Mercado, Sustentabilidade da Distribuição, Alocação de Custos e Riscos e Sistemática de Leilões, o encaminhamento do Subgrupo “Processo de Contratação” deve ser reavaliado – para garantir a coerência das propostas a serem encaminhadas no âmbito do GT Modernização – após o encaminhamento de cada um dos grupos citados;
- (iii) **Liquidação Financeira Centralizada do ACR:** Independentemente do encaminhamento do Subgrupo “Processo de Contratação”, cabe destacar que a CCEE está conduzindo estudo junto aos Agentes para a implementação da Liquidação Centralizada – que tem por objetivo elevar a eficiência operacional da contratação de energia do ACR. Vencidas as questões tributárias junto ao CONFAZ não haveria óbices para a implementação da liquidação, de maneira apartada ao Centralizador, no curto prazo.
- (iv) **A criação do Agente Centralizador de Contratos:** a proposta tem como objetivo harmonizar o cenário atual ao mitigar alguns dos efeitos decorrentes do atual modelo de contratação, além de melhorar a eficiência em reduzir custos na gestão do portfólio contratual. O Centralizador pode contribuir ainda para melhorar o equilíbrio na alocação dos riscos e para atingir a equalização do Pmix. A depender da evolução do tema, caberia análise mais detalhada sobre as alterações legais e infralegais aplicáveis.

- (v) **Tratamento dos Contratos resultante da Transição do Modelo da Expansão:** diante das discussões de uma eventual separação lastro e energia, o Centralizador pode ser uma figura importante neste processo de transição. Entretanto, há que se observar se existe compatibilidade entre o desenho proposto no presente documento e o resultado da possível reforma do marco regulatório do setor.
- (vi) **Simulações de custo benefício:** é primordial a análise quantitativa de custo x benefício do modelo proposto. Há necessidade de realização dessas análises de comprovação de benefícios econômicos líquidos, como requisito para o encaminhamento dessa proposta, no âmbito do GT Modernização.
- (vii) **Nivelamento da composição do portfólio de contratos:** faz-se necessário quantificar os impactos decorrentes da equalização do portfólio contratual na tarifa final dos consumidores, considerando inclusive os efeitos das exposições no MCP, a sazonalização e a modulação da carga;
- (viii) **Equalização do Pmix das Distribuidoras:** é imprescindível a análise de impacto – destacando vantagens e desvantagens - da eventual equalização de Pmix das Distribuidoras, considerando entre outros itens, os efeitos na migração de consumidores para o ACL, na geração distribuída, e nas perdas técnicas. Adicionalmente, é necessário definir a metodologia a ser adotada para o processo tarifário durante o período de transição;
- (iii) **Contratos Legados:** deve haver respeito aos contratos legados, no entanto, para que a equalização do Pmix (assim como dos riscos de contratação associados aos contratos) ocorra, seria necessário que toda a energia contratada no ACR estivesse sob gestão do Centralizador, possivelmente por meio de incentivos.
- (ix) **Adesão ao Centralizador:** como a gestão centralizada de portfólio contratual altera o regime de contratação e poderá trazer impactos no preço da energia contratada pelas Distribuidoras, faz-se necessário avaliar o processo de adesão junto às Distribuidoras – depois de mapeados os impactos nos mercados consumidores.
- (x) **O Centralizador como contraparte contratual, mas não como contraparte financeira:** a proposta de incluir o Centralizador como contraparte contratual na função de representante dos geradores e distribuidores – em formato similar a contratação de energia de reserva – deve ser aprofundada, e seus impactos detalhados.

- (xi) **Financiabilidade:** devido à proposta de incluir o Centralizador como contraparte contratual, torna-se essencial a realização de discussões e a aprovação do modelo proposto junto às instituições financeiras, principalmente em função da financiabilidade dos empreendimentos.
- (xii) **Questões Tributárias da Liquidação Financeira Centralizada:** será imprescindível promover discussões e dar encaminhamento do tema junto ao CONFAZ.
- (xiii) **Liquidação financeira no período de transição:** A apuração da liquidação financeira centralizada deverá ser segregada, considerando que: (i) para os contratos legados as relações contratuais bilaterais serão mantidas, identificando as obrigações financeiras e as contrapartes relacionadas; e (ii) para os novos contratos, o Centralizador representará as contrapartes, indicando as obrigações financeiras de cada agente participante frente ao Centralizador.
- (xiv) **Gestão da inadimplência:** deve ser previsto tratamento em caso de eventual inadimplência de Distribuidoras junto ao Centralizador, portanto a eventual adoção de *Loss Sharing*, assim como o aprimoramento do mecanismo de garantias financeiras – como por exemplo a criação de um fundo garantidor. Tal gestão deve ser aprofundada e ter seus impactos mapeados, para ponderação de riscos. O novo regime, incluída a gestão da inadimplência, deve ser amplamente debatido com os envolvidos, nivelando o conhecimento sobre a operação e ressaltando as vantagens sobre a migração da energia para o Agente Centralizador.
- (xv) **Impacto de desvios de declaração no portfólio do Centralizador –** considerando que as Distribuidoras continuarão responsáveis pela declaração de carga para atendimento ao seu mercado, faz-se necessário aprofundar as discussões das regras de apuração de desvios, assim como sanções aplicáveis, de maneira a estimular uma adequada declaração de demanda.
- (xvi) **Substituição de térmicas com CCEARs-D que expiram a partir de 2022:** apesar do tema ser objeto de discussão e constar no escopo do Grupo Temático “Sistemática de Leilões”, registra-se que uma eventual substituição da contratação atual de usinas térmicas com CVU acima do PLD máximo – por oferta com menor preço contratual – poderia ter seu benefício percebido por todas as Distribuidoras, com a implementação do Centralizador. Sugerimos o aprofundamento do tema no Grupo Temático “Sistemática de Leilões”.

Anexo I: Lista de Participantes e Contribuições para o Grupo Temático

Adriana Sambiase (CCEE)
Adrimar Nascimento (MME/SEE)
Aurélio Pavão Farias (MME/SEE)
Caio Bocchini (CCEE)
Caio Pereira (CCEE)
Carlos Durval Moraes (Light)
Cesar Pereira (CCEE)
Claudia Suanno (Neoenergia)
Cristiane Barros (CCEE)
Diego Bittner (ENEL)
Ediléu Cardoso (CCEE)
Flávio Neiva (ABRAGE)
Francisco Silva (MME/SE)
Galdino Lamas de Barros (CCEE)
Gilson Cecchini (CCEE)
Guilherme Velho (APINE)
Josiani Napolitana (APINE)
Laura Maquera (CCEE)
Laura Rigatto Horta (CESP)
Leonardo Santana (ENEL)
Luciana Lisboa (CCEE)
Luiz Fernando Castro (SAESA)
Madalena Porangaba (CCEE)
Manuel Gorito (BTG)
Marco Aurélio Dias (CEMIG GT)
Maria Pessoa (CCEE)
Nivia Maria Celestino (CCEE)

Rafael Ribeiro de Almeida (ENEL)

Renata Rosada (MME/ASSEC)

Rodrigo Fornari (MME/SEE)

Roseane Santos (CCEE)

Solange David (CCEE)

Tarcízio C. Castro (ABRAGE)

Thiago Felício (Furnas)

Vitor Cymrot (ENEL)

Wesley Lourenço (CCEE)

Anexo II: Principais características dos Contratos Regulados

TIPO	BASE NORMATIVA	CARACTERÍSTICAS
CCEAR por quantidade	<p>Lei nº 10.848/04 Decreto nº 5.163/04 Decreto nº 6.353/08 REN ANEEL nº 783/17</p>	<p>Os contratos na modalidade “quantidade de energia” são aqueles em que o vendedor é responsável pela entrega da quantidade de energia contratada no centro de gravidade do submercado do empreendimento de geração, assumindo os custos decorrentes do risco hidrológico referente à operação energética integrada.</p> <p>Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre os submercados da entrega e do consumo são assumidos pelo comprador, uma vez que o ponto de entrega é no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração.</p> <p>A sazonalização de um CCEAR por quantidade é realizada mediante acordo entre as partes e, caso não seja efetuada nos prazos previstos em PdC, a distribuição em quantidades mensais é feita seguindo o perfil da carga declarada pela compradora ao final de cada ano e consolidada pelo SIMPLES, ou seu substituto, de acordo com limites máximos e mínimos definidos em cláusula contratual.</p> <p>Por sua vez, a modulação é feita conforme o perfil da carga remanescente, descontados todos os outros contratos registrados na CCEE em nome da distribuidora, respeitando o limite de potência associado do contrato.</p>

<p>CCEAR por disponibilidade</p>	<p>Lei nº 10.848/04 Decreto nº 5.163/04 Decreto nº 6.353/08 REN ANEEL nº 783/17</p>	<p>Os contratos na modalidade “disponibilidade de energia” são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção em relação à garantia física são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.</p> <p>Nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas.</p> <p>Os volumes anuais dos CCEARs por disponibilidade são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização.</p> <p>Na sazonalização de um CCEAR por disponibilidade, a quantidade anual é distribuída uniformemente em todos os meses de vigência do contrato no ano, proporcionalmente ao número de horas de cada mês (sazonalização flat).</p> <p>Por sua vez, na modulação a distribuição horária da energia contratada é feita conforme o perfil da carga do comprador, respeitando o limite de potência associado do contrato.</p>
<p>CCGF</p>	<p>Lei nº 12.783/ 13 Decreto nº 7.805/12</p>	<p>Os contratos na modalidade “Cota de Garantia Física são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção em relação à garantia física são</p>

		<p>alocados ao grupo de distribuidoras participantes do rateio de cotas e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.</p> <p>Nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas.</p> <p>Tais contratos são registrados separadamente entre o agente concessionário e os cotistas no submercado do empreendimento, sendo os valores de potência e as quantidades mensais de energia definidos pela aplicação da cota-parte de cada agente de distribuição, conforme percentual informado anualmente pela Aneel.</p> <p>A sazonalização de cada CCGF será por meio do perfil de carga declarado ao SIMPLES pelas distribuidoras cotistas, e a modulação será conforme perfil de geração do MRE ou perfil de geração da usina.</p>
CCEN	Lei nº 12.111/09 REN ANEEL nº 530/12	<p>Os Contratos de Cotas de Energia Nuclear são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do rateio e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.</p> <p>Nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas, nas proporções de cada cota-parte.</p>

		<p>Tais contratos são registrados separadamente entre o agente concessionário de geração e o agente de distribuição, no submercado da usina, sendo o montante de energia comercializado entre as partes definido pela aplicação de cota-parte estabelecido pela Aneel.</p> <p>A sazonalização é flat, sendo a quantidade anual distribuída uniformemente em todos os meses no ano, proporcionalmente ao número de horas de cada mês.</p> <p>Por sua vez, na modulação a distribuição horária da energia contratada é feita conforme o perfil de carga da distribuidora.</p>
<p>ITAIPU</p>	<p>Lei nº 5.899/73 Decreto nº 4.550/02</p>	<p>As quantidades de potência e de energia disponibilizados para contratação pelo Brasil (incluída a parcela adquirida do Paraguai) são repassadas às concessionárias dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste de forma compulsória.</p> <p>Tais contratos são registrados separadamente para cada cotista em seus respectivos submercados, sendo os valores de potência e as quantidades mensais de energia definidos pela aplicação da cotaparte de cada agente de distribuição ao valor da potência de Itaipu contratada e à sua energia vinculada, conforme informado anualmente pela ANEEL.</p> <p>As quantidades de energia e potência são determinadas em ato regulatório e todos os contratos de Itaipu são modulados seguindo o perfil de geração do MRE.</p>

<p>PROINFA*</p>	<p>Lei nº 10.438/02 REN ANEEL nº 783/17</p>	<p>Anualmente, a Eletrobras estabelece as cotas anuais de energia elétrica que integram o programa, com base no total da energia contratada das usinas participantes, constantes do Plano Anual do PROINFA (PAP) para o ano de referência, e distribuídas aos agentes cotistas na proporção do referido mercado, incluída a subclasse “Residencial Baixa Renda”, ou do consumo de energia elétrica no caso de consumidor livre ou autoprodutor.</p> <p>Para o processo de contabilização e liquidação faz-se necessário modular os contratos e, assim, determinar a quantidade contratada, por período de comercialização, de cada cotista do PROINFA, que serve de lastro para cobertura do consumo correspondente para fins de contabilização.</p>
<p>CBR</p>	<p>Decreto nº 5.163/04</p>	<p>Os Contratos Bilaterais Regulados são aqueles provenientes de Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Licitação Pública de distribuidoras com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras, contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) e contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada.</p> <p>Nesse conjunto, a sazonalização e modulação são específicas em cada contrato.</p>

* Também atende o ACL

Anexo III: Mecanismos de ajuste de contratação

MECANISMOS		CARACTERÍSTICAS
MCS D DE ENERGIA NOVA	MCS D EN A-0	Produtos intra- anuais que permitem apenas trocas de energia entre as distribuidoras.
	MCS D A-N	Cessões de 12 meses a partir de 1º de janeiro do enésimo ano seguinte ao de realização do MCS D EN A-N.
	MCS D EN AN+	Realizado antes do LEN A-5 ou A-6. Cessões com vigência de 48 ou 60 meses, respectivamente, a partir do ano seguinte ao processamento. Reduções permanentes – apenas para unidades geradoras que não estejam em operação comercial. Ensejará o pagamento de indenização pelos geradores equivalente a 1 ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido, com reversão integral para a modicidade tarifária.
	MCS D EN A-1	Permite a oferta de redução apenas para apenas para unidades geradoras que não estejam em operação comercial.
	ESCALONADO	Aplicado exclusivamente ao portfólio de contratos de energia nova de usinas em escalonamento, permite a troca de energia entre distribuidoras superavitárias e deficitárias que manifestaram interesse em participar de um próximo leilão de energia nova.

EXCEDENTES	REN 711/2016	Permite a redução apenas para usinas que não estão em operação comercial. Caso a usina entre em operação, o acordo é encerrado. Enseja o pagamento de indenização às distribuidoras em caso de resolução contratual.
	MVE	Executado em 3 produtos (anual, semestral e trimestral). Permite a venda de excedentes equivalentes a até 15% da carga anual das distribuidoras. Os compradores são todos os agentes do mercado (menos distribuidoras).
MCSD DE ENERGIA EXISTENTE	MENSAL	Permite a declaração de sobras de distribuidoras devido à migração de consumidores potencialmente livres e/ou especiais (permite a redução caso não haja déficits) e outros desvios de mercado (apenas cessões).
	4%	As distribuidoras podem declarar até 4% do montante original adquirido nos leilões. Permite a cessão entre cedentes e cessionários e a devolução de sobras aos geradores.
	EX-POST	Calculado com base no portfólio de contratos de energia existente, é processado anualmente e contempla compensações entre as exposições financeiras das distribuidoras superavitárias e deficitárias no MCP.

Anexo IV: Discussões com as Instituições

Instituição	Data	Ponderações
ABRADEE	26.06.2019	<p>Primeiramente agradecemos a oportunidade de conhecer e analisar a proposta do Agente de Centralizador de Contratos no contexto das discussões do projeto de modernização do Setor Elétrico Brasileiro, conduzido pelo MME com apoio dessa Câmara. Neste ato, após avaliação com nossos associados, apresentamos considerações e posicionamentos.</p> <p>Para orientar nossa análise realizamos a desagregação da proposta em quatro camadas principais, a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Contabilizar e Liquidar Centralizadamente CCEAR; (ii) Otimizar da alocação de sobras e déficits de lastro contratual de energia entre distribuidoras; (iii) Convergir o preço médio de compra (equalização do Pmix) e tratar contratos legados; e (iv) Estabelecer o “Comprador Único”. <p>A camada (i) tem forte interesse das distribuidoras, pois é corrente com projeto que estamos patrocinado e desenvolvendo conjuntamente com essa Câmara. Dessa forma, ao compor pauta de interesse do MME há expectativa de priorização do tema e, conseqüentemente, celeridade no cronograma pelo maior envolvimento dos agentes. Neste contexto, a implementação tende a ser de baixa complexidade institucional, ficando restrito ao escopo operacional da CCEE e da regulamentação de procedimentos pela ANEEL.</p> <p>A camada (ii) tem interesse das distribuidoras, principalmente considerando um cenário de ampliação do mercado livre e de significativa inserção de Recursos Energéticos Distribuídos que resulta em maior volatilidade de mercado. Entretanto, é fundamental que haja, concomitantemente, maior flexibilidade dos limites de contratação, bem como a simplificação</p>

dos mecanismos de gestão de volumes como MCSD e MVE. Nesta condição, sua implementação integrada seria de média complexidade institucional, haja vista o estabelecimento infralegal dos limites de contratação que depende de ato do Poder Executivo. Por outro lado, a simplificação dos mecanismos de gestão é de baixa complexidade institucional, ficando restrito ao escopo operacional da CCEE e da regulamentação da norma pela ANEEL.

As camadas (iii) e (iv), entretanto, ainda merecem reflexões precedentes. Deve-se avaliar se equalização do Pmix per si é um objetivo a ser perseguido. Carece de fundamentos pela ótica análise de eficiência econômica alocativa e até mesmo da distributiva. De fato, a Conta Bandeira Tarifária tem promovido efeitos redistributivos de despesas da aquisição de energia entre concessionárias, conforme o portfólio dos respectivos contratos. Porém, o fundamento conceitual e técnico está bem definido, ou seja, são custos do Sistema Interligado Nacional e não necessariamente de uma região específica ou concessionária. Por isso, ainda não temos um posicionamento para essa camada.

A camada (iv), independente do mérito, é mais complexa de implementação, pois necessitaria, smj, de alteração na Lei 10848 e, inclusive, de dispositivos do Código Tributário Nacional para afastar potencial oneração da operação. Não obstante, deve-se refletir sobre um cenário de atingimento dessa camada. Nele as distribuidoras estariam desoneradas de apresentar Declarações de Necessidade para fins de celebração de CCEAR. Poderiam continuar a informar suas projeções, mas apenas para auxiliar a consolidação do ente Comprador Único para definir a necessidade de expansão que, por sua vez, substituirá o concessionário de distribuição como o responsável jurídico pelas respectivas contratações. Nesse mesmo cenário, a governança dessa instituição deverá ser o grande, quiçá o maior, desafio, haja vista riscos de diversas naturezas que deverão ser analisadas em profundidade para aferir se o balanço entre vantagens e desvantagens será positivo e seguro.

		<p>Em síntese, a ABRADÉE:</p> <p>a) Apoia a implementação da camada (i), ou seja, de Contabilizar e Liquidar Centralizadamente os CCEARs;</p> <p>b) Apoia a implementação da camada (ii) de otimização dos montantes de contratação que deve ser composta, concomitantemente, com atos que promovam maior flexibilidade dos limites de contratação de energia, bem como a simplificação dos mecanismos de gestão de volumes, mitigando os riscos de preços às distribuidoras;</p> <p>c) Recomenda estudos mais aprofundados sobre as vantagens e desvantagens da equalização do preço de compra e do eventual Comprador Único.</p>
<p>APINE</p>	<p>27.06.2019</p>	<p>Centralização da Contratação</p> <p>A Centralização da Contratação de Energia do ACR foi levantada, na CP 33/2017 do MME, como mecanismo concatenado aos demais temas de modernização do setor elétrico: separação de lastro e energia; alocação de custos e riscos; mecanismos de expansão e sustentabilidade do serviço de distribuição. Dessa maneira, é essencial que o tema seja tratado como forma de transição para a correta alocação de custos e riscos do setor elétrico, e que não seja visto como um fim em si. Nesse intuito, a Apine apresenta um conjunto de contribuições para o desenvolvimento da discussão sobre o tema, para garantir que sua implementação seja alinhada aos princípios da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro.</p> <p>Liquidação Centralizada:</p> <p>A centralização da liquidação dos contratos de energia trará mais eficiência e produtividade ao setor, dada a grande quantidade de contratos e alta complexidade operacional na atual configuração, reduzindo custos de forma sistêmica e por isso, contribuindo para a modicidade tarifária na medida que este ganho de eficiência é gradativamente compartilhado com o</p>

consumidor. Adicionalmente, é imprescindível que a centralizadora de pagamentos designada apresente relatórios auditáveis sobre os custos a serem repassados, com antecedência mínima que permita a projeção de fluxo de caixa e planejamento financeiro por parte das distribuidoras.

Gestão de Portfólio:

Com a transferência da gestão do portfólio das distribuidoras a um Agente Centralizador, ainda que os atuais mecanismos de gestão sejam limitados, altera-se o paradigma sobre a responsabilidade de contratação da energia e, conseqüentemente, sobre a projeção da carga cativa das distribuidoras.

Segurança para Geradoras:

Presando-se pela segurança jurídica, é essencial que a eventual alteração de contraparte dos contratos de compra de energia existentes seja precedida pela aprovação das partes.

É possível a adesão voluntária das geradoras, uma vez que o risco de inadimplência do conjunto de distribuidoras tende a ser menor do que o risco de inadimplência de um conjunto reduzido e aleatório de distribuidoras, condição esta que os geradores que vendem nos leilões regulados estão atualmente submetidos. Adicionalmente, poderia ainda ser aprimorado o mecanismo de aporte de garantias, eventualmente resgatando o conceito original dos CCGS, que na prática não se verificou, de bloqueio em benefício do gerador de uma conta da distribuidora por onde circulem recursos oriundos do pagamento das faturas de energia pelos consumidores ou, qualquer outro mecanismo que conte com a robustez necessária para que sua execução seja realizada em caso de descumprimento de obrigação de pagamento pelas distribuidoras.

		Finalmente, é imprescindível, principalmente considerando os novos contratos, a fim de garantir melhores condições para o financiamento dos projetos, evitar que a liquidação centralizada dos pagamentos aumente o risco de priorização de pagamentos a determinados geradores em detrimento de outros, por decisões judiciais, como ocorre hoje nas decisões liminares que impactam a liquidação do Mercado de Curto Prazo.
ABRAGE	01.07.2019	<p>Centralização de Contratos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Como condição de partida, entende-se que a participação das distribuidoras deve ser compulsória e o BNDES deve ser envolvido na discussão da referida proposta de centralização dos contratos, principalmente em função dos empreendimentos constituídos como Project Finance, onde os contratos de venda de energia são cedidos aos financiadores. - Com relação às notas de faturamento, estas continuarão a ser faturadas para cada distribuidora ou será buscado um convênio com o CONFAZ? - A ABRAGE entende que, para fins de faturamento, deverá ser buscado um convênio, porém as cessões devem ser realizadas de modo que não se alterem as contrapartes financeiras, ou seja, para os contratos legados deverão ser mantidas as correlações de créditos com as distribuidoras originais. - Haverá redistribuição de contratos e conseqüente aditamento dos CCEARs ou Termos de Cessão? Qual a periodicidade de redistribuição dos CCEARs? A cada novo Leilão? - Atualmente em caso de inadimplência de uma distribuidora, os agentes geradores podem acionar os CCGs. Muito embora tal mecanismo não seja eficiente, os agentes geradores, diante de reiterada inadimplência, podem recorrer à rescisão contratual. Na proposta de centralização de contratos a possibilidade de rescisão contratual deve ser mantida ou até melhor definida, assim, como é fundamental o fortalecimento do mecanismo de garantias, além do <i>Loss Sharing</i>.

- Considerando que o processo irá beneficiar e diminuir os custos operacionais das distribuidoras e o gerador deverá se adaptar de maneira que dificilmente reduzirá gastos, entende-se que os custos gerados para a implementação do novo sistema deverão recair unicamente às Distribuidoras.

- As parcelas de cotas das D estão no mix?

- Com será tratada a repactuação do Risco Hidrológico já feita?

Liquidação Financeira Centralizada

- Como exposto anteriormente, os contratos firmados entre Distribuidoras e Geradoras Project Finance estão dados como garantia ao BNDES e, todo o fluxo de caixa foi planejado para atender tal modelo. Dessa maneira, o processo de Liquidação Financeira Centralizada não deve postergar as datas de recebíveis dos agentes geradores.

- Na apresentação realizada pela CCEE consta nas premissas que haverá *Loss Sharing* na liquidação. Neste caso, a inadimplência de uma determinada distribuidora com um determinado agente gerador será rateada com todos os demais geradores. Para a ABRAGE, o rateio com todos os geradores parece ser mais adequado, pois evita que a distribuidora inadimplente escolha qual fornecedor irá pagar em detrimento de outros.

- Como será tratada a continuidade do fluxo financeiro caso ocorra uma decisão judicial bloqueando parcialmente recursos de pagamento / recebimento?

- Como ficarão as execuções judiciais de G contra D? E quando não houver interesse de uma G em resolver um problema de inadimplência de uma D?

- Recentemente, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ celebrou o convênio ICMS nº50 que autoriza determinados Estados a adotarem o regime de substituição tributária

		<p>nas operações interestaduais envolvendo a comercialização de energia elétrica, surtindo efeitos a partir do dia 1º de junho de 2019.</p> <p>- Caso as G tenham que recolher ICMS vemos uma enorme dificuldade de fazer essa operação via PMIX. Como será tratada eventual inadimplência no repasse do ICMS das distribuidoras para as geradoras?</p>
BNDES	<p>04.07.2019</p> <p>11.07.2019</p>	<p>Vantagens</p> <p>Novos contratos:</p> <p>- Simplificação da Constituição das Garantias: Instituído o papel do Centralizador de Contratos como um ente representante das distribuidoras, e, portanto, como contratante no âmbito dos CCEARs dos próximos leilões de energia nova, a completa constituição da cessão fiduciária dos recebíveis de um gerador poderia ser executada por uma única notificação ao centralizador quando da ocorrência de referida cessão aos credores (situação análoga ao Leilão de Reserva), em vez de notificar as diversas distribuidoras compradoras, como ocorre atualmente nos Leilões de Energia Nova.</p> <p>- Simplificação da troca de posição de compra de energia entre as distribuidoras: O histórico recente dos MCSDs de Energia Nova demandava que os credores sempre notificassem as distribuidoras que assumiam as posições dos CCEARs cedidos. Além disso, os MCSDs tinham frequência de ocorrência elevada (potencialmente trimestral). Sua substituição pelo Centralizador de Contratos permitirá que os credores não convivam mais com a necessidade de notificar novos compradores. A notificação ocorreria apenas uma vez para o Centralizador, que representaria todas as distribuidoras.</p> <p>- Potencial de desconcentração do inadimplemento de um agente comprador: No passado recente dos leilões de energia nova, algumas geradoras ficaram expostas, em percentuais expressivos (cerca de 20%), ao inadimplemento de um determinado comprador. Com a</p>

implantação do Centralizador, haverá, ao longo do tempo, uma distribuição mais equilibrada das posições de compra para com os geradores, desconcentrando, portanto, o impacto de um inadimplemento específico.

Contratos Legados:

- Simplificação na emissão de notificações dos CCEARs legados para o novo contratante: Havendo a migração dos contratos legados para o Centralizador, diferentemente do MCSD, a troca de posição compradora ocorrerá das distribuidoras para um único contratante. Consequentemente, haverá a necessidade de notificação apenas de um único novo comprador, mesmo que essa notificação envolva uma grande quantidade de contratos de financiamento existentes, aos quais os CCEARs foram cedidos em garantia, o que simplificará o acompanhamento e gestão dos contratos de financiamento por parte dos credores.

- Desconcentração do inadimplemento de um agente comprador: com a migração completa dos contratos legados para a nova dinâmica do Centralizador, haverá a possibilidade de aplicação efetiva do benefício do *Loss Sharing*, desconcentrando o risco de inadimplemento a que os geradores ficam expostos.

Pontos de atenção

- A atuação do Centralizador, com a conseqüente desconcentração do inadimplemento referida anteriormente, pode induzir um efeito não desejável no comportamento de distribuidoras em situações de descumprimento dos contratos e merece atenção por parte do Centralizador. Atualmente, ao sofrer com a falta de pagamento de uma distribuidora, o gerador atua de forma ativa na cobrança, movendo o comprador no sentido de solucionar o problema o mais rápido possível. A desconcentração promovida pela implantação da sistemática do centralizador de contratos nos leilões de energia tornará os geradores pouco sensíveis a um único comprador,

		<p>desmotivando uma cobrança mais ativa junto à distribuidora inadimplente. Esta nova dinâmica irá requerer do Centralizador a aplicação de mecanismos que desestimulem a inadimplência por parte dos compradores e promovam uma rápida solução nos casos em que ela ocorra, para que não haja incentivo indesejado a um inadimplemento generalizado, o qual poderá a afetar negativamente a percepção de risco de forma sistêmica.</p> <p>- Um especial ponto de atenção a ser observado acerca da figura do Centralizador é a sua relação contratual com as distribuidoras. A abrangência de seu Mandato como representante das mesmas nos CCEARs deve prever a possibilidade do pagamento diretamente em favor dos credores do gerador, quando o Centralizador for acionado por eles no caso de um inadimplemento do gerador perante seus financiadores, uma vez que os direitos decorrentes dos CCEARs são cedidos fiduciariamente em garantia nos projetos financiados.</p>
ABRAGET	11.07.2019	<p>Em referência ao tema da Gestão de Contratos através da figura de um Agente Centralizador, cabe salientar que as Distribuidoras possuem uma gama diversificada de contratos bilaterais com agentes de geração e em diferentes submercados.</p> <p>Este portfólio, em muitas das vezes, está respaldado em contratos com diversas instituições financeiras, sejam eles através de empréstimos, rendimentos de aplicações financeiras, e outros passivos do mercado financeiro, com diferentes prazos e taxas de juros. Por se tratar de negociações bilaterais em submercados distintos, há também incidência de impostos e tributos adicionais.</p> <p>Ao se permitir que todo este portfólio passe a ser gerido por um único ente, os ônus e bônus da gestão dos contratos bilaterais por cada agente de Distribuição deixará de existir. Esta prática, na visão da ABRAGET, vai em direção oposta aos conceitos de Economia de Mercado Liberalizado, que deveria ser o mote da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro.</p> <p>Por exemplo, deve-se avaliar a possibilidade de viabilizar regras para garantir uma maior liberdade para o segmento de Distribuição de energia, que é altamente privado, em assinarem</p>

contratos de compra e venda de energia no curto prazo, com o objetivo reduzir o preço da energia no ACR, ou qualquer outro tipo de gestão de contratos de longo prazo.

Gerenciar contratos de entidades privadas é o processo mais afastado de uma gestão de mercado.

Nesse sentido, a principal contribuição da ABRAGET está direcionada para que a regulação a ser adotada com a modernização do Setor Elétrico Brasileiro seja através de medidas de incentivo aos agentes, ao invés da regulação atualmente adotada, que está mais atrelada à aplicação de penalidade aos agentes e que resultou em grande judicialização no Setor.

Algumas medidas de curto prazo mais urgentes seriam: (i) o aprimoramento dos mecanismos dos Contratos de Constituição de Garantias de Pagamento (CCG) vinculados aos CCEARs, com o objetivo de evitar riscos de mercado, como por exemplo, a inadimplência; e (ii) o aumento na fiscalização econômica e financeira das distribuidoras inadimplentes e com obrigações setoriais.

Partindo para a etapa do Processo de Contratação, que segundo o trabalho apresentado pela CCEE, na etapa de transição também seria realizado pelo Centralizador, é entendimento da ABRAGET, ser fundamental a participação efetiva das Associações / Agentes no Planejamento da Expansão visando uma matriz mais equilibrada de modo a atender todos os requisitos que um sistema elétrico necessita.

Por fim, mas não menos importante, observamos que a maior parte das análises denominadas de "Modernização do Setor" se referem tão somente à estrutura comercial do setor, deixando-se em plano inferior os requisitos estruturais (físicos) do setor, bem como a estrutura de Governança Setorial.

ABEEOLICA	11.07.2019	<p>O Conselho de Administração da ABEEólica se reuniu no dia 16/07 para a reunião mensal onde foi apresentada e discutida a proposta de modernização com foco no Processo de Contratação. Tratamos do Centralizador de Contratos e da Liquidação Centralizada.</p> <p>A principal mensagem que a ABEEólica quer passar é a de apoio a proposta e que entendemos ser benéfica para o SEB.</p> <p>Permanece a preocupação em relação ao tratamento e avaliação dos riscos que serão feitos pelos bancos e, apesar do BNDES já ter participado de uma reunião com a CCEE, nós recomendamos que seja feita uma reunião com bancos comerciais tais como Santander, Itaú, Bradesco dentre outros. Neste tema nos colocamos a disposição para viabilizar essa reunião caso ainda haja tempo e vocês entendam que seja possível.</p> <p>Em relação a tributação, foram levantadas preocupações, mas entendemos que serão tratadas e avaliadas na sequencia do processo como foi citada na reunião que tivemos no dia 11/07 na CCEE.</p> <p>Sobre os riscos e a questão da inadimplência, entendemos que haverá um tratamento similar ao MCP, porém continua a preocupação em relação as avaliações que os bancos farão. Por isso a importância da proposição de mecanismos de segurança financeira robustos farão a diferença para o sucesso da evolução do Processo de Contratação. Neste contexto, sugerimos reuniões/workshops com corretoras, seguradoras, bancos para discussão das propostas. Nos colocamos a disposição também para indicar especialistas das nossas associadas para contribuir com a discussão.</p>
BTG Pactual	17.07.2019	<p>Em reunião presencial na CCEE, com a participação por vídeo de representantes do MME e da EPE, foram colhidas as seguintes percepções gerais sobre a figura do Centralizador de Contratos do ACR:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Equalização do PMix através da gestão de portfólio – A realocação dos contratos deve levar em consideração a visão das distribuidoras, que são as partes afetadas diretamente.

Uma realocação dos contratos levaria a uma alteração do PMIX de cada distribuidora, que eventualmente, poderia afetar a relação das mesmas com seus consumidores. Em um passado recente já houve realocação dos contratos de usinas por cotas à luz da MP 579/2012, com posterior conversão da Lei 12.783/2013

- Questões Financeiras/ Creditícias - Avaliando com a visão de instituição financeira, apontou que a criação do Agente Centralizador como contraparte contratual no ACR não alteraria significativamente a percepção do risco em termos de financiabilidade dos Agente Geradores/vendedores de energia. Ponderou ainda que o atual modelo de garantias contratuais no ACR, os CCG's, vão além de ser ineficientes (pois não foram, em sua maioria, formalizados a posterior dos leilões regulados), são pouco valorados numa perspectiva de risco de crédito dado a pulverização na contratação por agente, bem como, na melhora sensível do risco de crédito da maioria das distribuidoras atualmente. Por fim, sugeriu avaliar o custo x benefício da criação do agente centralizador por atividade realizada – exemplificando que no estudo da liquidação centralizada foi identificado redução de custos para os agentes, mas que as demais atividades do centralizador também devem ser avaliadas vis a vis os custos – até como forma de justificar a criação para os Agentes envolvidos.
- Riscos associados à figura proposta – (i) Informações das Distribuidoras – nesse item ressaltou a importância de garantir a confidencialidade das informações das Distribuidoras em termos de demanda; (ii) Contratos Legados – advertiu sobre o risco de questionamento e de ações judiciais devido à alteração do PMix das Distribuidoras e pontuou sobre a necessidade de criação de um sinal regulatório frente ao aumento do PMix que compense as Distribuidoras em caso de um eventual aumento da inadimplência em sua área de concessão devido ao aumento da tarifa de energia. (iii) Risco jurídico BNDES – comentou que eventual risco pode minimizado devido ao arcabouço regulatório existente, ponderando ainda que o CCEAR é um bom ativo financeiro e que a depender do arranjo regulatório a ser criado, a centralização não ficaria caracterizada como intervenção. Advertiu sobre a criação de um eventual “step” de risco ao inserir o centralizador no centro do fluxo financeiro contratual entre as Distribuidoras e os

		Vendedores do ACR, mas argumentou que se o dinheiro transacionado se mantiver no Banco Gestor, esse risco diminui. Sugeriu, no entanto, a validação desse item com especialistas da área de “rating” em relação à estrutura proposta (em especial centralizações de algumas etapas do processo)
--	--	---