



Contribuição do Grupo Energisa para a Consulta Pública 037/2017

Propostas de alterações na minuta de
Contrato de Concessão de Serviço Público de
Energia Elétrica das Distribuidoras Designadas

06 de setembro de 2017

Contribuição Energisa para Consulta Pública 037/2017

SUMÁRIO

1	Considerações Iniciais	3
2	Propostas do MME	3
3.	Contribuições	4
3.1.	EMPRÉSTIMOS DA RGR	5
3.2.	FLEXIBILIDADES REGULATÓRIAS PARA CUSTO OPERACIONAL E PERDAS NÃO TÉCNICAS	5
3.3.	INDICADORES DE CONTINUIDADE	6
3.3.1.	<i>Da flexibilidade das trajetórias anuais</i>	<i>6</i>
3.3.2.	<i>Do ponto de partida da trajetória da Qualidade do Serviço</i>	<i>7</i>
3.3.3.	<i>Da definição do benchmarking dos conjuntos elétricos e do prazo para atingimento ...</i>	<i>10</i>
3.3.4.	<i>Da necessária revisão do ponto de partida em caso de elevação dos indicadores de continuidade</i>	<i>12</i>
4.	Adequação Balanço Patrimonial de partida e Contingências	13
5.	Considerações Finais	13

1 Considerações Iniciais

Por intermédio da Nota Técnica nº 247/2017/DOC/SPE o Ministério de Minas e Energia – MME colocou em consulta pública propostas de alterações na minuta de Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica referente às concessões de que trata o art. 8º, §1º-A, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (Distribuidoras Designadas).

A minuta do Contrato de Concessão foi inicialmente aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em decorrência da Audiência Pública nº 94/2016, contudo, a Agência identificou a necessidade de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro dessas áreas de concessão, conforme consta da manifestação apresentada por meio do Ofício nº 271/2017-DR/ANEEL, de 24 de julho de 2017.

Ocorre que a Secretaria-Executiva do MME havia encaminhado à ANEEL pedido de informações adicionais, o que acabou por levar à realização da presente consulta, qual seja:

- análise do equilíbrio das áreas de concessão sob regime de designação por parte das Distribuidoras do Grupo Eletrobrás, considerando os desafios para atendimento dos parâmetros regulatórios e a elevada dívida contraída com a Reserva Global de Reversão – RGR durante o período de designação; e
- em caso de identificação de desequilíbrio, avaliação e indicação da viabilidade técnica e operacional de reequilibrar as áreas de concessão antes do processo de venda ou licitação dessas áreas, de modo a reduzir a RGR necessária nos meses decorridos até a conclusão do processo de transferência das empresas e/ou das áreas ao novo concessionário operador e viabilizar essa nova operação.

A contribuição do Grupo Energisa nesse processo observará a **necessidade de garantir referenciais tarifários aderentes à crítica realidade das concessionárias**, contribuindo para o grande desafio do Poder Concedente em equacionar essa situação e **modelar condições contratuais capazes de atrair investidores para atender o objetivo de encontrar um novo controlador para as áreas atualmente atendidas por essas distribuidoras na forma de designação direta do Poder Concedente**.

2 Propostas do MME

As propostas do MME na presente Consulta Pública, voltadas para uma adequação da minuta do Contrato de Concessão, são:

- repasse na tarifa dos empréstimos da RGR realizados durante o período de designação, revisão das condições de pagamento e flexibilização dos parâmetros regulatórios de sustentabilidade até o final do primeiro ciclo tarifário do novo concessionário (Nota Técnica nº 351/2017-SGT-SRM-SCT);

- aperfeiçoamentos na Subcláusula Terceira, da Cláusula Décima Nona, tornando o dispositivo mais completo e transparente à sociedade, à medida que clarificam a sistemática de cálculo da receita de custos operacionais e perdas até a primeira revisão tarifária periódica, a partir de parâmetros definidos como resultado do processo licitatório;
- pequena complementação na Subcláusula Segunda desta Cláusula, para esclarecer que a possível revisão tarifária a ser realizada ao longo dos primeiros cinco anos da nova concessão é extraordinária. Com esse esclarecimento, deixa de haver dúvida de que as flexibilizações dos custos operacionais e perdas, a serem definidas no processo de licitação, perduram até a primeira revisão tarifária ordinária, a ser realizada no quinto ano da nova concessão.
- indica que a previsão para que a ANEEL possa reconhecer o custo excedente de perda e custos operacionais já nos próximos processos tarifários deverá ser prevista na proposta de alteração da Portaria MME nº 388, de 2016, para o período de designação.

Ou seja, no que tange as propostas para os custos operacionais e perdas não técnicas, portanto, consolidado o entendimento quanto à estratégia a ser adotada, que observará as seguintes etapas:

- antecipação da flexibilização dos parâmetros regulatórios, já nos próximos eventos tarifários, de modo a antecipar a participação do consumidor que, inexoravelmente, precisará ser feita em algum momento, e com isso, reduzir os empréstimos de RGR durante a designação;
- definir no processo licitatório a flexibilização dos custos operacionais e perdas não técnicas que irá perdurar até a primeira revisão tarifária ordinária; e
- na primeira revisão tarifária ordinária, concatenar dois movimentos contrários buscando mitigar os impactos tarifários para os consumidores: início do pagamento dos empréstimos da RGR e retirada das flexibilizações regulatórias.

3. Contribuições

O Grupo Energisa considera meritórias as sugestões apresentadas pela ANEEL/MME para uma adequação da minuta do Contrato de Concessão.

Entende-se que, no geral, tais alternativas possibilitarão tornar o processo licitatório mais favorável à participação de investidores e à recuperação das áreas de concessão.

Contudo, alguns pontos ainda carecem de alguma atenção, de forma a espelharem efetivamente um modelo virtuoso para a transferência desses contratos.

3.1. Empréstimos da RGR

Como já indicado, a proposta da ANEEL/MME sinaliza a possibilidade de repasse na tarifa dos empréstimos da RGR realizados durante o período de designação, revisão das condições de pagamento e flexibilização dos parâmetros regulatórios de sustentabilidade até o final do primeiro ciclo tarifário.

Contudo, no texto da nova minuta do contrato de concessão, essas flexibilizações não aparecem de forma explícita, embora algumas menções aos avanços conseguidos estejam destacadas na Nota Técnica nº 247/2017/DOC/SPE: juros de 5% a.a. e prazo de 30 anos para pagamento, iniciando a partir do 6º ano.

Torna-se necessário deixar explícitas as condições que serão aplicadas aos empréstimos da RGR nos novos contratos de concessão, evidenciando as condições de superação do contexto atual que serão proporcionadas aos novos controladores.

3.2. Flexibilidades regulatórias para custo operacional e perdas não técnicas

Apesar da lógica embutida na estratégia desenhada pela ANEEL/MME para fins desse processo licitatório estar clara, a nossa contribuição ao processo é para que seja considerada uma adequada flexibilização para a partida da concessão licitada.

Frente aos amplos esforços que se farão necessários para a recuperação dessas concessões, a retomada do rito regulatório ordinário pela ANEEL a partir do 6º ano do novo contrato, precisa ser precedida por um período em que as condições de adaptação foram corretamente proporcionadas.

Com a aquisição do Grupo Rede, a Energisa vem enfrentando o desafio de recuperar concessões que ao longo dos anos não lograram cumprir com suas responsabilidades na prestação do serviço. O que estamos tendo a oportunidade de aprender é que o nível das intervenções a serem realizadas de imediato supera qualquer prognóstico ou estudo anterior efetivado por nossas equipes técnicas.

O passivo de ações não levadas a efeito se soma ao avanço constante do marco regulatório, das necessidades dos consumidores e das demandas da fiscalização ANEEL. Não é possível subestimar as dificuldades advindas dessa mudança de controle e da urgência em se sanar pendências que há anos afligem aqueles mercados.

O que se propõe, portanto, é que as flexibilidades regulatórias funcionem como um motor para alavancar as grandes transformações que terão que ser processadas nessas concessões. Ao se atribuir um ciclo revisional para o término dessas flexibilizações, na prática permite-se um melhor equacionamento das ações a serem realizadas e agrega-se valor ao ativo que está sendo licitado.

3.3. Indicadores de Continuidade

Em relação à Qualidade do Serviço, a atual proposta de ajuste da minuta não trouxe nenhuma contribuição adicional, o que nos indica que não estão sendo analisadas flexibilidades regulatórias para esse tema na atual Consulta Pública.

Segundo a proposta de contrato de concessão, apenas para o período a partir do sexto ano civil subsequente à celebração do Contrato de Concessão, a inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de critérios de eficiência com relação à continuidade do fornecimento implicaria a abertura do processo de caducidade, respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. Além disso, haverá a destinação dos recursos das compensações por violação dos limites de qualidade referentes à continuidade do serviço e ao nível de tensão em regime permanente para a realização de investimentos na área de concessão durante os cinco primeiros anos de vigência do contrato de concessão.

É nosso entendimento que essas propostas do novo contrato são oportunas, contudo, aplicadas de forma isolada e mantido inalterado todo o arcabouço da Qualidade do Serviço, essas medidas não serão suficientes para permitir o reequilíbrio da concessão, pois não atacam todos os problemas identificados nas distribuidoras e agravam a condição de sustentabilidade das empresas nos anos seguintes.

Assim, são indispensáveis outros ajustes na proposta para efetivamente se produzir um contexto favorável à recuperação dessas distribuidoras. **As propostas que traremos a seguir devem ser consideradas nas flexibilizações regulatórias a serem implementadas já para o próximo evento tarifário, perdurando, em linha com nossa contribuição para os custos operacionais e perdas não-técnicas, até a segunda revisão tarifária ordinária.**

3.3.1. Da flexibilidade das trajetórias anuais

A ANEEL sinalizou na proposta do novo contrato de concessão com uma ausência de aplicação das regras de caducidade da concessão em caso de não cumprimento dos indicadores de continuidade pelo novo controlador. Como dito, essa é uma medida que efetivamente permite ao novo controlador planejar adequadamente no tempo as ações a serem tomadas, garantindo equilíbrio nas suas operações e limitação dos impactos tarifários decorrentes.

Entretanto, a nova versão do contrato de concessão não logrou sinalizar nada a respeito da flexibilização das demais regras aplicadas ao tema, tendo mantido tudo como formalmente aplicado no setor, quais sejam:

- a) definição dos limites dos conjuntos elétricos no ponto de partida da trajetória de evolução da Qualidade do Serviço (V0);
- b) definição do *benchmarking* dos conjuntos elétricos – V8 (pelo método dinâmico) e

c) definição do prazo para atingimento do benchmarking (V8).

Se tais quesitos não forem também contemplados em uma perspectiva de novos controladores, os almejados prazos e condições de recuperação não serão uma realidade.

Ao flexibilizar as trajetórias anuais da Qualidade do Serviço para fins de caducidade, sem alterar os limites dos conjuntos elétricos e a trajetória para atingimento do V8, a ANEEL cria uma situação em que as compensações anuais a serem pagas aos consumidores podem assumir um patamar extremamente elevado. Nesse ponto, pode-se colocar que, *na verdade, isso não seria um problema, pois tais compensações seriam levadas a investimento*.

Para que a distribuidora seja sustentável no futuro é necessário que ela possua uma geração de caixa compatível, para fazer frente aos seus compromissos financeiros e garantir o endividamento em níveis adequados.

Ao se possibilitar uma flexibilização dos limites anuais globais sem mexer nos limites por conjuntos elétricos, cria-se o risco de “permitir” à distribuidora elevar significativamente os seus pagamentos de compensações. Olhando apenas o global e a caducidade, a distribuidora incorre em potencial descontrole na geração de compensações aos consumidores.

Quando vultosas compensações são levadas para as Obrigações Especiais, se está na prática “esvaziando” a futura Base de Remuneração Regulatória da distribuidora, afetando a Parcela B e a geração de caixa futura. Ou seja, esse remédio dado no presente pode até significar uma melhora circunstancial, mas o paciente estará condenado mais à frente. Conforme apresentado, a situação de geração de caixa das concessionárias da Eletrobrás já é, por si só, muito preocupante e de difícil equacionamento. A existência de volume expressivo de compensações convertido em investimentos levados às Obrigações Especiais agravaria ainda mais essa situação.

Além disso, na passagem para o 6º ano, a presente proposta da ANEEL pode acabar por criar um “abismo” não superável pela distribuidora, constituído de um 5º ano que foi flexibilizado na sua realização e um 6º ano que já começa a contar para fins de caducidade.

Torna-se de todo necessário, mais do que tão somente flexibilizar a exigência do cumprimento da meta global anual, como está na proposta do novo contrato, mas calibrar as demandas regulatórias da Qualidade do Serviço em termos de limites de conjuntos elétricos e suas trajetórias (de partida e de chegada). Apenas uma série de medidas tomadas em conjunto, terá o condão de propiciar um ambiente favorável à retomada equilibrada das concessões.

3.3.2. Do ponto de partida da trajetória da Qualidade do Serviço

Os gráficos a seguir apresentam o histórico da evolução da Qualidade do Serviço para as distribuidoras Eletroacre, Ceal e Ceron tomando por base os indicadores globais de continuidade:

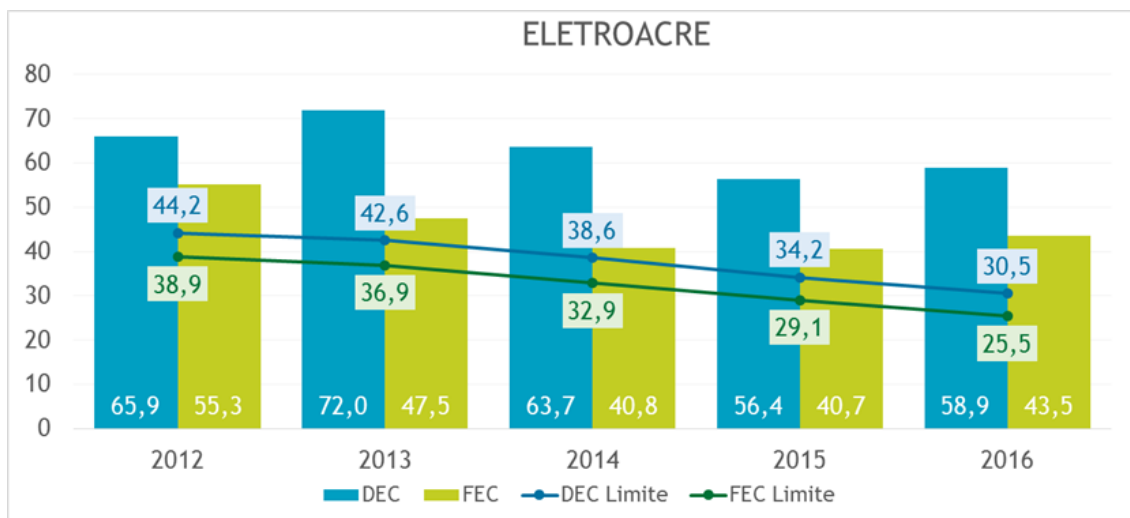


GRÁFICO 1: INDICADORES DE CONTINUIDADE DA ELETROACRE

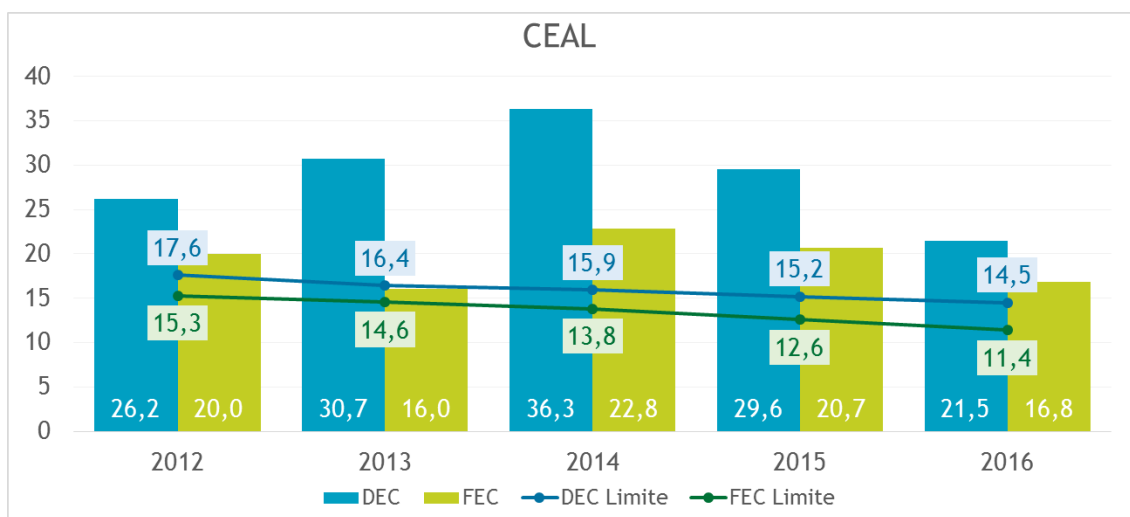


GRÁFICO 2: INDICADORES DE CONTINUIDADE DA CEAL

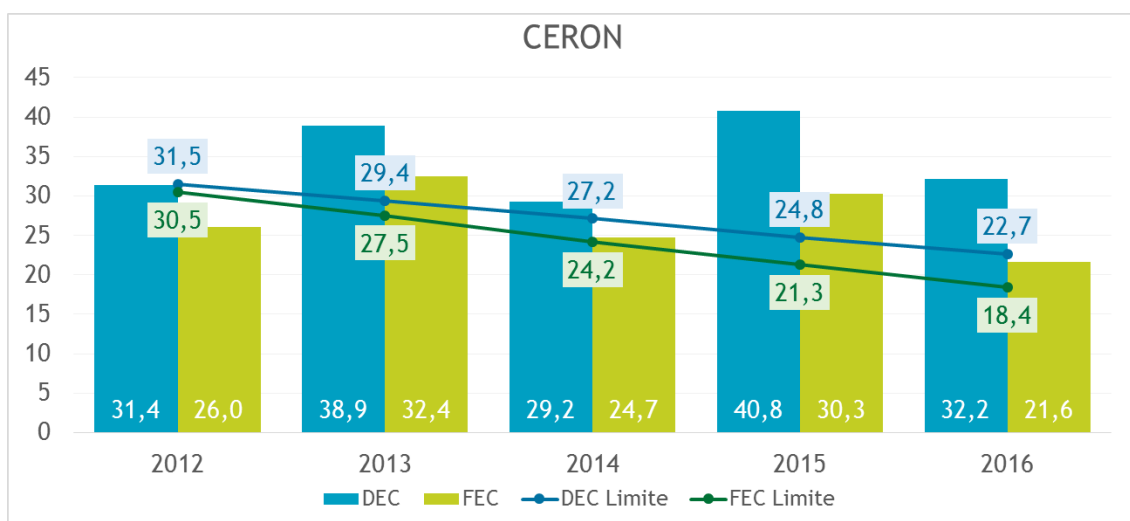


GRÁFICO 3: INDICADORES DE CONTINUIDADE DA CERON

Fica patente a dificuldade para o novo controlador em atender os limites globais de continuidade na concessão, bem como a necessidade de se prover uma reavaliação dos limites regulatórios dos conjuntos elétricos, para que a melhoria continuada da Qualidade do Serviço se processe de forma sustentável.

Para algumas dessas distribuidoras é importante que o Regulador reavalie os limites que estão sendo apresentados para os conjuntos elétricos, alterando o ponto de partida da trajetória de forma a permitir que a entrega da Qualidade do Serviço se mostre adequada aos novos desafios e a uma proposta de desenvolvimento sustentável da concessão.

Como dito anteriormente, não basta sinalizar com a flexibilização dos limites globais de continuidade ao longo dos primeiros cinco anos da concessão renovada. Se a distância entre os limites dos conjuntos elétricos e os valores realizados for elevada, o montante de compensações gerado colocará em risco o equilíbrio da concessão.

É necessário analisar novamente os limites dos conjuntos elétricos na partida da concessão renovada, definindo-se valores que permitam uma recuperação gradual das condições de atendimento, sem implicar em expressiva formação de Obrigações Especiais. Não é natural supor que a transferência de controle possibilitaria, como em um passe de mágica, o imediato atingimento dos limites regulatórios para o DEC e FEC na concessão.

Associado a um plano de transferência de controle societário, deve existir um plano de recuperação da concessão, com prazos e condições equilibrados para que os novos controladores consigam realizar as ações necessárias para a retomada dos serviços prestados, observando os aspectos operacionais e econômico-financeiros. Esses prazos e condições remetem a necessidade de estabelecimento de novas metas anuais para verificação da eficiência da prestação do serviço.

Para as distribuidoras alcançadas pela proposta em discussão, nosso entendimento é que **o ponto de partida atribuído ao ano de 2018, provavelmente o primeiro ano da nova concessão, deva ser o DEC e o FEC realizados do ano anterior em cada conjunto elétrico.**

Essa alteração do ponto de partida para o realizado não implica a retirada do desafio para a distribuidora ou uma deterioração da Qualidade do Serviço para os consumidores da concessão. De fato, mesmo com tal mudança, a melhoria continuada dos serviços prestados continuará a ser exigida pela trajetória de redução dos limites visando a convergência para o “*benchmarking*”.

Cumpre ainda lembrar que existem outros desafios a serem vencidos pelo novo controlador na partida das “novas concessões”. Ou seja, os recursos disponíveis para investimentos não podem estar integralmente comprometidos com a melhoria da Qualidade do Serviço, muito precisa ser feito em termos de universalização dos serviços e atendimento de solicitações de aumento de carga, contingenciando o tamanho da evolução na continuidade passível de ser obtida.

O que de fato se busca com a proposta de alteração do ponto de partida é minimizar a pressão sobre as compensações de energia elétrica sem, contudo, retirar a obrigação de que ao longo dos anos os padrões de continuidade avancem. No presente cenário em que se faz necessária uma estratégia de recuperação da concessão, a indicação de uma trajetória para a Qualidade do Serviço que parte do contexto atual até chegar aos padrões de eficiência propostos pela ANEEL é a que permite um maior equilíbrio das ações a serem realizadas.

Nesse contexto, propõe-se que o ponto de partida atribuído ao primeiro ano da nova concessão seja o DEC e o FEC realizados do ano anterior em cada conjunto elétrico.

3.3.3. Da definição do *benchmarking* dos conjuntos elétricos e do prazo para atingimento

A análise histórica indica que existe um grande descolamento entre a Qualidade do Serviço real prestada pelos concessionários e as expectativas do Regulador materializadas nos indicadores de continuidade DEC e FEC, não podendo ser atribuído esse descolamento apenas à incapacidade técnico-operacional e dificuldades financeiras momentâneas das distribuidoras. A análise das trajetórias de cada uma das empresas indica que existem variações entre limites regulatórios e valores realizados que são substanciais, não podendo ser explicadas apenas pela incapacidade do operador.

A percepção de risco pelos investidores tradicionais do setor de distribuição de energia elétrica pode restar ampliada em caso de avaliação de impossibilidade de cumprimento de metas regulatórias, afastando operadores com expertise e história de comprometimento com as regras setoriais em benefício de interessados com características não tão afinadas com o setor de distribuição.

Além da alteração do ponto de partida dos conjuntos elétricos, conforme discutido no item anterior, é necessário também atribuir as empresas em dificuldades operacionais, e com um histórico de Qualidade do Serviço a ser recuperado, um período revisional adicional para a evolução da trajetória rumo ao benchmarking setorial. Esse diferimento do prazo regulatório de convergência dos limites dos conjuntos elétricos é essencial para que as ações de melhoria sejam tomadas de forma equilibrada e sustentável.

Assim como na oportunidade de recuperação do Grupo Rede, nos parece agora estarem presentes os mesmos elementos que levaram a Diretoria da ANEEL a reduzir a velocidade da trajetória de melhoria dos indicadores de continuidade das empresas com dificuldades técnico-financeiras.

Nossa contribuição, portanto, é no sentido da ANEEL considerar nessa oportunidade, ao invés de um simples congelamento dos padrões de desempenho, **a extensão por um período revisional adicional (5 anos) do prazo de atingimento dos limites regulatórios das distribuidoras que passarão pela renovação da concessão.** Ou seja, apenas a partir do início do 3º ciclo de revisão, o rito da Qualidade do Serviço voltaria as condições normais previstas no PRODIST.

Os gráficos a seguir indicam, para os exemplos da Eletroacre, Ceal e Ceron e a partir da simulação do método dinâmico, os benefícios para o desenvolvimento equilibrado e sustentável da concessão das medidas sugeridas nos dois últimos itens do presente documento: i) um ponto de partida que considere o realizado do último ano (no exemplo o realizado de 2017 também foi projetado) e ii) uma trajetória deferida para o atingimento do benchmarking (extensão dos limites a serem alcançados em 2022 para 2027).

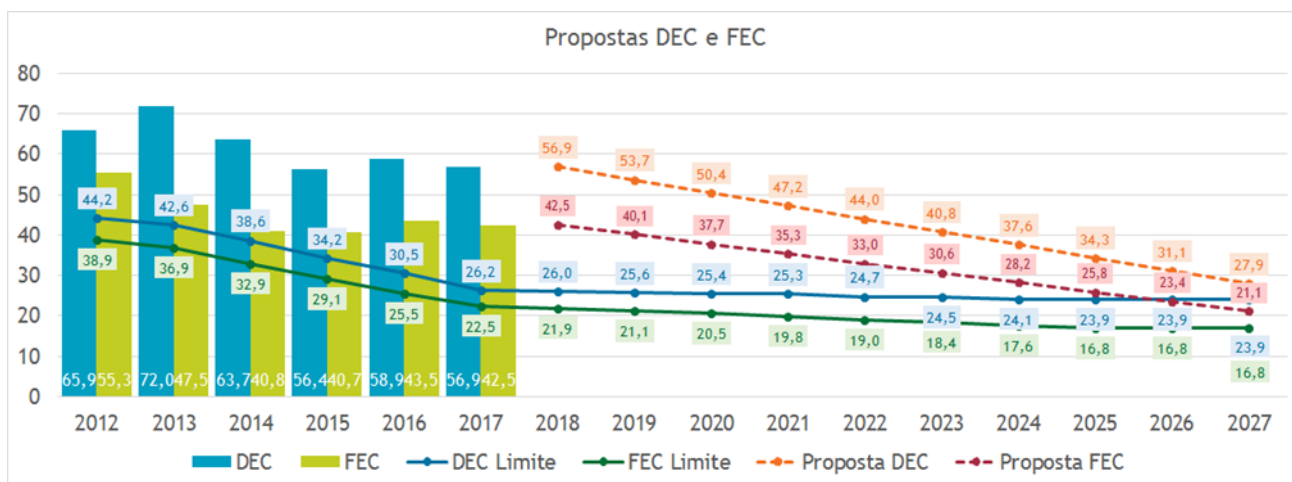


GRÁFICO 4: PROPOSTA PARA OS NOVOS LIMITES DE CONTINUIDADE – CASO ELETROACRE

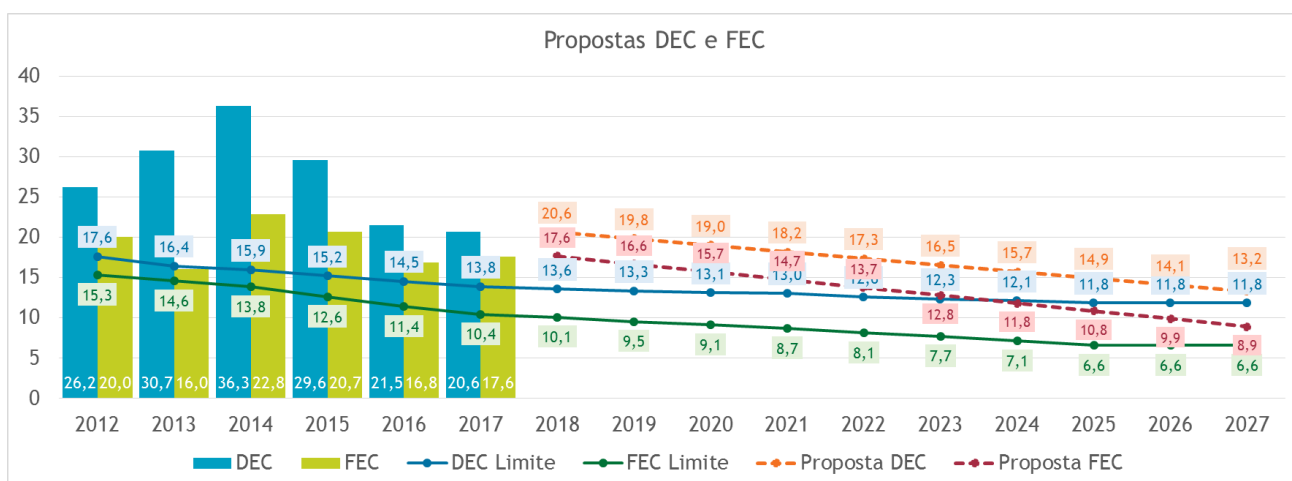


GRÁFICO 5: PROPOSTA PARA OS NOVOS LIMITES DE CONTINUIDADE – CASO CEAL

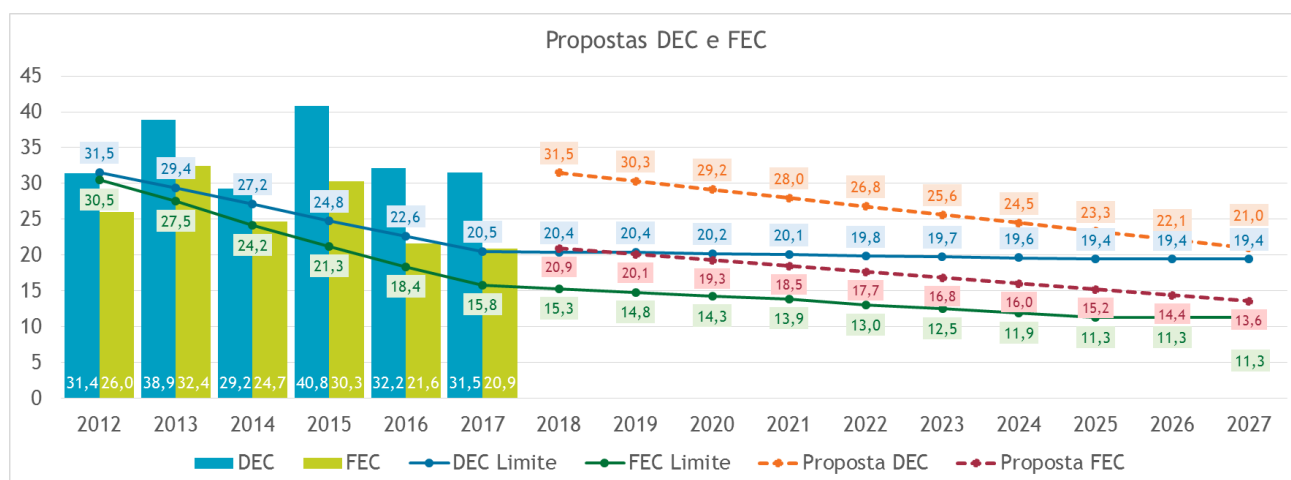


GRÁFICO 6: PROPOSTA PARA OS NOVOS LIMITES DE CONTINUIDADE – CASO CERON

3.3.4. Da necessária revisão do ponto de partida em caso de elevação dos indicadores de continuidade

Apesar da realização de um grande número de ações voltadas para a melhoria na prestação do serviço público de distribuição de energia, pode vir a ser observado nas áreas de concessão, em termos de resultados alcançados para os indicadores de continuidade, um efeito contrário ao desejado: de aumento na duração das interrupções, não de redução.

Esse fenômeno já foi observado em diversas distribuidoras no país em ocasiões em que determinadas ações foram levadas a efeito com vistas a se alcançar padrões de um serviço adequado, tais como:

- ampliação da capacidade de atendimento das distribuidoras, favorecendo o reporte mais efetivo das ocorrências (melhoria da qualidade do atendimento comercial e telefônico, agências de atendimento);
- instalação de telemetria e sensoriamento (identificação imediata dos desligamentos em alimentadores/clientes);
- introdução dos sistemas de informações georeferenciadas (GIS), permitindo o cálculo mais acurado dos indicadores de continuidade decorrentes da abrangência do desligamento; e
- aperfeiçoamento dos trabalhos de apuração e consistência das ocorrências emergenciais.

Esse aspecto referenda a necessidade de consideração de um **período de observação de dois anos a partir da fixação de novos referenciais para a Qualidade do Serviço**, buscando identificar se a comprovada introdução de melhorias na prestação do serviço, após a transferência de controle, ocasionou uma deterioração involuntária dos indicadores de continuidade.

Ou seja, a presente contribuição destaca a necessidade de se conceder para a concessão um novo ponto de partida na trajetória de melhoria da qualidade do serviço

(igual ao realizado do último ano), se durante o período de observação ficar comprovado o fenômeno citado.

Tal flexibilização é necessária para acomodar os desvios que certamente ocorrerão nos indicadores em um primeiro movimento de recuperação da concessão, impedindo que, justamente, ações de melhoria implementadas em larga escala, possam apresentar o efeito colateral indesejado de pressão sobre os indicadores da concessão.

Portanto, ao invés de um simples congelamento dos limites regulatórios, como proposto pela ANEEL, entendemos que de imediato **a trajetória de melhoria dos indicadores de continuidade deve considerar o ponto de partida igual ao valor do DEC e FEC realizado do último ano, com postergação em mais um ciclo tarifário de 05 anos do prazo necessário para atingimento dos limites indicados na trajetória do benchmarking. Além disso, esse ponto de partida poderá ser revisto ao término dos dois primeiros anos (período de observação) da “nova” concessão, atribuindo-se novamente uma trajetória igual ao realizado do último ano.**

4. Adequação Balanço Patrimonial de Partida e Contingências

Tão importante, quanto dar condições de sustentabilidade econômico-financeira para essas concessões através das flexibilidades regulatórias em análise e tratamento diferenciado da RGR, é a necessidade de adequação dos balanços de partidas das concessionárias e um correto tratamento das contingências.

Ou seja, a adequação dos ativos e passivos dessas concessionárias - por parte do controlador - é fundamental para dar uma plena condição de recuperação das concessões, paralelamente as demais providências que estão sendo tomadas de forma a garantir um processo licitatório atrativo a novos investidores.

5. Considerações Finais

Dada a crítica realidade das concessionárias, será um grande desafio para o Poder Concedente equacionar essa situação e modelar uma proposta capaz de atrair investidores para atender o objetivo do Governo, que é a privatização dessas distribuidoras.

A superação desse desafio passa pela adoção parcimoniosa das flexibilizações regulatórias, entendidas como necessárias para uma aplicação imediata e até o fim do segundo ciclo de revisões tarifárias do novo contrato.

Paralelamente, há necessidade de se buscar adequação do balanço patrimonial de partida das concessões e também o tratamento das contingências.