



# UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

DOUTORADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

RITA DE CÁSSIA SOUZA RIBEIRO TORRES

IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO INTERNA  
DO CARBONO EM UMA DISTRIBUIDORA  
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA NO  
RESULTADO ECONÔMICO E NA TARIFA DE  
ENERGIA ELÉTRICA:  
ESTUDO DE CASO COELBA

**PEI**

Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial

SALVADOR  
2019



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA INDUSTRIAL – PEI**

**DOUTORADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL**

**RITA DE CÁSSIA SOUZA RIBEIRO TORRES**

**IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO INTERNA DO CARBONO  
EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA  
BRASILEIRA NO RESULTADO ECONÔMICO E NA TARIFA  
DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO COELBA**

Salvador  
2019

**RITA DE CÁSSIA SOUZA RIBEIRO TORRES**

**IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO INTERNA DO CARBONO  
EM UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA  
BRASILEIRA NO RESULTADO ECONÔMICO E NA TARIFA  
DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO COELBA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial – PEI, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Industrial.

Orientadores: Prof. Dr. José Célio Silveira Andrade  
Profa Dra. Sônia Maria da Silva Gomes

Salvador

2019

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Souza Ribeiro Torres, Rita de Cassia

Impactos da precificação interna do carbono em uma distribuidora de energia elétrica brasileira no resultado econômico e na tarifa de energia elétrica: estudo de caso Coelba / Rita de Cassia Souza Ribeiro Torres, Rita de Cassia Souza Torres. -- Salvador, 2019.

236 p. : il

Orientador: José Célio Silveira Andrade.

Coorientador: Sonia Maria de da Silva Gomes.

Tese (Doutorado - Engenharia Industrial) -- Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, 2019.

1. Setor elétrico. 2. Precificação de carbono. 3. Emissões de GEE. 4. Inventário de GEE. 5. Brasil. II. Torres, Rita de Cassia Souza. I. Silveira Andrade, José Célio. II. da Silva Gomes, Sonia Maria de. III. Título.


**“IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO INTERNA DO CARBONO EM UMA  
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA NO RESULTADO  
ECONÔMICO E NA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO  
COELBA”.**

**RITA DE CASSIA SOUZA RIBEIRO TORRES**

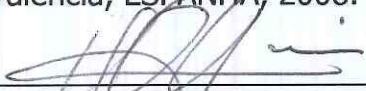
Tese submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de doutor em Engenharia Industrial.


Examinada por:

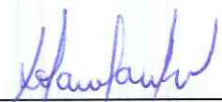
Prof. Dr. José Célio Silveira Andrade   
Doutor em Administração, pela Universidade Federal da Bahia, BRASIL, 2000.

Prof. Dra. Sônia Maria da Silva Gomes   
Doutora em Engenharia de Produção, pela Universidade Federal de Santa Catarina, BRASIL, 2004.

Prof. Dr. Carlos Eduardo Facin Lavarda   
Doutor em Contabilidade, pelo Universitat de València, ESPANHA, 2008.

Prof. Dr. Cláudio Osnei Garcia   
Doutor em Engenharia de Produção, pela Universidade Federal de Santa Catarina, BRASIL, 2005.

Prof. Dra. Máisa de Souza Ribeiro   
Doutora em Controladoria e Contabilidade, pela Universidade de São Paulo, BRASIL, 1998.

Prof. Dra. Solange Garcia dos Reis   
Doutora em Controladoria e Contabilidade, pela Universidade de São Paulo, BRASIL, 2000.

Salvador, BA - BRASIL  
Abril/2019

A  
Meu companheiro Victor por priorizar os meus planos em detrimento dos seus.  
Minha filha Sophia por aceitar minha ausência nos seus primeiros anos de vida.  
Minha mãe Sônia, meu pai Guilherme (in memoriam) e meu irmão Igor por  
sempre acreditarem que não há limite para alcançar os nossos sonhos.  
Todos que torceram por esta realização.

## AGRADECIMENTOS

Escrever os agradecimentos foi a parte mais esperada desta tese. Desde quando surgiu a ideia de fazer o doutorado até o dia hoje representa o período de minha vida em que mais exercitei a gratidão. Então, com toda a certeza não terei a capacidade de registrar neste espaço, nem mesmo de lembrar de todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste sonho.

Agradeço à Deus pela presença constante em minha vida, mostrando-me o caminho correto e escolhendo os melhores anjos da guarda que eu poderia ter. Foram eles que me ajudaram a seguir em frente, mesmo quando a vontade era de desistir; foram suas palavras que deram forças quando eu não acreditava mais em mim e foi segurando em suas mãos que consegui chegar até aqui.

Aos primeiros anjos que conheci, meus pais, sou grata pelos valores que norteiam a minha vida. À minha querida mãe Sônia, agradeço pelo exemplo de força e dedicação que tanto me inspiram, por respeitar minhas escolhas e por cuidar tão bem de todos que a cercam. Ao meu saudoso pai Guilherme, agradeço por se fazer presente mesmo não estando fisicamente entre nós. A sua leveza tem guiado minhas escolhas. Ao meu irmão Igor, que já me acompanha há muitas vidas, agradeço por estar novamente ao meu lado me escutando, me ensinando, me incentivando, me orgulhando.

Ao meu marido e companheiro Victor, serei eternamente grata por ter dividido comigo a responsabilidade de receber a nossa filha e por ter assumido os seus cuidados por tantas noites, feriados, finais de semana e férias. À minha pequena Sophia, agradeço a transformação e o sentido que deu em minha vida. A esses anjos que convivem diariamente comigo, peço perdão pela ausência nos momentos em família, pela atenção que não foi dada, por não acompanhar as histórias antes de dormir e pela ansiedade que me dominava.

À minha família, agradeço o incentivo e a força que me deram. Em especial Soraia e minha cunhada Samantha que sempre se colocaram à disposição nos cuidados de Sophia quando não podia ir para escola e até mesmo em finais de semana e noites.

Ao orientador Célio Andrade, que me aceitou como orientanda mesmo sem me conhecer, sou grata pela confiança e pela paciência durante esses anos. Obrigada por me mostrar possibilidades, por entender meus atrasos, por acreditar e por sempre contribuir com

as pesquisas de todos do Grupo.

À orientadora Sônia Gomes, que já me acompanha desde o mestrado, agradeço toda a atenção e ensinamentos transmitidos. Sem a sua ajuda eu teria me perdido no caminho. Admiro o seu trabalho, a sua dedicação e a leveza que possui ao conciliar todos os papéis que desempenha.

Aos colegas de trabalho Cláudio Osnei, Tito da Motta e Wellington Gomes por terem ampliado minha participação no mundo acadêmico, além da sala de aula. Agradeço, principalmente, por terem me convidado para participar de um projeto de P&D que culminou no mestrado e me fez ter novos sonhos. À Cláudio, também sou grata, por me acompanhar nessa evolução, sempre apresentando possibilidades e soluções simples.

Ao Grupo de Pesquisa Governança Ambiental Global e Mercado de Carbono (GAGMC), pelo acolhimento, apoio e incentivo. Apesar de estar cercada de pessoas que me apoiavam, foi no grupo que identifiquei os mesmos anseios, medos e objetivos. Com vocês não me senti sozinha na jornada. Agradeço especialmente a Flavia Menezes pela contribuição na pesquisa, traduções e palavras de apoio.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial (PEI) da Universidade Federal da Bahia, agradeço a mais uma oportunidade de crescimento. Também agradeço a todos os colaboradores dessa instituição que sempre estiveram à disposição para ajudar, especialmente Tatiana Woytysiak e Tamiles Bispo. Com disponibilidade e presteza conseguiram resolver todos os problemas administrativos que surgiram.

À Coelba, empresa que me dedico profissionalmente há mais de 17 anos, agradeço por ser uma escola de vida. Foi através dela que conheci o tema sustentabilidade, que me fez perceber a vida sob outra perspectiva, onde sou responsável por todas as minhas escolhas. Agradeço as oportunidades de aprendizado e crescimento pessoal e profissional que adquiro em cada trabalho executado, em cada área que exerço minhas atividades e principalmente, nas interações com excelentes profissionais que essa empresa possui. Também sou grata aos meus colegas de trabalho do Departamento de Planejamento e Controle que me acompanharam nesses anos de dedicação. Em especial a Mariella Braga, que possibilitou a conciliação da minha vida profissional e acadêmica e a Jaqueline Almeida, que além de me ajudar nas simulações necessárias para análises de resultados da tese, ainda me apoiava nos momentos de desespero. Não posso esquecer de todos os meus colegas que contribuíram na coleta e interpretação de dados.



Às Yomamis, 12 mulheres que me acompanham desde a gravidez nas aulas de Yoga, minha gratidão por tornarem meus conflitos menores. Um dos maiores desafios que encontrei nesse período foi conciliar a maternidade com todos os papéis que tinha proposto assumir. Essas mulheres, mães, profissionais, irmãs, filhas dividiram comigo os maiores anseios e indecisões e me ajudaram a dissipar sentimentos desnecessários nesse percurso.

À minha amiga Anne Santana que torce em cada conquista, que entende minha ausência e que está disponível sempre que preciso.

À minha nutricionista Andréa Burgos, a quem tenho um carinho especial, agradeço pelo cuidar de forma sistêmica e perceber as minhas necessidades, além das nutricionais. Obrigada pelo despertar de novas possibilidades. À minha terapeuta Ione Melo, agradeço pelo equilíbrio retomado, pelos conflitos superados e saúde mental restabelecida. À minha coach Priscila Kondo, sou grata por ajudar a organizar minha rotina, por contribuir para que eu colocasse em prática o que estava represado e por resgatar minhas metas e desejos, além do âmbito acadêmico.

À todas as pessoas que surgiram em minha vida e agregaram no meu crescimento pessoal e profissional.

Esses foram os anos mais intensos de minha vida. Vivi novos sentimentos, adquiro novos conhecimentos, mudei hábitos, ratifiquei meu propósito, resgatei sonhos antigos, me transformei em uma nova pessoa. Se eu terminasse esse período da mesma forma como o iniciei, não existiria sentido. Agora quero ir além. A tese não é a conclusão, ela é o início do capítulo que começo a escrever hoje.

Gratidão por todos os momentos e por todos os anjos que me acompanharam. Sem eles, nada seria possível. E assim concluo os meus agradecimentos com uma frase de Raul Seixas “Sonho que se sonha só, é só um sonho que se sonha só. Mas sonho que se sonha junto é realidade”.

Gratidão!!!!

“Seja a mudança que você deseja ver no mundo”

(Mahatma Gandhi)

TORRES, Rita de Cássia Souza Ribeiro. **Impactos da precificação interna do carbono em uma distribuidora de energia elétrica brasileira no resultado econômico e na tarifa de energia elétrica: estudo de caso Coelba**. 236 f. il. 2019. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

## RESUMO

O Acordo de Paris foi um passo importante rumo a transição para uma economia de baixo carbono. Entretanto, sua aplicação implica em uma mudança no modelo econômico dos países que ratificaram o acordo. A precificação do carbono é uma das estratégias mais eficientes para combater as mudanças climáticas e contribuir para a alcance das metas estabelecidas. A adoção de iniciativas de preços do carbono aumentou aproximadamente cinco vezes nos últimos quatro anos. Atualmente, 20% das emissões globais de gases de efeito estufa estão cobertas com uma taxa sobre o carbono, que varia de US\$1 a US\$ 140/ tCO<sub>2</sub>e. Já os preços de carbono adotados internamente por 517 corporações globais no processo de decisão de investimento variam entre US\$1 a US\$357 tCO<sub>2</sub>e. De acordo com o Pacto Global das Nações Unidas, os preços médios adotados não são suficientes para manter o aquecimento abaixo de 2° Celsius. A UNGC recomenda a utilização do preço do carbono de US \$ 100 / tCO<sub>2</sub>e. Considerando esse contexto e a importância do setor elétrico na descarbonização da economia, a pesquisa teve como objetivo analisar os impactos derivados da internalização das emissões de GEE de uma distribuidora de energia elétrica no resultado econômico da empresa e na tarifa de energia elétrica. Para tanto, foi realizado um estudo de caso na Companhia de Energia Elétrica do Estado da Bahia (Coelba), com a construção do inventário de GEE das suas atividades e posterior internalização das emissões estimadas a partir de simulações realizadas no modelo de planejamento econômico utilizado pela empresa. A análise teve como premissa o princípio poluidor-pagador, sob a responsabilidade do produtor e do consumidor, e a regulação do setor elétrico brasileiro, utilizando preços diferenciados para estabelecer cenários comparativos. O estudo realizado demonstra uma queda de 1% no lucro líquido para cada R\$ 2,00 no preço do carbono internalizado sob a responsabilidade da empresa e um aumento de 1% na tarifa de energia para cada R\$ 22,5 no preço do carbono internalizados sob a responsabilidade do consumidor final. Conclui-se, dessa forma, que o resultado econômico da empresa é mais sensível à internalização do carbono do que a tarifa de energia elétrica, entretanto, a depender do preço de carbono adotado, os impactos podem ser significativos para todas as partes. É importante que as empresas insiram em seu modelo de governança a análise de risco das emissões para a tomada de decisão. De forma alinhada, sugere-se que os consumidores adotem mecanismos de gerenciamento da demanda para conhecer o seu padrão de consumo e que formuladores de políticas utilizem a metodologia apresentada neste estudo como base para a revisão do atual modelo regulatório do setor elétrico, considerando as externalidades que não são incluídas.

**Palavras-chave:** Setor elétrico, precificação de carbono, emissões de GEE, inventário de GEE, Brasil.

TORRES, Rita de Cássia Souza Ribeiro. **Impacts of internal carbon pricing in a Brazilian electricity distributor on the economic result and on the electric energy tariff: a case study at Coelba**. 236 p. il. 2019. Thesis (Doctoral) – Polytechnic School, Federal University of Bahia, Salvador, 2019.

## ABSTRACT

The Paris Agreement was an important step towards the transition to a low carbon economy. However, its implementation implies a change in the economic model of the countries that have ratified the agreement. Therefore, carbon pricing is one of the most effective strategies to combat climate change and contribute to achieving the goals set. Adoption of carbon pricing initiatives, including cap-and-trade systems, carbon taxes and domestic pricing has increased approximately five-fold over the last four years. Currently, 20% of global greenhouse gas emissions are covered with a carbon tax ranging from US\$1 to US\$140/tCO<sub>2</sub>e. While carbon prices internally adopted by 517 global corporations in the investment decision-making process range from US\$1 to US\$357/tCO<sub>2</sub>e. According to the United Nations Global Compact, the average prices adopted are not high enough to keep warming below 2°C. The UNGC recommends using the carbon price of US\$100/tCO<sub>2</sub>e. Considering this context and the electricity sector importance in the economy decarbonization, this research analyzes the impacts of internalization of GHG emissions of an electric energy distributor upon its economic result as well as on its electric energy tariff. In order to pursue it, a case study was carried out at the Electric Power Company of the State of Bahia (Coelba), with the construction of the GHG inventory of its activities, and subsequent internalization of emissions estimated from simulations carried out in the economic planning model utilized by the company. The analysis was based on the polluter-pays principle, under the responsibility of the producer and the consumer, as well as the regulation of the Brazilian electricity sector, adopting differentiated prices to establish comparative scenarios. The results show a decrease of 1% in net income for every R\$ 2 in the carbon price internalized under the responsibility of the company and an increase of 1% in the energy tariff in net income for every R\$ 22,5 in the carbon price internalized under the responsibility of the end consumer. Therefore, it is concluded that the economic result of the company is more sensitive to carbon internalization than the electricity tariff. However, depending on the carbon price adopted, the impacts can be significant on both. It is important that companies insert emissions risk analysis for decision-making in their governance model. In an aligned way, it is suggested that consumers adopt demand management mechanisms in order to know their consumption pattern and that policy makers use the methodology presented in this study as a basis for the revision of the current regulatory model of the electric sector, taking into account the externalities that are not currently included.

**Keywords:** Electricity sector, carbon pricing, GHG emissions, GHG inventory, Brazil.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fases da Pesquisa .....	30
Figura 2 - Estrutura institucional setor elétrico brasileiro .....	38
Figura 3 - Participação renováveis (%) - Matriz energética 2017 .....	40
Figura 4 - Dashboard matriz elétrica 2017 .....	41
Figura 5 – Evolução das emissões de GEE por setor (1990 x 2017) – Matriz energética .....	43
Figura 6 - Emissões GtCO <sub>2</sub> e – Setor energia brasileiro (1990 – 2017) .....	44
Figura 7 - Evolução das emissões de GEE por setor (1990 x 2017) – Matriz elétrica.....	44
Figura 8 - Distribuidoras de energia elétrica selecionadas .....	49
Figura 9 - Média consumidores x consumo médio por região .....	55
Figura 10 - Consumidores x consumo médio por grupo empresarial.....	56
Figura 11 – Dashboard origem do capital das distribuidoras analisadas.....	56
Figura 12 - País de origem do principal acionista .....	57
Figura 13 - Ranking das distribuidoras .....	58
Figura 14 – Dashboard perfil das distribuidoras com maior quantidade de iniciativas .....	59
Figura 15 - Etapas para aplicação do <i>GHG Protocol</i> .....	64
Figura 16 - Inventário distribuidoras de energia elétrica.....	67
Figura 17 - Fator de emissão SIN X Participação combustíveis fósseis na matriz elétrica .....	68
Figura 18 - Visão geral dos escopos e emissões do <i>GHG Protocol</i> em toda a cadeia de valor.....	72
Figura 19 - Cálculo combustão estacionária .....	75
Figura 20 - Matriz de combustão móvel.....	76
Figura 21 - Cálculo emissões fugitivas SF <sub>6</sub> e NF <sub>3</sub> .....	77
Figura 22 - Cálculo emissões fugitivas CO <sub>2</sub> .....	78
Figura 23- Cálculo emissões agrícolas e mudança uso de solo.....	79
Figura 24 - Cálculo emissões compra de energia elétrica .....	82
Figura 25 - Matriz bens e serviços comprados .....	84
Figura 26 - Cálculo emissões bens e serviços comprados.....	84

Figura 27 - Matriz de transporte e distribuição <i>upstream</i> .....	90
Figura 28 – Fluxo de transporte e distribuição da compra de materiais da Coelba.....	91
Figura 29 - Cálculo emissões transporte e distribuição à <i>upstream</i> .....	92
Figura 30 - Matriz resíduos gerados nas operações.....	98
Figura 31 - Cálculo emissões resíduos sólidos.....	99
Figura 32 - Matriz viagens à negócios .....	102
Figura 33 - Transportes para viagens de negócios .....	103
Figura 34 - Cálculo emissões viagens realizadas através de carro.....	104
Figura 35 - Cálculo emissões viagens realizadas através de avião.....	105
Figura 36 – Matriz deslocamento de funcionários .....	107
Figura 37 – Critérios para definição de deslocamento entre casa e trabalho .....	107
Figura 38 - Bens arrendados pela Coelba (fontes de emissão x classificação inventário) .....	111
Figura 39 - Matriz de bens arrendados .....	112
Figura 40 - Contabilização de emissões de transporte e distribuição de produtos vendidos..	113
Figura 41 - Matriz processamento de produtos vendidos.....	114
Figura 42- Serviços de atendimento contratados pela Coelba (fontes de emissão x classificação inventário) .....	118
Figura 43 - Dashboard combustão móvel.....	121
Figura 44 - Dashboard emissões fugitivas.....	122
Figura 45 - Dashboard emissões indiretas de energia .....	124
Figura 46 - Dashboard emissões bens e serviços comprados.....	126
Figura 47 - Dashboard emissões bens de capital.....	127
Figura 48 – Dashboard distribuição de energia.....	128
Figura 49 – Dashboard transporte e distribuição <i>upstream</i> .....	129
Figura 50 - Dashboard resíduos gerados nas operações .....	130
Figura 51 – Dashboard emissões viagens a negócios.....	131
Figura 52 – Dashboard emissões deslocamento funcionários .....	132
Figura 53 - Dashboard emissões bens arrendados (organização como arrendadora).....	134
Figura 54 – Emissões da Coelba nos escopos 1 e 2 (%) em 2017.....	136
Figura 55 – Detalhamento das emissões da Coelba no escopo 2 (%) em 2017 .....	136
Figura 56 – Emissões da Coelba por escopo (%) em 2017 .....	137
Figura 57 - Emissões de GEE (tCO <sub>2</sub> e) da Coelba em 2017: principais fontes.....	137
Figura 58 –Emissões de GEE da Coelba (%) em 2017 – Perspectiva ACV .....	138
Figura 59 - Quantidade de categorias relatadas.....	141

Figura 60 – Representação (%) dos escopos no inventário das distribuidoras.....	142
Figura 61 - Modelo de Planejamento Empresarial – Coelba.....	180
Figura 62 - Variação lucro líquido x tarifa de energia .....	191
Figura 63 - Mapa de atuação Iberdrola.....	223
Figura 64 - Mapa de atuação Neoenergia.....	224
Figura 65 - Estrutura societária Neoenergia.....	225
Figura 66 - Estrutura Societária CEB .....	227
Figura 67 – Estrutura societária CPFL .....	228
Figura 68 - Estrutura societária Celesc.....	229
Figura 69 - Estrutura societária Cemig.....	230
Figura 70 - Estrutura societária Copel.....	231
Figura 71 - Estrutura societária EDP.....	232
Figura 72 - Estrutura societária Eletrobrás .....	233
Figura 73 - Estrutura societária Enel .....	234
Figura 74 - Estrutura societária Energisa .....	235
Figura 75 - Estrutura societária Equatorial.....	236

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Preço de venda (R\$/MWh).....	42
Tabela 2 - Fornecedores nacionais de outros estados: Distância até almoxarifado Coelba .....	94
Tabela 3 – Fornecedores internacionais: Distância até porto de Salvador .....	95
Tabela 4 - Distância entre as cidades com maiores obras em 2014 até almoxarifado de Feira de Santana.....	96
Tabela 5 - Trecho GOVER x Ferramenta GHG .....	105
Tabela 6 - Total de trechos viagens aéreas .....	105
Tabela 7 - Distância percorrida trajeto casa – trabalho .....	109
Tabela 8 - Relação de imóveis alugados pela Coelba - arrendatária (tipo x m <sup>2</sup> ).....	111
Tabela 9 - Veículos alugados (Qt x peso).....	113
Tabela 10 - Receita pela venda de equipamentos elétricos e veículos .....	116
Tabela 11 - Relação de imóveis alugados pela Coelba - arrendadora (tipo x localidade x m <sup>2</sup> ) .....	117
Tabela 12 - Emissões por combustão estacionária (2014 – 2017) .....	120
Tabela 13 - Emissões por combustão móvel (2014 – 2017).....	120
Tabela 14 - Emissões fugitivas (2014 – 2017) .....	122
Tabela 15 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo (2014 – 2017).....	123
Tabela 16 - Emissões indiretas de energia (2014 – 2017).....	123
Tabela 17 - Emissões bens e serviços comprados (2014 - 2017) .....	125
Tabela 18 - Emissões bens e serviços comprados (2014) .....	125
Tabela 19 - Emissões bens de capital (2014) .....	126
Tabela 20 - Emissões por energia comprada e distribuída (2014 – 2017) .....	127
Tabela 21 - Emissões por transporte e distribuição à <i>upstream</i> - 2014.....	128
Tabela 22 - Emissões por resíduos gerados nas operações (2014 – 2017).....	129
Tabela 23 - Emissões de viagens a negócios realizada por avião (2014).....	130



Tabela 24 - Emissões de viagens a negócios realizada por táxi (2014) .....	131
Tabela 25 - Emissões por deslocamento de funcionários (2014) .....	132
Tabela 26 - Emissões bens arrendados (veículos) - organização como arrendatária .....	133
Tabela 27 - Emissões tratamento fim de vida dos produtos vendidos.....	133
Tabela 28 - Emissões bens arrendados (imóveis) - organização como arrendadora.....	133
Tabela 29 – Indicadores de distribuidoras de energia elétrica brasileiras .....	142
Tabela 30 – Índices comparativos das emissões de GEE das distribuidoras brasileiras .....	143
Tabela 31- Indicadores de distribuidoras de energia elétrica internacionais.....	145
Tabela 32 - Índices comparativos das emissões de GEE das distribuidoras internacionais...	146
Tabela 33 - Relação de grupos empresariais analisados.....	159
Tabela 34 – Resumo estudo 1 .....	202
Tabela 35 – Resumo estudo 2.....	203
Tabela 366 – Resumo estudo 3.....	203
Tabela 377 – Resumo estudo 4.....	204
Tabela 38 - Estrutura Societária do Grupo Iberdrola .....	222
Tabela 39 - Números da Iberdrola .....	222
Tabela 40 - Números da Coelba .....	225

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Distribuidoras de energia elétrica brasileiras x iniciativas de enfrentamento das mudanças climáticas .....	53
Quadro 2 - Sumário das abordagens dos limites organizacionais .....	65
Quadro 3 – Fontes de emissão distribuidora energia elétrica .....	72
Quadro 4 - Biomassas da Bahia x zonas ecológicas.....	80
Quadro 5 - Variantes da Equação 01 .....	80
Quadro 6 – Métodos de cálculo bens e serviços comprados .....	83
Quadro 7 - Bens de consumo x fatores de emissão .....	85
Quadro 8 - Serviços x fatores de emissão.....	87
Quadro 9 - Bens de capital x fatores de emissão .....	88
Quadro 10 - Método de cálculo transporte e distribuição <i>upstream</i> .....	90
Quadro 11 – Classificação de transporte de carga.....	92
Quadro 12 - Classificação de veículo com base em agrupamento .....	93
Quadro 13 - Exemplo de cálculo de emissões de transporte por caminhão .....	95
Quadro 14 - Método de cálculo resíduos gerados nas operações .....	97
Quadro 15 - Contabilização das emissões provenientes da reciclagem em diferentes categorias de escopo 3 .....	100
Quadro 16 - Método de cálculo viagens a negócios.....	101
Quadro 17 - Soma das distâncias por classificação .....	106
Quadro 18 - Método de cálculo deslocamento de funcionários .....	106
Quadro 19 - Distância percorrida próprios x terceiros por tipo de transporte.....	110
Quadro 20 - Método de cálculo bens arrendados .....	112
Quadro 21 - Método de cálculo processamento de produtos vendidos .....	114
Quadro 22 - Emissões pelo uso de produtos vendidos .....	115
Quadro 23 - Métodos de cálculo para emissões diretas da fase de uso .....	115

Quadro 24 - Emissões totais (tCO <sub>2</sub> e) da Coelba (2014 - 2017).....	135
Quadro 25 –Emissões totais (tCO <sub>2</sub> e) de distribuidoras de energia elétrica brasileiras – 2017 .....	139
Quadro 26 - Emissões totais (tCO <sub>2</sub> e) de distribuidoras de energia elétrica internacionais – 2014.....	144
Quadro 27 - Ações estratégicas para mitigação das emissões - Iberdrola.....	159
Quadro 28 - Ações estratégicas mitigação das emissões – Iberdrola x grupos empresariais de energia elétrica brasileiras .....	161
Quadro 29 - Evolução do tema precificação carbono no Brasil .....	173
Quadro 30 - Classificação das fontes de emissão x premissas .....	183
Quadro 31 - Preços de carbono 2018.....	185
Quadro 32 - Emissões (tCO <sub>2</sub> e) x preços de carbono (R\$) .....	185
Quadro 33 - Impactos da internalização das emissões no Lucro Líquido – Todos os cenários .....	186
Quadro 34 - Impactos da internalização das emissões na Tarifa de Energia Elétrica – Todos os cenários.....	189
Quadro 35 - Impactos das internalizações.....	193
Quadro 36 – Análise do índice (% / R\$ carbono) na premissa 1.....	194
Quadro 37 - Impactos da internalização parcial das emissões .....	195

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AME	Amazonas Distribuidora De Energia S.A
AMPLA	Ampla Energia E Serviços S.A
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDP	<i>Carbon Disclosure Project</i>
CEAL	Companhia Energética De Alagoas
CEB-DIS	Ceb Distribuição S.A
CEBDS	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável
CEEE-D	Companhia Estadual De Dist. De Energia Elétrica
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A.
CELG-D	Celg Distribuição S.A.
CELPA	Centrais Elétricas Do Pará S.A.
CELPE	Companhia Energética De Pernambuco
CEMAR	Companhia Energética Do Maranhão
CEMIG-D	Cemig Distribuição S.A
CEPISA	Companhia Energética Do Piauí
CERON	Centrais Elétricas De Rondônia S.A.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia De Eletricidade Do Estado Da Bahia
Coelba	Companhia De Eletricidade Do Estado Da Bahia
COELCE	Companhia Energetica Do Ceara
COP	Conferências das partes

COPEL-DIS	Copel Distribuição S.A
COSERN	Companhia Energética Do Rio Grande Do Norte
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga De Força E Luz
CPFL-PAULISTA	Companhia Paulista De Força E Luz
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
EDP ES	Espírito Santo Distribuição De Energia S/A.
EDP SP	São Paulo Distribuição De Energia S/A.
ELEKTRO	Elektro Eletricidade E Serviços S.A.
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade De Sp
EMS	Energisa Mato Grosso Do Sul
EMT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora De Energia S.A.
EPB	Distribuidora De Energia Paraiba
EPC	Empresas pelo Clima
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora De Energia S.A.
ETO	Energisa Tocantins - Distribuidora De Energia S.A.
FE	Fatores De Emissão
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GEE	Gases de efeito de estufa
GVces	Centro de Estudos em Sustentabilidade da FGV EAESP
IEC	Iniciativa Empresarial em Clima
iNDC	Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
LIGHT	Light Serviços De Eletricidade S.A.
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NDC	Contribuições Nacionalmente Determinadas
ONGs	Organizações Não Governamentais
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PBGHGP	Programa Brasileiro <i>GHG Protocol</i>
PNMC	Política Nacional sobre Mudanças Climáticas
Previ	Caixa Previdenciária dos Funcionários do Banco do Brasil
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RGE SUL	Rge Sul Distribuidora De Energia S.A.

ROL	Receita operacional líquida
SIN	Sistema Interligado Nacional
T&D	Transmissão e distribuição
UF	Unidade funcional
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WBCSD	<i>World Business Council for Sustainable Development</i>
WRI	<i>World Resources Institute</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>25</b>
1.1	DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA DE PESQUISA .....	29
1.2	OBJETIVOS DA PESQUISA.....	29
1.3	JUSTIFICATIVA .....	30
1.4	ESTRUTURA DA TESE.....	33
<b>2</b>	<b>INICIATIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA ENFRENTAR AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....</b>	<b>35</b>
2.1	INTRODUÇÃO .....	35
2.2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	37
<b>2.2.1</b>	<b>Matriz energética e matriz elétrica brasileira.....</b>	<b>39</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Emissões do setor elétrico .....</b>	<b>43</b>
2.3	INICIATIVAS DE ENFRENTAMENTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS .....	44
2.4	METODOLOGIA.....	48
<b>2.4.1</b>	<b>Seleção das distribuidoras de energia elétrica .....</b>	<b>48</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Seleção das iniciativas de enfrentamento de mudanças climáticas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.....</b>	<b>50</b>
2.5	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	52
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	59
<b>3</b>	<b>CONSTRUÇÃO DE INVENTÁRIO DE GÁS EFEITO ESTUFA PARA A COELBA E COMPARAÇÃO COM OUTRAS DISTRIBUIDORAS .....</b>	<b>61</b>
3.1	INTRODUÇÃO.....	61

3.2	INVENTÁRIO DE GEE.....	63
<b>3.2.1</b>	<b>Elaboração de Inventario de GEE a partir do <i>GHG Protocol</i>.....</b>	<b>63</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Fatores de emissão .....</b>	<b>67</b>
3.3	METODOLOGIA.....	68
<b>3.3.1</b>	<b>Inventário GEE da Coelba.....</b>	<b>71</b>
3.3.1.1	Escopo 1 .....	73
3.3.1.2	Escopo 2 .....	81
3.3.1.3	Escopo 3 .....	82
3.4	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	119
<b>3.4.1</b>	<b>Escopo 1 .....</b>	<b>120</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Escopo 2 .....</b>	<b>123</b>
<b>3.4.3</b>	<b>Escopo 3 .....</b>	<b>124</b>
<b>3.4.4</b>	<b>Emissões Totais .....</b>	<b>134</b>
<b>3.4.5</b>	<b>Análise comparativa entre inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica brasileiras.....</b>	<b>138</b>
<b>3.4.6</b>	<b>Análise comparativa entre inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica internacionais .....</b>	<b>144</b>
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	146
<b>4</b>	<b>AÇÕES ESTRATÉGICAS DE MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO SETOR ELÉTRICO: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS .....</b>	<b>149</b>
4.1	INTRODUÇÃO .....	149
4.2	TEORIA INSTITUCIONAL X EMPREENDEDORISMO INSTITUCIONAL .....	150
4.3	AÇÕES ESTRATÉGICAS EMPRESARIAIS DE MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS ...	155
4.4	METODOLOGIA.....	158
4.5	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	159
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	164



<b>5</b>	<b>IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NA COELBA .....</b>	<b>166</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	166
5.2	PRECIFICAÇÃO DE CARBONO.....	169
5.3	MODELO E REGULAMENTAÇÃO TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	177
5.4	METODOLOGIA.....	179
<b>5.4.1</b>	<b>Especificação do modelo econômico-financeiro .....</b>	<b>180</b>
<b>5.4.2</b>	<b>Classificação das fontes de emissão.....</b>	<b>181</b>
<b>5.4.3</b>	<b>Seleção de Preços de Carbono .....</b>	<b>184</b>
5.5	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	186
5.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	196
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>200</b>
6.1	INICIATIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA ENFRENTAR AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....	202
6.2	CONSTRUÇÃO DE INVENTÁRIO DE GÁS EFEITO ESTUFA PARA A COELBA E COMPARAÇÃO COM OUTRAS DISTRIBUIDORAS .....	203
6.3	AÇÕES ESTRATÉGICAS DE MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO SETOR ELÉTRICO: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS .....	203
6.4	IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NA COELBA .....	204
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>207</b>
<b>8</b>	<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>222</b>

## 1 INTRODUÇÃO

É consenso na comunidade internacional que um dos maiores desafios para o progresso socioeconômico no longo prazo decorrerá do efeito estufa (EPE, 2015).

O aquecimento da Terra vem provocando diversos efeitos ambientais como o derretimento das calotas polares, e o conseqüente aumento do nível dos oceanos, alterações na salinidade do mar, mudanças nas dinâmicas dos ventos e chuvas, intensificação de ciclones tropicais, exacerbação de secas e enchentes, redução da biodiversidade terrestre, aumento da desertificação. Além disto, há grande preocupação com os efeitos sociais causados pelo impacto na agricultura, decorrente das perdas de produção de alimentos ocasionadas pela alta temperatura. Entre estas implicações encontram-se maior risco de fome, inanição, doenças e insegurança alimentar. Há de se considerar, ainda, a possibilidade de deslocamento de populações residentes em áreas baixas e costeiras (ANDRADE; COSTA, 2008).

O *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2014) também demonstra que as alterações do clima provocadas pelo aquecimento já estão causando impactos significativos para a vida das pessoas e o ambiente natural tais como perda de produtividade agrícola, aceleração da extinção e deslocamento de espécies, ampliação de danos à infraestrutura e economia por extremos de chuva e seca, e afirma que a forma mais efetiva de reduzir os riscos é a redução das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) que também são impactadas pelas emissões históricas acumuladas. Caso as emissões de GEE continuem crescendo às atuais taxas ao longo dos próximos anos, a temperatura média do planeta poderá aumentar até 4,8°C neste século.

Entre os resultados publicados pelo IPCC (2014), está a constatação de que houve um acréscimo de 30% na concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera desde a Revolução Industrial até hoje, e que a média de temperatura do planeta já aumentou entre 0,3 e 0,6 °C no século XX.

A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC), que aconteceu em 1992, é considerada até os dias atuais como um dos acordos mais relevantes da atualidade na busca pela redução dos gases de efeito estufa na atmosfera. Neste evento, também foi estabelecido um grupo de acompanhamento anual das ações relacionadas ao tema: a Conferência das Partes (COP).

Desde então, reuniões subsequentes a esse primeiro encontro foram realizadas, sendo

que no terceiro deles, o Protocolo de Kyoto foi criado para servir de base para os debates que perduram até os dias de hoje. Esse tratado determinou metas para os países desenvolvidos e economias em transição (denominados Anexo I da CQNUMC), a fim de reduzirem as emissões de gases do efeito estufa (GODOY, 2013).

O Protocolo de Kyoto é um Tratado Internacional fechado entre os países para reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa e conseqüentemente do aquecimento global. Uma das principais diretrizes foi a redução das emissões de gás carbônico em 5,2% pelos países desenvolvidos até 2012, considerando os níveis de emissões de 1990. Com a conclusão do período estipulado e sem alcançar os patamares desejados, em 2012 foi acordado o segundo período de compromisso de Kyoto, de janeiro de 2013 a dezembro 2020, incluindo novos compromissos para as Partes do Anexo I, que se comprometeram em reduzir as emissões de GEE em pelo menos 18% abaixo dos níveis de 1990 (ESTRELA, 2011).

Segundo relatório da UNFCCC (2018) sobre o progresso do Protocolo de Kyoto, muitas partes reconheceram a necessidade de tomar mais medidas para às mudanças climáticas. Além disso, o documento relata que quase metade das comunicações incluiu chamadas para intensificar a ação no período anterior a 2020 para cumprimento da meta estabelecida.

De acordo com estudos realizados por Maamoun (2019), apesar das diversas críticas relacionadas à eficácia do Protocolo de Kyoto, os resultados demonstram que os países industrializados que ratificaram o protocolo tiveram pelo menos uma redução aproximada de 6 a 7% em suas emissões em comparação com as emissões esperadas se tivessem prosseguido sem as metas estipuladas. Para a autora, o Protocolo de Kyoto representa um primeiro passo bem-sucedido, pois impediu a ocorrência de um pior nível de emissões.

Apesar de não ser obrigado a reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa por não compor o Anexo I do protocolo de Kyoto, o Brasil apresentou na COP15, em Copenhague, um compromisso nacional voluntário de reduzir suas emissões de GEE entre 36,1% e 38,9% tendo como ano base 2005 frente a uma projeção para 2020, estimada em 3,236 Gt CO<sub>2</sub>e (BRASIL, 2009).

O Brasil instituiu a Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (PNMC), definida pela Lei nº 12.187/2009, ratificando o compromisso nacional voluntário de adoção de ações de mitigação. Também foi instituído o Decreto nº 7.390/2010 que prevê a elaboração de Planos Setoriais com a inclusão de ações, indicadores e metas específicas de redução de

emissões e mecanismos para a verificação do seu cumprimento. Além da elaboração de Planos Setoriais em áreas como agricultura, combate ao desmatamento, indústria, energia, transportes e mineração, foram incluídas ações, indicadores e metas específicas de redução de emissões e mecanismos para a verificação do seu cumprimento. O Brasil pretende zerar o desmatamento na Amazônia Legal e restaurar 12 milhões de hectares de florestas até 2030.

Na 21ª Conferência das Partes (COP21) da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), em Paris, que aconteceu em 2015, foi adotado um novo acordo com o objetivo central de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e de reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças (UNFCCC, 2016).

O Acordo de Paris foi aprovado pelos 196 países Parte da UNFCCC para reduzir emissões de gases de efeito estufa no contexto do desenvolvimento sustentável. O compromisso ocorre no sentido de manter o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais e de envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

Para o alcance do objetivo final do Acordo, os governos se envolveram na construção de seus próprios compromissos, a partir das chamadas Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (iNDC, na sigla em inglês). Por meio das iNDCs, cada nação apresentou sua contribuição de redução de emissões dos gases de efeito estufa, seguindo o que cada governo considera viável a partir do cenário social e econômico local (MMA, 2017). Até os dias de hoje, 172 partes já submeteram suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC, na sigla em inglês). A submissão é considerada a formalização do compromisso, por isso, nesse caso, não se usa a palavra pretendida (UNFCCC, 2018).

A partir de 2023 e, em seguida, a cada cinco anos, os governos avaliarão a implementação do Acordo para verificar o progresso coletivo no sentido de alcançar o objetivo do Acordo e suas metas de longo prazo (UNFCCC, 2018). Nieto, Carpintero e Miguel (2018) alertam que uma das dificuldades para o cumprimento das iNDCs é a natureza voluntária de seu compromisso e a inexistência de qualquer sistema de controle, monitoramento e penalização. Além disso, a baixa qualidade e a escassa clareza das informações fornecidas sobre esses compromissos individuais contribuem para o agravamento das dificuldades de qualquer tipo de acompanhamento.

A saída dos Estados Unidos do Acordo de Paris em 2017 não altera fundamentalmente

as emissões do país, que dificilmente aumentarão mesmo na ausência de novas políticas federais sobre o clima. No entanto, a não participação dos Estados Unidos no aumento do financiamento climático pode levantar altas barreiras para a cooperação climática global no futuro (URPELAINEN; VAN DE GRAAF, 2017).

O Brasil ratificou o compromisso e assumiu a redução das emissões de GEE em 43%, até 2030 e o alcance de 45% de fontes renováveis em sua matriz energética. Nesse mesmo ano, o Brasil e os EUA comprometeram-se a ampliar a colaboração entre os países bilateralmente e no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, mediante o trabalho conjunto dos dois países para enfrentar os desafios da mudança do clima.

Em 2017, o Brasil emitiu 2,071 bilhões de toneladas brutas de gás carbônico equivalente (tCO<sub>2</sub>e), gerando uma redução de 2,3% em relação a 2016. Em contrapartida, as emissões mundiais aumentaram 2,7%, alcançando 37 bilhões de tCO<sub>2</sub>e. Neste cenário, o Brasil saiu da lista dos dez maiores poluidores do planeta (SEEG, 2018) e está bem abaixo da meta estipulada para o Protocolo de Kyoto.

Dentre a segmentação utilizada no inventário nacional, o setor de energia foi o que apresentou a maior taxa de crescimento no período entre 1990 e 2017. Esse setor é dividido em transportes, indústria, geração de eletricidade, residencial, entre outros menos representativos. Destaca-se a geração de eletricidade como o segmento que mais aumentou no mesmo período (BEN, 2017).

Após a adoção do acordo de Paris a precificação de carbono<sup>1</sup> tem ganhado impulso e possui grande perspectiva de expansão nos países com o objetivo de conduzir as nações para uma economia de baixo carbono (CDP; CEBDS, 2016; NARASSIMHAN et al., 2017).

A precificação de carbono está baseada no princípio do poluidor-pagador a partir da internalização de um custo gerado pela externalidade negativa (emissões de GEE). Alguns estudiosos defendem o compartilhamento da responsabilidade da internalização das emissões entre a empresa e os consumidores finais (MISHAN, 1971; RAHMAN; EDWARDS, 2004; RANDAL, 1972).

---

<sup>1</sup> Apesar do conceito de precificação estar relacionado com a valoração dos custos do produto ou serviço para a definição do preço de venda, nesta tese será adotado o termo precificação de carbono com referência ao reconhecimento dos custos relacionado aos impactos gerados pelas emissões de GEE. Esse é o conceito mais utilizado nos estudos correlacionados ao tema.

Nesse sentido, alguns estudos já apontam a disposição dos consumidores em pagar mais pela energia elétrica em decorrência da adoção de políticas para mitigar as mudanças climática (ADAMAN et al., 2011; ARAVENA; HUTCHINSON; LONGO, 2012; BERGMANN; HANLEY; WRIGHT, 2006; CHENG et al., 2017).

Diante de todo o cenário exposto, as distribuidoras de energia elétrica necessitam incluir em seu processo de gestão variáveis correlacionadas à internalização das emissões de GEE. Além de conhecer as fontes de emissões correlacionadas às suas atividades, é necessário identificar ações que possa adotar para mitigar/compensar suas emissões de GEE e analisar os possíveis impactos nos seus resultados e também para os seus consumidores.

### 1.1 DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA DE PESQUISA

Considerando esse contexto, essa tese tem como problema de pesquisa, a seguinte questão: Quais os impactos derivados da internalização das emissões de GEE de uma distribuidora de energia elétrica no resultado econômico da empresa e na tarifa de energia elétrica?

### 1.2 OBJETIVOS DA PESQUISA

Diante do problema de pesquisa explicitado acima, essa tese tem como objetivo geral analisar os impactos derivados da internalização das emissões de GEE de uma distribuidora de energia elétrica no resultado econômico da empresa e na tarifa de energia elétrica. Para dar conta de atingir a esse objetivo, foram estabelecidos objetivos específicos citados abaixo, que neste trabalho representam 4 etapas.

1. Identificar as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para enfrentar as mudanças climáticas;
2. Elaborar inventário de GEE para uma distribuidora de energia elétrica e comparar com inventários de GEE das distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais;
3. Mapear e comparar ações de mitigação adotadas por distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais;

4. Avaliar os impactos da precificação interna do carbono em uma distribuidora de energia elétrica brasileira no resultado econômico da empresa e na tarifa de energia elétrica do consumidor.

A primeira etapa foi a identificação de iniciativas capitaneadas por entidades engajadas em criar mecanismos que estimulem as empresas a adotar ações de enfrentamento as mudanças climáticas. A participação nessas iniciativas demonstra engajamento das empresas, além de impulsionar discussões internas sobre o tema emissões de GEE. A segunda etapa constituiu-se na identificação das fontes de emissões e elaboração do inventário de GEE. Com essas informações a empresa possui um diagnóstico que permite adotar ações de mitigação das suas emissões e/ou ações de compensação. Com a finalidade de identificar os impactos da internalização das emissões de GEE, a quarta etapa fez uma análise econômico-financeira utilizando-se do conceito de precificação interna do carbono.

A Figura 1 representa graficamente as fases que compõem esta pesquisa:

Figura 1 – Fases da Pesquisa



Fonte: Elaboração própria

### 1.3 JUSTIFICATIVA

De acordo com Kotler e Armstrong (2000), existe uma exigência cada vez maior para que as empresas se responsabilizem pelo impacto social e ambiental de suas atividades. Dentre as diversas interações entre desenvolvimento e meio ambiente, a mudança do clima e o

consumo de energia são questões mais desafiadoras da atualidade, tanto para a ciência quanto para a política (MENDES, 2012). Este trabalho contribui nesse sentido, pois dá subsídio para que as empresas identifiquem os seus reais impactos e adotem medidas para mitigá-las, a partir da experiência de outras empresas.

Diante de um cenário em que as nações também precisam tomar medidas para redução das emissões de GEE, Martinov-Bennie e Hoffman (2011) consideram a precificação do carbono, seja através de um sistema de comércio de emissões ou de um imposto sobre o carbono, como um passo fundamental para a redução dos níveis de emissão de gases com efeito de estufa nacionais e aumento da responsabilização de negócios.

Podem ser citados os casos da Noruega, que utilizou em 1990, como principal ferramenta para a mitigação dos gases de efeito estufa, uma taxa de carbono sobre a indústria de produção de petróleo (SUMNER; BIRD; DOBOS, 2009); a Austrália que impôs em 2012 um imposto de carbono pago por tonelada sobre indústrias com excessivas emissões de gases de efeito estufa (DCCEE, 2011), dentre diversas iniciativas em países como China, México e Chile.

O *Carbon Disclosure Program* (CDP, 2016) alerta que com um número maior de países taxando gases de efeito estufa, é provável que no futuro alguns imponham barreiras à importação de produtos com alta pegada de carbono. Não adotar uma taxa, num cenário assim, poderia prejudicar até a balança comercial do país. Os resultados dessa pesquisa também podem contribuir para atendimento dessa demanda, pois demonstra o processo de internalização das emissões geradas a partir de um preço voluntário, com o intuito de que as empresas possam se antecipar a regulamentações futuras de taxa de carbono.

O CDP publicou em 2013 um relatório sobre as empresas norte-americanas do índice S&P 500 que demonstrava que empresas de setores com altas emissões de GEE já consideram um preço significativo de carbono no seu processo de decisão de investimento, antecipando-se a uma política preferencial para orientar a transição para uma economia de baixo carbono que pode ser adotada pelos governos (CDP, 2015).

O Banco Mundial convidou países, cidades, empresas e investidores a assinarem uma declaração em apoio à ampla adoção da precificação de carbono na Cúpula de Clima das Nações Unidas em Nova Iorque que aconteceu em 2014. Mais de 1000 empresas e investidores assinaram essa declaração (CDP, 2015).

Com o compromisso voluntário assumido pelo país em reduzir as suas emissões de



GEE e elaboração de planos setoriais, é importante que os estados e empresas se antecipem. Os estados São Paulo e Rio de Janeiro, por exemplo, exigem a apresentação de inventários de GEE como um requisito para processos de licenciamento ambiental.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio de instrumentos regulatórios, tem incentivado cada vez que as empresas do setor elétrico adotem medidas sustentáveis. Um dos instrumentos é a aplicação anual obrigatória da receita operacional líquida (ROL) das empresas em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e em projetos de Eficiência Energética (ANEEL, 2016a).

Outro ponto que pode influenciar as futuras decisões do setor elétrico está relacionado à matriz energética altamente concentrada em fonte hidrelétrica, aumentando a sensibilidade às eventuais mudanças nas ocorrências de chuvas e secas. A principal dificuldade no uso desse recurso provém da variabilidade das afluições às usinas, podendo provocar variações na produção de energia (EPE, 2014).

Há uma perspectiva que o setor de energia seja o mais importante em termos das emissões de GEE. As emissões relacionadas às atividades desse setor têm aumentado nos últimos anos devido às condições hidrológicas desfavoráveis (EPE, 2014).

Assim, visando contribuir na gestão das emissões do setor de distribuição de energia elétrica, este trabalho propõe a realização do inventário de emissões de GEE das atividades da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, identificação de ações de mitigação e posterior internalização a partir da adoção de um preço interno do carbono.

Ainda que a literatura já traga muitos estudos sobre inventário de GEE, não foram identificadas contribuições relacionadas ao setor elétrico. Já o tema precificação de carbono, é abordado em artigos internacionais, entretanto, é um tema bastante recente e foco de discussões atuais em empresas e no Governo brasileiro.

Adicionalmente, esta tese demonstra o passo a passo da construção de um inventário evidenciando informações necessárias para o cálculo e dificuldades existentes em uma empresa no levantamento dessas informações, além do detalhamento da internalização das emissões a partir de um modelo de planejamento empresarial.

A realização de um trabalho acadêmico que considera o dia a dia de uma empresa contribui nas evidenciações que serão demonstradas no decorrer desse trabalho. Ressalta-se que essa experiência só foi possível, pois a pesquisadora faz parte do quadro de colaboradores da Coelba e tem acesso ao sistema de gestão integrado e às áreas que controlam informações

fundamentais para a o cálculo das emissões e internalização das mesmas.

Ressalta-se, também, que devido a representatividade da Coelba no segmento de distribuição de energia elétrica, terceira maior distribuidora de energia elétrica do país em número de clientes e a sexta em volume de energia fornecida, ocupando a primeira posição entre as concessionárias do Norte – Nordeste, este trabalho representa um ótimo *benchmarking* para as demais empresas do setor relacionados aos objetivos propostos. Além disso, de forma imediata, pode ser replicado para as demais empresas do Grupo Neoenergia, que possui mais três distribuidoras de energia (Celpe, Cosern e Elektro), além da Coelba.

Outro ponto a ser considerado é a participação que a Coelba possui do grupo espanhol Iberdrola. A Iberdrola (ver Apêndice A) é uma referência mundial no setor elétrico no enfrentamento das mudanças climática, possui uma meta de uma redução de 50% das emissões em 2030 e deseja ser classificada como carbono neutro em 2050 (IBERDROLA, 2017). Com este cenário, este trabalho também pode ser utilizado como *benchmarking* internacional, visto que não foram identificados estudos com a abrangência teórico x prática evidenciada aqui.

Adicionalmente, esta pesquisa ocupa duas lacunas existentes:

- Ausência de estudo detalhado no Brasil sobre as fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica e os respectivos cálculos de estimativa de emissões;
- Ausência de estudo no Brasil sobre impacto da internalização das emissões de GEE tanto para empresa quanto para consumidor final.

A pesquisa limita o seu campo de investigação ao setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, apesar de trazer algumas informações de empresas internacionais. Entretanto, é possível utilizar o mesmo estudo em empresas que pertencem a qualquer outro segmento de mercado.

#### 1.4 ESTRUTURA DA TESE

Desdobra-se a estrutura dessa tese em seis capítulos. Após a apresentação dessa Introdução que aborda a contextualização do tema, problema de pesquisa, objetivos e justificativas, são apresentados capítulos em formato de artigos, que em uma versão mais resumida foram apresentados em congresso ou submetidos e publicados em periódicos. Estes

trabalhos foram construídos no decorrer do período do doutorado e suas versões iniciais foram atualizadas para compor a tese apresentada.

O capítulo 2 faz um panorama do setor elétrico brasileiro e as emissões de GEE correspondentes e também apresenta um detalhamento do perfil das distribuidoras de energia elétrica brasileiras correlacionando as empresas com as iniciativas adotadas para o enfrentamento das mudanças climáticas.

O capítulo 3 apresenta a construção do inventário de GEE da Coelba e faz uma análise comparativa, a partir de indicadores, com outros inventários de distribuidoras de energia elétrica brasileiras e internacionais.

O capítulo 4 demonstra algumas ações de mitigação adotadas por distribuidoras de energia elétrica brasileiras e internacionais e faz uma correlação com o contexto institucional.

O capítulo 5 apresenta a internalização de custos/despesas referentes as emissões de GEE da Coelba

No sexto e último capítulo são feitas as conclusões e recomendações finais. Por fim, as referências e apêndices finalizam essa tese.

## 2 INICIATIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA ENFRENTAR AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS<sup>2</sup>

### 2.1 INTRODUÇÃO

É crescente a discussão em nível mundial sobre as mudanças climáticas provocadas pela emissão de gases que provocam o efeito estufa, principalmente, após a divulgação de estudos realizados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) evidenciando que a emissão de gases oriundos das atividades humanas é responsável pelo aumento observado na temperatura nas últimas décadas (IPCC, 2007).

O setor elétrico mundial produz energia elétrica fundamentalmente a partir dos combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural), que representa aproximadamente 75% da energia elétrica produzida no mundo. O carvão se destaca porque é responsável por 38% da geração de energia mundial (IEA, 2018). Apesar de não ser obrigado a reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa, o Brasil apresentou na COP-15 em Copenhague um compromisso nacional voluntário de reduzir entre 36,1% e 38,9% suas emissões projetadas até 2020. Esse compromisso foi incorporado na Lei 12.187 que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima (BRASIL, 2009). Já na COP-21, em consonância com o Acordo de Paris, o país assumiu o compromisso de expansão de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030 (BRASIL, 2015a).

O Brasil praticamente não usa combustíveis fósseis para geração de energia. Sua matriz elétrica é 80,4% renovável (hidráulica, biomassa, eólica e solar). Esse cenário é reflexo da disponibilidade de fontes hidráulica no país (CDP, 2018). O Plano Nacional sobre Mudanças de Clima possui sete objetivos, entre eles, o de manter elevada a participação de energia renovável na matriz elétrica.

O atual contexto de secas e redução das chuvas afeta o potencial de oferta de energia a partir da fonte hidráulica, motivando o acionamento das usinas termoeletricas, que junto com

---

<sup>2</sup> Uma versão preliminar desse capítulo foi apresentada na forma de artigo na 20th *Annual International Sustainable Development Research Conference (ISDRS)* na Noruega em 2014 intitulado *Brazilian electric power sector initiatives to face climate change* (TORRES, SANTOS e ANDRADE, 2014).

as queimadas e o desmatamento respondem por mais de 70% das emissões brasileiras de GEE (BUOSI, 2014; MCKINSEY; COMPANY, 2009). Esse contexto evidencia que o país é vulnerável aos riscos das mudanças climáticas (GIDDENS, 2010; TOLMASQUIM, 2015). Ressalta-se que a geração de eletricidade no Brasil apresentou o maior aumento na representatividade da matriz energética entre os demais setores no período de 1990 a 2017, mesmo considerando uma queda das emissões nos anos últimos anos (SEEG, 2018).

Nesse sentido, se faz necessário que as empresas adotem ações, iniciativas e estratégias para enfrentamento das mudanças climáticas (BRUNNER; LYNCH, 2010; GIDDENS, 2010). O contexto de riscos gerados pelas mudanças climáticas se apresenta como uma ameaça, devido aos impactos no retorno de seus investimentos e no valor agregado para os investidores (SOUZA, 2016).

Diante desse cenário, o objetivo desse capítulo, que também é o primeiro objetivo específico da tese, é identificar as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica para enfrentar as mudanças climáticas. Com esse mapeamento, também será possível verificar quais as empresas mais engajadas que poderão servir de benchmarking para o setor.

Foram identificadas as iniciativas mais utilizadas nas distribuidoras de energia elétrica, capitaneadas por entidades engajadas em criar mecanismos que estimulem as empresas a adotar e divulgar boas práticas. Destacam-se o Programa *GHG Protocol*, desenvolvido pelo *World Resources Institute* (WRI) para estimular a cultura corporativa para a elaboração e publicação de inventários de emissões de gases do efeito estufa (GEE), a divulgação de ações adotadas através do questionário preenchido anualmente do *Carbon Disclosure Project* (CDP), a participação em projetos de pesquisa e desenvolvimento, a adesão de plataformas e iniciativas de engajamento das empresas como a Plataforma Empresas pelo Clima (EPC) e a Iniciativa Empresarial em Clima (IEC), além da adoção de um preço interno do carbono para avaliação dos riscos de investimentos antecipando-se a futuras regulações.

Esse capítulo está estruturado em cinco seções, dentre elas a introdução na seção 2.1, um panorama do setor elétrico brasileiro e as emissões de GEE correspondentes, além das iniciativas de enfrentamento das mudanças climáticas detalhadas na seção 2.2. Na seção 0 são detalhados os procedimentos metodológicos adotados para alcançar o objetivo proposto. Na seção 2.4 são apresentados e discutidos os resultados encontrados após a análise das iniciativas e relação de empresas que as adotam e, na última seção são apresentadas as principais considerações finais e suas limitações, bem como sugestões para futuras investigações.

## 2.2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O atual modelo do setor elétrico brasileiro foi implantado como uma resposta à crise setorial que culminou no racionamento de energia de 2001/2002. Os pilares deste modelo foram: segurança do suprimento de energia elétrica; modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia e inclusão social, pelos programas de universalização do acesso e do atendimento (TOLMASQUIM, 2015).

Neste contexto, apesar de a Agência Nacional de Energia Elétrica já ter sido criada em 1996, seu papel foi reforçado na regulação estatal do serviço público de energia elétrica, que se origina principalmente das características de monopólio e da essencialidade que o torna de interesse coletivo (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que também já havia sido criado quando do racionamento, passou por uma reestruturação de governança, buscando minimizar os riscos de interferência de agentes de mercado, participantes do seu Conselho de Administração, em atribuições da Diretoria.

Também foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tendo o papel preponderante de realizar os leilões de energia, por delegação da Aneel, de administrar as transações de compra e venda no Sistema Interligado Nacional (SIN). Tanto o ONS quanto a CCEE são órgãos subordinados à Aneel.

Já a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi criada com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

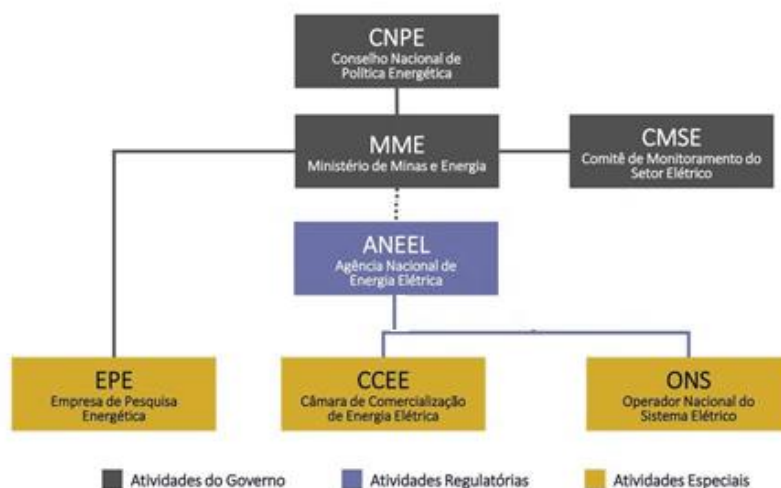
O MME, por sua vez, é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor, bem como pela supervisão e controle da execução das políticas direcionadas ao desenvolvimento energético do País.

Por fim, foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), presidido pelo MME, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão máximo da estrutura institucional do setor elétrico, que define a política energética do país, com o objetivo de assegurar a estabilidade do suprimento energético.

A Figura 2 apresenta a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro e a hierarquia de todos os órgãos citados anteriormente.

Figura 2 - Estrutura institucional setor elétrico brasileiro



Fonte: Aneel (2018a)

De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) (2018), o setor elétrico brasileiro é caracterizado por:

- Desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Coexistência de empresas públicas e privadas;
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do “custo do serviço”;
- Concorrência na atividade de geração;
- Coexistência de consumidores cativos (compra energia somente da concessionária que atua na rede a qual está conectado) e livres (legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia);

- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres;
- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos;
- Preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária anterior;
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

O setor elétrico brasileiro é dividido em quatro segmentos: geração (responsável por produzir energia elétrica), transmissão (responsável por transportar a energia elétrica até os grandes centros), distribuição de energia elétrica (responsável por receber a energia das transmissoras e transportar até o consumidor final) e a comercialização (responsável pela compra e venda de energia).

O sistema elétrico brasileiro permite o intercâmbio da energia produzida em todas as regiões, exceto nos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte. O trânsito da energia é possível graças ao SIN, uma grande rede de transmissão com mais de 140 mil quilômetros de extensão. As localidades do sistema isolado vêm sendo gradativamente interligadas ao longo dos anos. Hoje somente cerca de 0,5% do mercado nacional permanece fora do sistema isolado (MME, 2018).

Em 2004, a comercialização de energia passou a contar com o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com tarifas definidas pela Aneel, e do Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual as distribuidoras ficaram impedidas de atuar (CCEE, 2018). Desde então, o processo de compra de energia pelas distribuidoras se dá em mecanismo centralizado, através de leilões promovidos pela CCEE, a partir das demandas individuais para cobrir seu mercado previsto (PRADO JR; SILVA, 2011).

### **2.2.1 Matriz energética e matriz elétrica brasileira**

Nas últimas três décadas, houve um crescimento na utilização de fontes renováveis para atendimento da demanda por energia em vários países, principalmente após o estabelecimento de metas ambiciosas de redução de fontes não renováveis pela União Europeia (GERMANY, 2009). Todavia, a matriz energética mundial é predominantemente



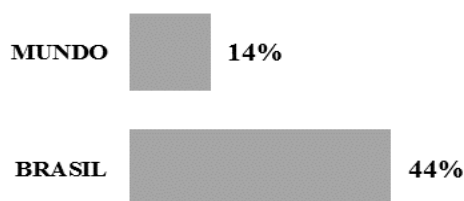
baseada em fontes não renováveis. Abramovay (2014), Ayres (2010) e Maggio e Cacciola (2012) afirmam que a matriz energética mundial será dominada pelos fósseis até meados do século XXI.

Diante da possibilidade de esgotamento desses recursos não renováveis e, principalmente, diante da pressão de organismos ambientais, há uma procura pela diversificação da matriz (EPE, 2015). No entanto, Pfeiffer et al. (2016) e Reichelstein e Yorston (2013) alertam que a utilização de não renováveis lidera, dentre outras razões, por oferecer baixo custo de produção. Para esses autores, a utilização de fontes hidráulicas não é uma alternativa viável considerando o contexto mundial, pois substituiria menos da metade da energia utilizada atualmente. A energia eólica ainda oferece limitação na questão de custos atuais e na disponibilidade de ventos. A energia nuclear apresenta como barreira a quantidade de combustível existente e os riscos na disposição dos rejeitos. Já o carvão, é abundante, tem tecnologia dominada, é transportável e competitivo.

Como medida para incentivar a adoção de ações eficazes para a mudança das atuais matrizes energéticas, 47 países firmaram um compromisso na 22ª Conferência da ONU sobre o clima - COP 22 para eliminar o uso de combustíveis fósseis até 2020. Dos 47 signatários, 43 pertencem ao *Climate Vulnerable Forum*, composto pelos países mais vulneráveis ao aquecimento global, tais como países da África, Ásia, Caribe e do Pacífico Sul.

O Brasil é identificado como potência energética mundial, uma vez que é considerado rico em alternativas de produção das mais variadas fontes, tendo, paulatinamente, diversificado a sua matriz energética e mantido o alto índice de energia renovável que sempre caracterizou essa matriz (LEITE; SOUZA, 2015). A participação de renováveis na matriz energética brasileira e mundial pode ser verificada na Figura 3.

Figura 3 - Participação renováveis (%) - Matriz energética 2017



Fonte: EPE, 2018

Ressalta-se, entretanto, que há uma predominância de fonte hidráulica na matriz brasileira. Buscando a diversificação da mesma, o país assumiu alguns compromissos relacionados ao setor de energia em sua Contribuição Nacionalmente Determinada em

consonância com o Acordo de Paris aprovado em 2015 na 21ª Conferência da ONU sobre o clima - COP 21.

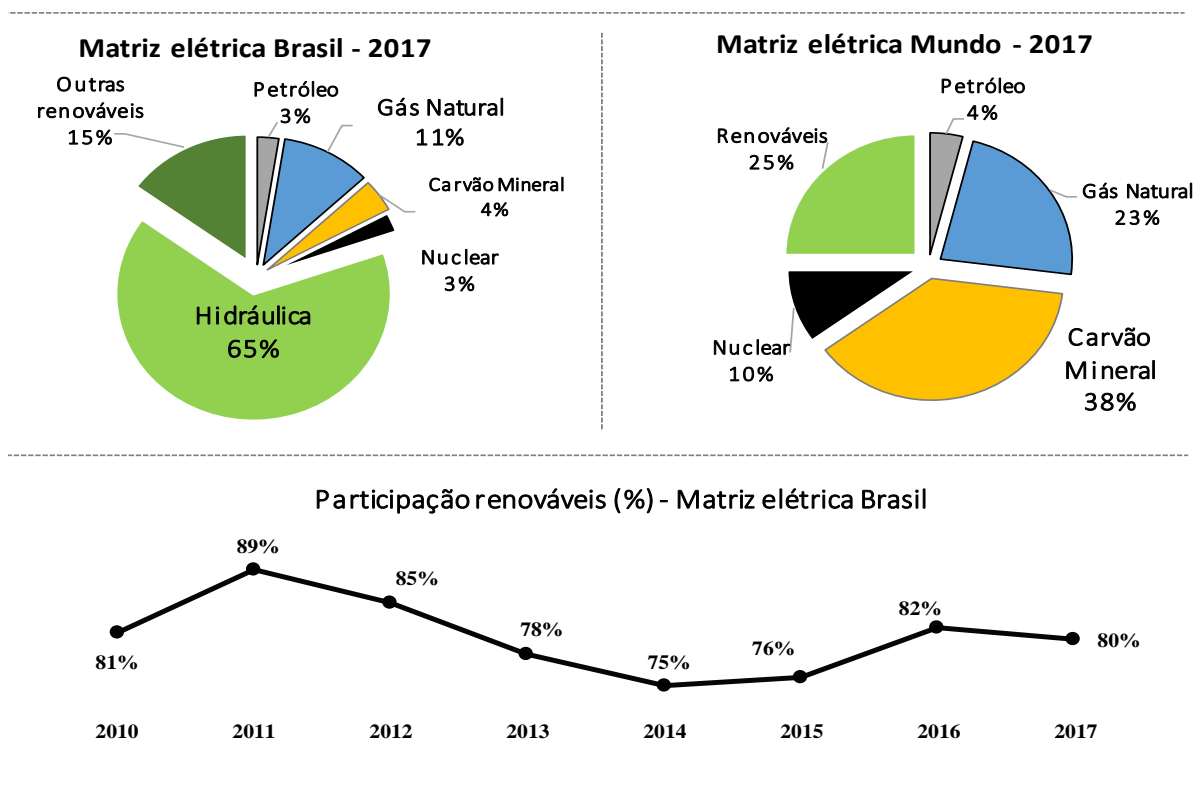
Pode-se citar o compromisso de expansão de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030 (BRASIL, 2015a). Apesar do Brasil já atender ao compromisso, pois em 2014 a representação era de 28%, aumentando para 31% em 2016, existe o desafio de atender à crescente oferta interna bruta de energia mantendo as proporções existentes.

Especificamente com relação à matriz de geração elétrica do Brasil, também há predominância de fontes renováveis (80,4%) - hidráulica e outras fontes, que incluem a eólica, a solar, entre outras, conforme verificado na Figura 4. Já a matriz elétrica mundial é composta por apenas 24,5% de fontes renováveis (EPE, 2018).

Enquanto que a matriz energética é toda energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos, a matriz elétrica é formada pelo conjunto de fontes disponíveis apenas para a geração de energia elétrica (EPE, 2015).

A Figura 4 também traz o histórico da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira entre o período de 2010 a 2017.

Figura 4 - Dashboard matriz elétrica 2017



Fonte: Elaboração própria

Observa-se que, mais que a matriz energética, a matriz elétrica Brasileira possui alta participação da fonte hidrelétrica. Essa dependência introduz uma série de dificuldades ao planejamento do sistema elétrico, em termos de segurança energética, de modicidade tarifária e de volatilidade do preço e torna o país vulnerável à escassez de energia devido às secas, que é projetada para aumentar devido às alterações climáticas (GIDDENS, 2010; MCKINSEY; COMPANY, 2009; TOLMASQUIM, 2015).

Entre o período de 2012 e 2014 houve uma queda na participação de renováveis na matriz devido a redução da oferta de energia hidráulica no Brasil (EPE, 2017). Em contrapartida, o consumo final de eletricidade no país registrou um aumento suprido a partir da geração térmica cuja participação foi aumentada nos anos anteriores, especialmente das usinas movidas a carvão mineral, gás natural e biomassa (EPE, 2014). Em 2016, a participação dos renováveis cresceu em decorrência do aumento de chuvas e também pelo aumento de participação de fontes como eólica e solar na matriz elétrica (EPE, 2017).

Situações semelhantes aconteceram em outros países com grande participação de fonte hidráulica. A Califórnia precisou usar mais gás para cobrir sua demanda elétrica devido a períodos de secas, o que gerou aumento de custo da energia e acréscimo de 10% nas emissões de CO<sub>2</sub>. Na Espanha, a geração de energia hidrelétrica caiu pela metade de 2016 para 2017, ocasionando aumento de 40% nas emissões de CO<sub>2</sub>. Países da América Latina, como Venezuela e Colômbia e países da África também tiveram experiências parecidas (PACIFIC INSTITUTE, 2016).

É importante destacar, que no Brasil já se observa uma tendência de maior participação das fontes eólica e solar fotovoltaica. De acordo com o CCEE (2018), nos últimos leilões as energias solares fotovoltaicas e eólicas conseguiram o menor preço contratado para início do fornecimento previsto para 2021. Os preços de venda foram mais competitivos que os praticados pela hidráulica e termelétricas a biomassa, conforme Tabela 1

Tabela 1 - Preço de venda (R\$/MWh)

Fontes de energia	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Termelétricas a biomassa,	179	260	209	235	219	200
Carvão	SC	249	SC	SC	SC	SC
Eólica	158	166	207	SC	100	68
Gás Natural	249	290	237	276	215	SC
Hidrelétrica	167	175	225	198	200	199
Solar Fotovoltáica	SC	268	337	SC	147	118

Fonte: CCEE, 2018

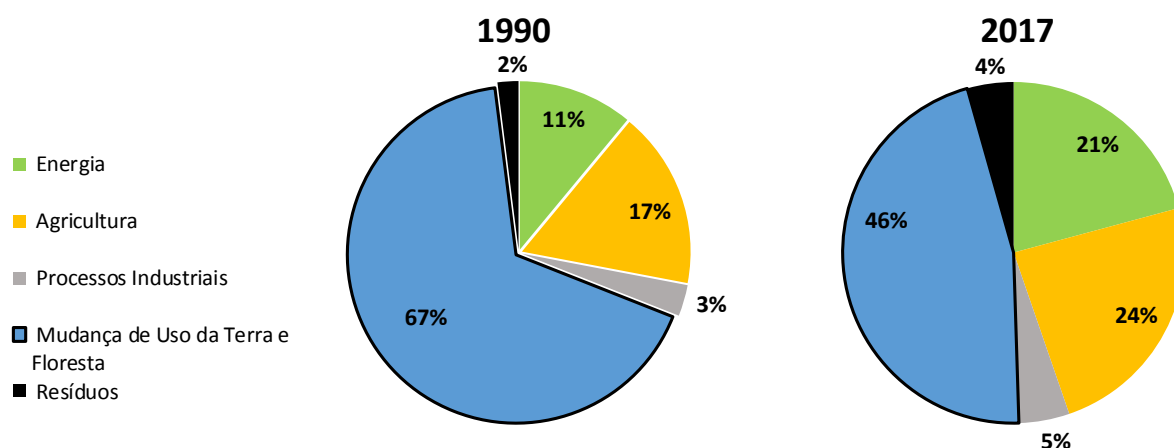
SC – Sem comercialização

A energia eólica, atualmente, é a que mais cresce, já ultrapassando os valores absolutos relativos à capacidade instalada de geração nuclear, a carvão, a petróleo, analisadas individualmente, e aproximando-se da capacidade instalada de geração por biomassa e por gás natural. O ganho de competitividade da fonte é fruto da redução de preços dos equipamentos, recuperação da moeda brasileira frente ao dólar e acirrada competição entre os empreendedores (MME, 2018).

## 2.2.2 Emissões do setor elétrico

A Figura 5 demonstra a representação das emissões de GEE brasileiras por setores nos anos 1990 e 2017.

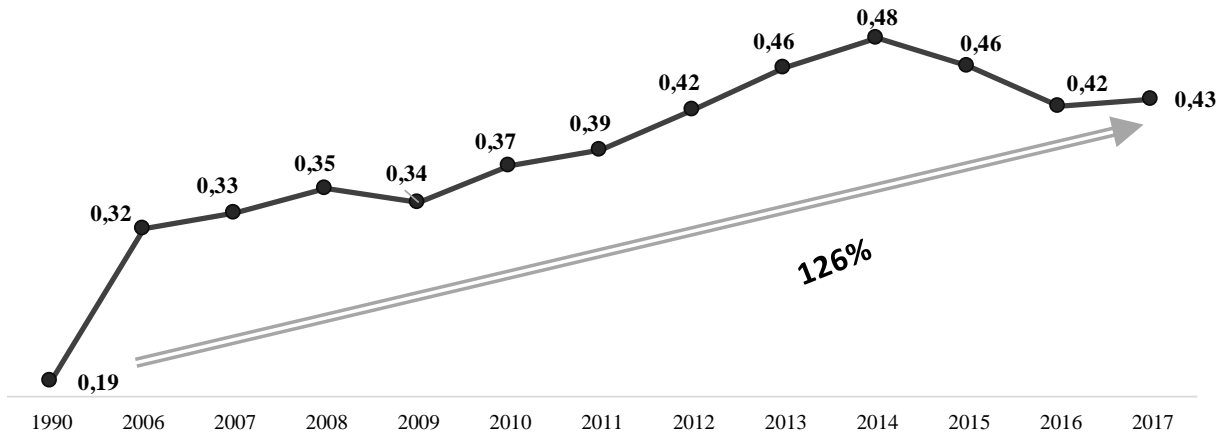
Figura 5 – Evolução das emissões de GEE por setor (1990 x 2017) – Matriz energética



Fonte: SEEG, 2018

Observa-se que o setor de energia foi o que apresentou a maior taxa de crescimento (9.80 p.p.) no período entre 1990 e 2017. Partindo de um patamar de 0,19 GtCO<sub>2</sub>e (11% do total) para 0,43 GtCO<sub>2</sub>e (21% do total), conforme Figura 6.

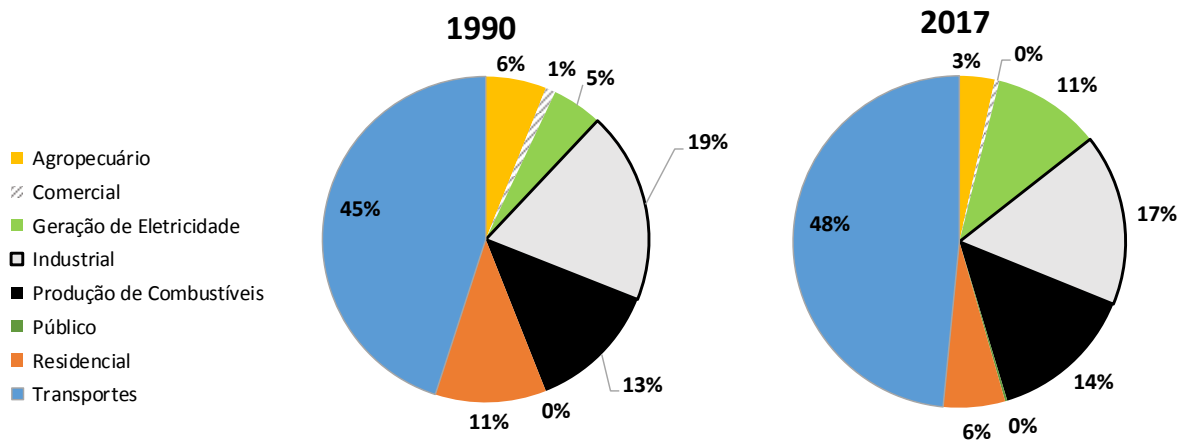
Figura 6 - Emissões GtCO<sub>2</sub>e – Setor energia brasileiro (1990 – 2017)



Fonte: SEEG, 2018

A maior parte das emissões do setor de energia é relacionada ao setor de transportes. A geração de eletricidade para o serviço público de energia tem a representação de 11%, como apresentado na Figura 7. Apesar de não possuir a maior representação do setor de energia, a geração de eletricidade apresentou o maior aumento no período analisado, saindo de um patamar de 0,019 GtCO<sub>2</sub>e (5% do total) para 0,045 GtCO<sub>2</sub>e (11% do total).

Figura 7 - Evolução das emissões de GEE por setor (1990 x 2017) – Matriz elétrica



Fonte: SEEG, 2018

### 2.3 INICIATIVAS DE ENFRENTAMENTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

As Iniciativas Empresariais em Clima (IEC) são organizadas por um conjunto de instituições em âmbito internacional e nacional, com o objetivo de mobilizar as organizações

participantes para o enfrentamento das mudanças climáticas. Essas iniciativas têm aumentando tanto no âmbito internacional, quanto no âmbito nacional (SOUZA, 2016).

Diante do cenário em que se encontra o setor elétrico, com perspectivas de aumento de demanda por energia elétrica e conseqüentemente crescimento das emissões de GEE relacionadas, as empresas desse setor estão cada vez mais aderindo às iniciativas empresariais em clima.

Assim, os próximos itens apresentarão algumas iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para enfrentamento das mudanças climáticas.

- GHG Protocol<sup>3</sup>

O *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard* foi publicado no ano de 2001 sendo amplamente utilizado por diversas empresas e organizações ambientais mundialmente. Além de ser o método mais utilizado atualmente para elaboração de inventários em organizações, esta metodologia possui uma versão adaptada ao cenário nacional.

A iniciativa foi implantada no Brasil pelo Centro de Estudo em Sustentabilidade da Fundação Getúlio Vargas (FGV) e *World Resources Institute* (WRI), contando com apoio do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD) e Ministério do Meio Ambiente (MMA) (*GHG PROTOCOL*, 2013). O guia fornece subsídios para elaboração de inventários de emissões de GEE em empresas e organizações diversas. Os gases considerados em seu escopo são os constantes no Protocolo de Quioto: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs). O método é compatível com as normas ISO e com as metodologias do IPCC (FGV;WRI, 2008).

- Carbon Disclosure Project (CDP)

O *Carbon Disclosure Project* é uma organização internacional, sem fins lucrativos fornecendo o único sistema global para empresas e cidades de medir, divulgar, gerenciar e compartilhar informação ambiental. O CDP se tornou um grande portal sobre mudanças climáticas e sua principal função é reunir informações para decisões de grandes investidores (KOLK; PINKSE, 2009).

---

<sup>3</sup> A iniciativa *GHG Protocol* será detalhada no item 3.2.1.

O CDP possui o maior banco de dados no mundo sobre estratégias empresariais para enfrentamento das mudanças climáticas que é alimentado, anualmente, por meio de questionários enviados pelos investidores institucionais.

Anualmente empresas selecionadas são convidadas para divulgar seus dados de emissões e estratégias ambientais por meio do sistema de reporte do CDP. Esses questionários incluem evidências e *insights* sobre as emissões das empresas de gás de efeito estufa, o uso de água e estratégias para gerenciar a mudança climática e os riscos associados à água.

Ao pedir às empresas que divulguem suas emissões de gases de efeito estufa, o CDP está implicitamente pedindo às empresas para medirem suas emissões. Dessa forma a Green Research (2009) afirma que as empresas podem adquirir o hábito de medir emissões entrando em uma posição para começar a controlá-las e reduzi-las.

O CDP é um instrumento que necessita de maior confiabilidade por não incorporar sistema de auditoria das informações prestadas, o que enfraquece sua aplicação, embora esteja sendo bem aceito na comunidade empresarial como apoio às decisões de investimentos que envolvem riscos ambientais (MARCOVITCH, 2012).

As empresas participam do CDP de forma voluntária e podem ou não responder aos questionários que ficam na base de dados do CDP, como também disponibilizá-lo na internet publicamente.

- Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento

As empresas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (CARVALHO; SANTOS; BARROS NETO, 2015). Os investimentos em P&D devem ser orientados para subtemas estratégicos ou prioritários, buscando estimular o desenvolvimento de invenções e inovações tecnológicas relevantes para o Setor Elétrico Brasileiro.

Um projeto de pesquisa e desenvolvimento pode ser classificado como projeto estratégico quando integram a geração de novo conhecimento tecnológico em subtema cujo desenvolvimento é de interesse nacional e de grande relevância para o setor elétrico. Normalmente necessitam de esforços conjuntos e coordenados de várias empresas e entidades executoras e grande aporte de recursos financeiros. Dessa forma, a Aneel efetua chamadas públicas para que as concessionárias possam demonstrar o seu interesse em participar (ANEEL, 2017a).

- Plataforma Empresas pelo Clima (EPC)

É uma Iniciativa Empresarial do Centro de Estudos em Sustentabilidade da FGV EAESP (GVces) lançada em 2009 em parceria com *The Prince of Wales Corporate Leaders Group on Climate Change* (CLG). Seu objetivo é mobilizar, sensibilizar e articular gestores e lideranças do setor privado para a gestão e redução das emissões de gases de efeito estufa e dos riscos associados a mudança do clima, além de propor políticas públicas e incentivos positivos para a viabilização de uma economia de baixo carbono no Brasil (CEBDS, 2018).

Ao aderir à iniciativa, a empresa se compromete a publicar seus inventários de gases de efeito estufa de acordo com a metodologia do *GHG Protocol* e desenvolver políticas e planos de gestão das emissões que promovam inovação e competitividade no contexto da transição para uma economia de baixo carbono. Atualmente existem 36 empresas participantes da plataforma.

- Iniciativa Empresarial em Clima (IEC)

É a principal articulação de empresas brasileiras em torno do tema mudança do clima. A iniciativa é composta por outras seis organizações: Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), *Carbon Disclosure Project* (CDP), Centro de Estudos em Sustentabilidade da Fundação Getúlio Vargas (GVces), Rede Brasileira do Pacto Global das Nações Unidas, Instituto Ethos, Envolverde e Neomondo (CEBDS, 2018).

Tem como objetivos: a) alinhar temas e agendas de cada iniciativa, buscando sinergias nas atuações e propondo ações conjuntas que possam contribuir para que o Brasil alcance uma economia de baixo carbono; b) reunir e promover o intercâmbio das informações e conteúdos produzidos através de cada iniciativa, otimizando recursos, qualificando as ações e potencializando a atuação empresarial frente às mudanças climáticas; c) fortalecer o posicionamento do grupo de empresas no diálogo com o governo em cima de uma agenda propositiva.

- Precificação de carbono <sup>4</sup>

A precificação de emissões de GEE busca tornar tangíveis os custos das emissões (CDP; CEBDS, 2015; RAHMAN; EDWARDS, 2004).

Todos os instrumentos utilizados de precificação, seja tributação ou sistemas de comércio de emissões, são capazes de internalizar o custo social do carbono de forma efetiva

---

<sup>4</sup> A precificação de carbono será mais detalhada no Capítulo 5 (item 5.2).



(FGV; EPC, 2016).

Embora muitas empresas já tenham experimentado elevação de custos de operação por conta da alteração de padrões climáticos ou eventos extremos, os custos reais da emissão de GEE ainda são invisíveis para os balanços financeiros corporativos (FGV; EPC, 2016). Diante desse cenário, algumas empresas passaram a adotar a precificação interna de carbono em suas estratégias, levando em consideração a tendência internacional e a perspectiva da regulação de emissões via precificação se tornar realidade no Brasil.

## 2.4 METODOLOGIA

Com o intuito de analisar as iniciativas tomadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras no enfrentamento das mudanças climáticas, foram utilizados dados secundários das empresas disponibilizados nos websites da Aneel, da Abradee e em relatórios de sustentabilidade das distribuidoras.

Para definir o escopo desse trabalho utilizou-se como parâmetro a quantidade de consumidores atendidos em cada distribuidora como descrito no item 2.4.1. Para a identificação das empresas que adotam cada iniciativa selecionada, foram utilizados os critérios definidos no item 2.4.2.

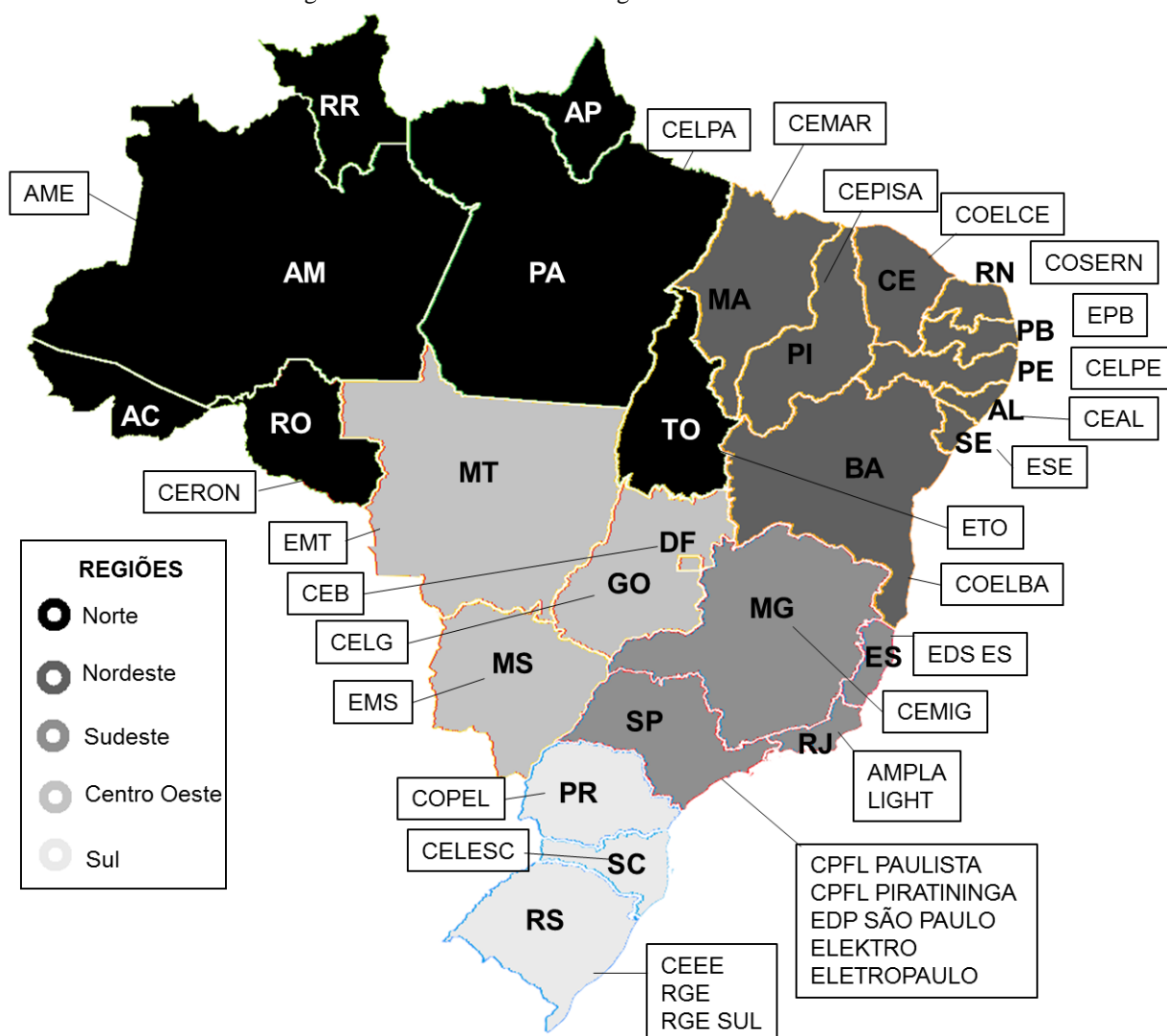
### 2.4.1 Seleção das distribuidoras de energia elétrica

O serviço público de distribuição de energia elétrica é realizado por 63 concessionárias, 38 permissionárias e 13 autorizadas, totalizando 114 agentes, entre públicos, privados e de economia mista, atuando no mercado de distribuição (ANEEL, 2017b).

A fim de analisar as iniciativas tomadas no enfrentamento das mudanças climáticas, foi definido como escopo deste trabalho as empresas responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica com mais de 500 mil consumidores. Dessa forma, foram selecionadas 31 concessionárias de distribuição de energia elétrica, que serão chamadas apenas de distribuidoras de energia elétrica. Essas empresas são responsáveis por mais de 95% da energia elétrica distribuída no Brasil e atendimento do mesmo percentual de consumidores do

país. A Figura 8 apresenta as 31 distribuidoras em suas respectivas áreas de concessão.

Figura 8 - Distribuidoras de energia elétrica selecionadas



Fonte: Adaptado de Aneel (2016b)

Alguns dados secundários foram coletados para mapear o perfil das empresas selecionadas. No site da Aneel (2018b) foi possível ter acesso aos dados de distribuição de energia elétrica no ano, assim como o total de consumidores atendidos. No site da Abradee (2018) buscou-se a origem do capital, segmentado em privado, público estadual e público federal. Outras informações complementares como região de atuação e principal acionista, no caso de empresas privadas, foram coletadas nos sites e relatórios de sustentabilidade de cada distribuidora.

O detalhamento das informações das distribuidoras poderá ser encontrado no Apêndice.

#### **2.4.2 Seleção das iniciativas de enfrentamento de mudanças climáticas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras**

Dentre as iniciativas empresarias existentes de enfrentamento de mudanças climáticas, foram consideradas o inventário de GEE, o CDP, o EPC, P&Ds, a IEC e a precificação de carbono, abordadas na revisão da literatura. Também a partir de dados secundários de relatórios de sustentabilidade, informações disponibilizadas em websites das empresas e websites das iniciativas e questionários enviados ao CDP foram identificadas as iniciativas adotadas em cada distribuidora de energia elétrica analisada.

- Inventário de GEE: A principal base de busca de inventários utilizada nessa pesquisa foi o site do Programa Brasileiro *GHG Protocol* (PBGHGP) (FGV, 2017). Além da relação das empresas por segmento, o banco de informações também disponibiliza os anos de divulgação do documento e permite o download ou visualização do inventário. Ressalta-se que o acesso ao inventário foi fundamental para verificar o escopo de cada empresa, visto que existe uma tendência de divulgação empresarial de forma consolidada. Assim, foram identificados diversos inventários que contemplavam mais de uma empresa analisada por fazerem parte do mesmo grupo empresarial.

As empresas que não participam do PBGHGP foram analisadas a partir dos seus respectivos websites e relatórios de sustentabilidade. A maioria das empresas que realizam o inventário possui um documento específico, entretanto, algumas empresas divulgam o inventário como parte do relatório de sustentabilidade. Nesse caso, foram consideradas as empresas que divulgam as emissões de GEE com detalhamento por fonte de emissão/categoria, independente se em documento separado ou em conjunto com o relatório. Para as empresas que não divulgaram o inventário de GEE, mesmo informando que possuem, foi considerado que não adotavam essa iniciativa.

- CDP: O CDP disponibiliza em seu site todos os questionários respondidos pelas empresas. Foi verificado se as empresas selecionadas enviaram resposta para o questionário do programa Climate Change e os referentes anos. Ressalta-se que não foram analisadas as respostas enviadas a cada questionário.

- EPC: Foram consideradas apenas as empresas signatárias da iniciativa informadas no website do EPC.
- P&D estratégico Aneel: Apesar das empresas poderem realizar P&D com o foco em enfrentamento das mudanças climáticas, o banco de dados dos projetos, disponibilizado pela Aneel (2018c), não contém o descritivo. São divulgadas apenas informações como nome do projeto, empresa, data de início, valor proposto, entre outras informações específicas dos projetos. Dessa forma, não foi possível identificar P&Ds correlacionados com o tema.

Optou-se por considerar apenas as empresas que aderiram ao P&D estratégico elaborado pela Aneel: Chamada Pública 21/2016: Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro. Este projeto visou à proposição de sistemas de armazenamento de energia de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional (ANEEL, 2016b). A relação de projetos submetidos e aprovados das distribuidoras foi divulgada no website da Aneel.

- IEC: Foram consideradas apenas as empresas signatárias da iniciativa informadas no website do IEC.

- Preço interno de carbono: Tanto nos relatórios de sustentabilidade, quanto no questionário enviado ao CDP foram identificadas as empresas que já utilizam a precificação de carbono para análise de riscos. A forma e a abrangência da utilização dessa iniciativa se diferencia em cada empresa, entretanto, considera-se uma iniciativa importante para enfrentamento das mudanças climáticas.

Apesar de cada iniciativa possuir efetividade diferente quanto à gestão das mudanças climáticas, nesse trabalho foi avaliado com pesos iguais. A intenção foi verificar a quantidade de iniciativas adotadas pelas empresas. Ressalta-se, entretanto, que a iniciativa IEC é mais efetiva e promove o engajamento e mobilização de diversos *stakeholders* (CEBDS, 2018), enquanto que a adoção de um preço interno do carbono é uma iniciativa de antecipação de futuras regulações e avaliação dos riscos climáticos relacionados às decisões da empresa e demonstra engajamento das empresas (FGV; EPC, 2016).

A próxima sessão apresentará os resultados identificados nas análises realizadas.

## 2.5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O Quadro 1 apresenta as informações de todas as empresas analisadas, que dará subsídio para as próximas apreciações. Informações adicionais sobre o perfil de cada empresa serão apresentadas no Apêndice A.

Das iniciativas analisadas, 55% (17) elaboraram inventário de GEE em pelo menos um ano entre o período 2008-2017, 52% (16) responderam ao questionário do CDP em algum ano entre 2010 - 2017, 32% (10) elaboraram projetos associados ao P&D estratégico (Chamada Pública 21/2016), 26% (8) utilizam a precificação interna do carbono, 23% (7) são signatárias do IEC e 13% (4) são signatárias do EPC.

Quadro 1 - Distribuidoras de energia elétrica brasileiras x iniciativas de enfrentamento das mudanças climáticas

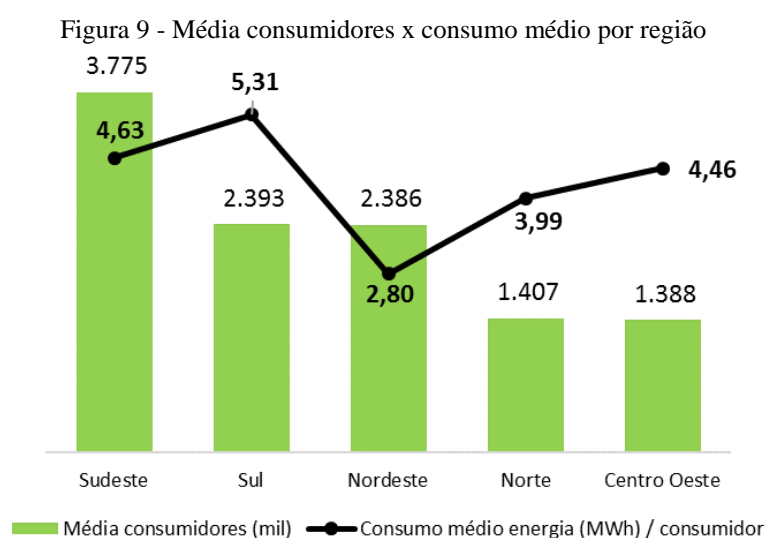
Sigla	Grupo	Região	Origem de Capital	Origem do principal acionista	Distribuição de EE (GWh)	Qt de consumidores	1 Inventário de GEE?	Publicação	Verificação externa	Publica no PBGHGP	2 CDP	3 P&D	4 EPC	5 IEC	6 PREÇO CARBONO	TOTAL
CEMIG-D	CEMIG	SE	Publico (Estadual)		26.934	8.342.203	SIM	2011-2017	SIM		2010-2017	SIM			SIM	4
ELETRPAULO	ENEL	SE	Privado	Itália	42.982	7.078.145	SIM	2010-2017		SIM	2010-2017		SIM			3
COELBA	NEOENERGIA	NE	Privado	Espanha	21.179	5.899.127					2016					1
COPEL-DIS	COPEL	S	Publico (Estadual)		27.524	4.560.493	SIM	2008-2017	SIM	SIM	2010-2017	SIM	SIM			4
CPFL-PAULISTA	CPFL	SE	Privado	China	29.907	4.318.685	SIM	2011-2017	SIM	SIM	2010-2017	SIM		SIM	SIM	5
LIGHT	RME	SE	Privado	Brasil	25.846	3.908.150	*				2010-2017					2
CELPE	NEOENERGIA	NE	Privado	Espanha	13.348	3.657.849	*					SIM				2
COELCE	ENEL	NE	Privado	Itália	11.444	3.477.893	SIM	2017				SIM				2
CELG-D	ENEL	CO	Privado	Itália	13.094	2.927.993	SIM	2017								1
CELESC-DIS	CELESC	S	Publico (Estadual)		22.581	2.899.022	SIM	2013-2017	SIM	SIM	2012-2017	SIM				3
AMPLA	ENEL	SE	Privado	Itália	12.323	2.663.855	SIM	2017								1
ELEKTRO	NEOENERGIA	SE	Privado	Espanha	15.500	2.604.758	SIM	2013-2017								1
CELPA	EQUATORIAL	N	Privado	Brasil	10.367	2.595.530										0
CEMAR	EQUATORIAL	NE	Privado	Brasil	6.420	2.433.501	*									1
EDP SP	EDP	SE	Privado	Espanha	13.953	1.838.510	SIM	2008-2017	SIM	SIM	2010-2017		SIM			3
CEEE-D	CEEE	S	Publico (Estadual)		8.487	1.691.122										0
CPFL PIRATINGA	CPFL	SE	Privado	China	13.905	1.685.676	SIM	2011-2017	SIM	SIM	2010-2017	SIM		SIM	SIM	5
EDP ES	EDP	SE	Privado	Espanha	9.703	1.537.578	SIM	2008-2017	SIM	SIM	2010-2017		SIM			3
RGE	CPFL	S	Privado	China	10.305	1.478.493	SIM	2011-2017	SIM	SIM	2010-2017	SIM		SIM	SIM	5
COSERN	NEOENERGIA	NE	Privado	Espanha	5.623	1.417.664					2016					1
EPB	ENERGISA	NE	Privado	Brasil	4.292	1.404.298										0
EMT	ENERGISA	CO	Privado	Brasil	8.464	1.365.657						SIM				1
RGE SUL	CPFL	S	Privado	China	8.872	1.336.160	SIM	2011-2017	SIM	SIM	2010-2017			SIM	SIM	4
CEPISA	ENERGISA	NE	Privado	Brasil	4.299	1.266.646										0
CEAL	ELETROBRÁS	NE	Publico (Federal)		4.055	1.157.384	SIM	2009-2017	SIM		2010-2017			SIM	SIM	4
CEB-DIS	CEB	CO	Publico (Estadual)		6.088	1.056.773										0
EMS	ENERGISA	CO	Privado	Brasil	5.166	1.015.525										0
AME	ELETROBRÁS	N	Publico (Federal)		8.907	991.542	SIM	2009-2017	SIM		2010-2017	SIM		SIM	SIM	5
ESE	ENERGISA	NE	Privado	Brasil	3.015	761.924								SIM	SIM	0
CERON	ELETROBRÁS	N	Publico (Federal)		3.656	632.945	SIM	2009-2017	SIM		2010-2017			SIM	SIM	4
ETO	ENERGISA	N	Privado	Brasil	2.245	573.855										0
<b>TOTAL</b>					<b>416.500</b>	<b>82.295.365</b>	<b>17</b>				<b>16</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>0</b>

Fonte: Elaboração própria com base no FGV (2018), CDP (2018), EPC (2018), Relatórios de Sustentabilidade das empresas e Aneel (2018b)

\* Empresas que declaram realizar o inventário de GEE, mas não divulgam.

As empresas analisadas fazem parte de 13 grupos empresariais e estão situadas em todas as regiões brasileiras, sendo 3 (10%) na região Norte do país, 5 (16%) no Sul, 4 (10%) no Centro Oeste, 9 (29%) no Sudeste e 9 (29%) no Nordeste.

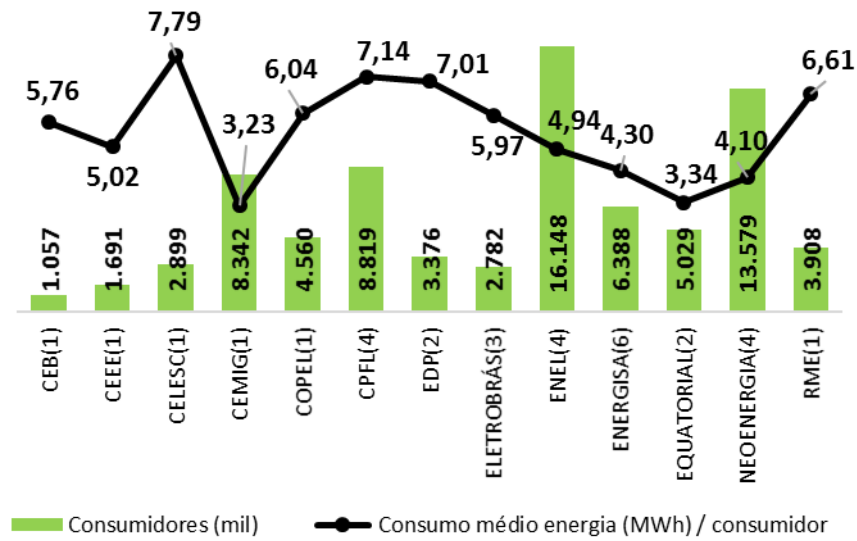
A Figura 9 demonstra que a quantidade média de unidades consumidoras é maior nas regiões Sudeste e Sul, assim como o consumo médio de energia elétrica. O Nordeste apresenta uma quantidade de consumidores similar à região Sul, entretanto, o consumo médio de energia elétrica é o menor dentre todas as regiões. Esse perfil justifica-se, pois, no Nordeste há uma maior concentração de consumidores residenciais com baixo poder aquisitivo, classificados pela Aneel como baixa renda (ANEEL, 2017c).



Fonte: Elaboração própria com base na Aneel (2018b)

A Figura 10 apresenta a quantidade de consumidores atendidos em cada grupo empresarial e a respectiva média de consumo, além da quantidade de empresas que o compõe (informação inserida após o nome). O Grupo Neoenergia atende a aproximadamente 17% (13.579) dos consumidores brasileiros, contudo, o consumo médio é o terceiro menor do país. Ressalta-se que três das quatro distribuidoras que fazem parte desse Grupo estão situadas no Nordeste e as explicações anteriores também podem ser utilizadas na análise do indicador de consumo médio de energia por consumidor.

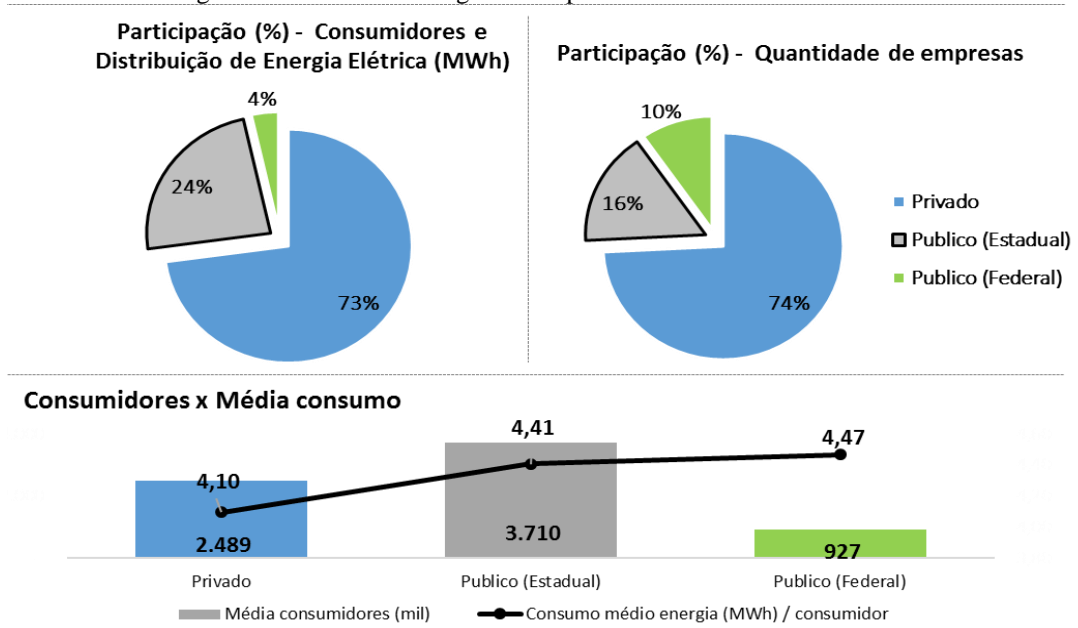
Figura 10 - Consumidores x consumo médio por grupo empresarial



Fonte: Elaboração própria com base na Aneel (2018b) e Abradee (2018)

A maior parte das empresas é de capital privado (74%), seguido das empresas públicas com capital estadual (16%) e posteriormente empresas públicas com capital federal (10%). A Figura 11 demonstra uma participação muito similar quando se considera a quantidade de empresas, quantidade de consumidores atendidos e a quantidade de energia distribuída. Em contrapartida, analisando os valores médios por tipo de capital, as empresas estaduais possuem uma quantidade de consumidores superior e as empresas federais o maior consumo de energia (MWh/consumidor). Observa-se que as empresas privadas possuem o menor consumo médio de energia.

Figura 11 – Dashboard origem do capital das distribuidoras analisadas

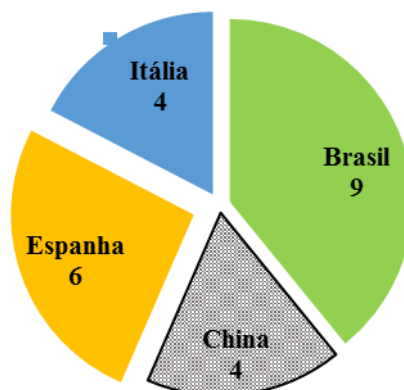


Fonte: Elaboração própria com base na Aneel (2018b) e Abradee (2018)



A Figura 12 demonstra o país de origem do principal acionista das empresas que possuem capital privado. Salienta-se que não foram considerados os acionistas minoritários. Observa-se que das 23 empresas privadas, 14 possuem como principal acionista empresas de outros países, com uma concentração maior na Europa (Itália e Espanha) com dez empresas, seguido do Brasil com nove.

Figura 12 - País de origem do principal acionista

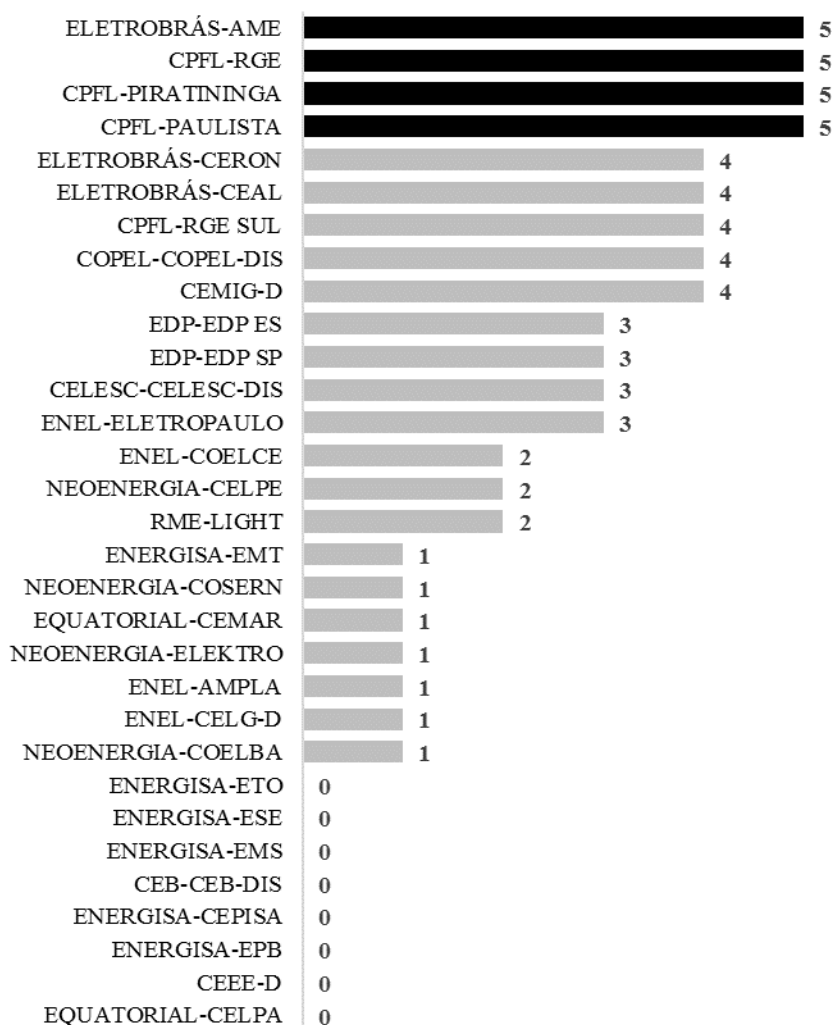


Fonte: Elaboração própria

Ressalta-se que todas as análises aqui realizadas utilizaram dados de 2018. O perfil das distribuidoras é bem dinâmico, visto que nos últimos anos a operação de muitas dessas empresas foi assumida por grupos empresariais diferentes, através de mecanismos como transferências de controle acionário e fusões autorizadas pela Aneel (ANEEL, 2018d). Pode-se citar, por exemplo, a RGE Sul (antes AES Sul) comprada pela CPFL em 2016 (CPFL, 2016), a Elektro incorporada pela Neoenergia em 2017 (ELEKTRO, 2017) e, mais recentemente em junho de 2018, a Eletropaulo adquirida pela ENEL (AESBRASIL, 2018). Esta última alteração proporcionou uma mudança significativa no perfil das distribuidoras, pois a Eletropaulo ocupa a segunda posição em quantidade de consumidores e a primeira em energia distribuída, como demonstrado no Quadro 1. A Enel assumiu a posição de maior distribuidora de energia do Brasil, com 17 milhões de clientes e 20% de participação de mercado.

A Figura 13 apresenta o ranking das empresas considerando o total de iniciativas adotadas. Observa-se que existe uma tendência que as empresas do mesmo grupo empresarial permaneçam próximas na posição, como por exemplo, a Eletrobrás, a CPFL, a Neoenergia, e a EDP. Entretanto, podem ser identificados grupos como a ENEL, que possuem um distanciamento de posição entre as empresas, que pode ser justificado por mudanças de controle acionário das empresas em períodos diferentes.

Figura 13 - Ranking das distribuidoras

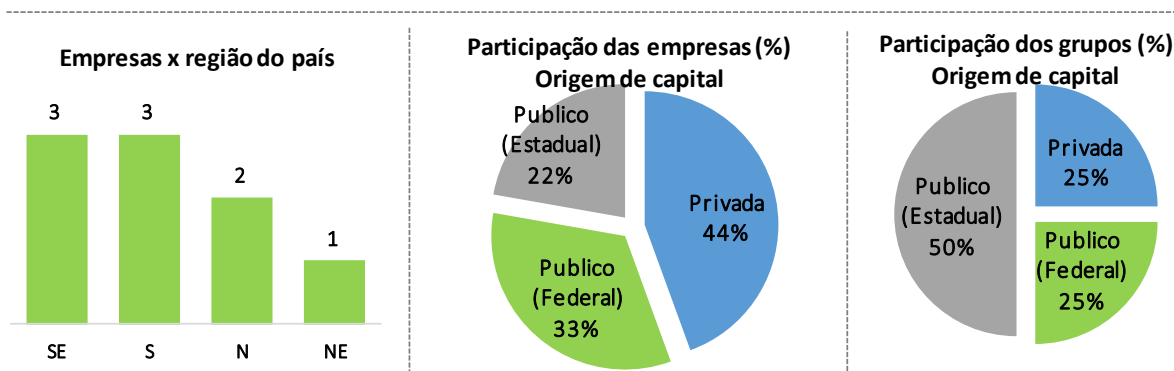


Fonte: Elaboração própria

Considerando as empresas que adotam no mínimo 4 iniciativas, foi possível traçar o perfil das distribuidoras de energia elétrica mais engajadas no enfrentamento das mudanças climáticas.

A Figura 14 apresenta o perfil das nove primeiras empresas do ranking. Apesar de estarem mais concentradas no sul e sudeste do país, também possuem representação em outras regiões, sendo 3 no Sudeste, 3 no Sul, 2 no Norte e 1 no Nordeste. Em sua maioria possuem origem de capital privado, entretanto, salienta-se que a partir da análise de grupos empresariais, a participação torna-se maior do capital público estadual. O único grupo privado é a CPFL que tem como acionista majoritário a *State Grid*, empresa da China.

Figura 14 – Dashboard perfil das distribuidoras com maior quantidade de iniciativas



Fonte: Elaboração própria

Das demais empresas analisadas, 26% (8) não adotaram nenhuma iniciativa avaliada. As empresas que adotaram apenas 1 ou 2 iniciativas concentraram-se no inventário GHG, no CDP e no P&D. Programa Brasileiro GHG protocol

## 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse capítulo teve como objetivo identificar as iniciativas empresariais de enfrentamento das mudanças climáticas adotadas pelo setor elétrico brasileiro. Foram analisados os perfis de 31 distribuidoras de energia elétrica com maiores representações na quantidade de consumidores atendidos e energia elétrica distribuída. Também foram utilizados dados disponibilizados pelas iniciativas de enfrentamento de mudanças climáticas selecionadas para mapear o engajamento das distribuidoras.

Os resultados encontrados demonstram que dentre as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, destacam-se a participação no CDP, EPC, IEC, além de participação em P&Ds estratégicos da Aneel e adoção de precificação interna do carbono. Foram identificadas 9 empresas que adotam no mínimo 4 dessas iniciativas. Pode-se considerar que essas empresas são as mais engajadas no enfrentamento das mudanças climáticas, pois adotam iniciativas mais efetivas. Todas as empresas que aderem ao IEC e utilizam a precificação de carbono fazem parte desse total. As demais empresas adotam iniciativas como o inventário de GEE, que apesar de ser uma ferramenta importante de gestão, não garante a adoção de medidas internas, assim como o CDP.

Importante ressaltar o engajamento das empresas com todos os tipos de capital: privado, público estadual e público federal. Entretanto, considerando a quantidade de

empresas com cada classificação de capital, destaca-se o engajamento das empresas federais, pois todas estão entre as mais engajadas, seguidas das estaduais com 40% e as privadas com 17%.

Dentre as limitações identificadas, pode ser citada a classificação linear, sem considerar a adesão pelas iniciativas em cada período analisado. Assim, uma empresa que elaborou o inventário em apenas um ano e uma empresa que elaborou em todos os anos foram qualificadas da mesma forma. De forma análoga, a análise do CDP seguiu o mesmo padrão. Além disso, não foram avaliados os conteúdos dos questionários enviados. Também pode ser acrescentada como limitação, a utilização de informação do P&D estratégico a partir apenas do interesse público de cada empresa, ao invés do conteúdo de cada proposta enviada.

Ainda que esse capítulo não detalhe cada iniciativa adotada, o mapeamento realizado será muito importante para o cumprimento dos outros objetivos propostos nessa tese. Dessa forma, sugere-se que seja detalhado o inventário de GEE realizado em cada empresa mapeada, além de utilizar uma das 9 empresas como referência para a elaboração do inventário de GEE da Coelba.

### 3 CONSTRUÇÃO DE INVENTÁRIO DE GÁS EFEITO ESTUFA PARA A COELBA E COMPARAÇÃO COM OUTRAS DISTRIBUIDORAS<sup>5</sup>

#### 3.1 INTRODUÇÃO

A população mundial cresceu mais de 4 vezes entre 1900 com 1,6 bilhão de habitantes até os dias atuais ultrapassando 7 bilhões de habitantes (UNDESA, 2015), enquanto a produção total de energia global aumentou mais de 20 vezes no mesmo período, de 23 para 548 exajoules. Já as emissões globais em 2010 foram superiores a 30% das emissões de 1990 (EPE, 2015). No período de 2014 a 2016 não houve variação significativa na quantidade de emissões de um ano para o outro, entretanto em 2017 houve um incremento de 1,7% e em 2018 um incremento de 2,7% em relação ao ano anterior (IEA, 2018). Como a população está projetada para aumentar para 10,9 bilhões até 2100, a demanda total de energia vai continuar a subir.

Um dos grandes desafios é identificar uma solução para os problemas inter-relacionados de crescimento da população, escassez de energia e aquecimento global. Atualmente, a geração de eletricidade contribui com cerca de 25% das emissões de gases com efeito estufa antropogênicas globais (IEA, 2017).

Diante de um cenário em que as nações precisam tomar medidas para redução das emissões de GEE, uma ferramenta essencial de apoio é o inventário de emissões de gases do efeito estufa, que fornece uma visão quantitativa das emissões efetuadas por países, regiões, cidades, empresas ou qualquer outra organização (ALBUQUERQUE, 2013). O inventário demonstra o perfil das emissões e dá subsídios para que uma organização possa estabelecer estratégias, planos e metas para redução e gestão das emissões de GEE (FGV; WRI, 2008).

Embora as empresas estejam realizando inventários e divulgando relatórios de emissões, percebe-se que esse número é ainda reduzido, principalmente em alguns setores.

---

<sup>5</sup> Uma versão preliminar desse capítulo foi apresentada no 22th *Annual International Sustainable Development Research Society (ISDRS) Conference*, Lisboa/Portugal, 2016 (TORRES, ANDRADE e GOMES, 2016) e publicado na *Latin American J. of Management for Sustainable Development (LAJMSD)*, Vol. 3, No. 4, 2017 na forma de artigo intitulado *Construction of greenhouse gas inventory for a Brazilian distribution electricity company* (TORRES, ANDRADE e GOMES, 2017).

Apenas 17 distribuidoras de energia elétrica brasileiras elaboram e divulgam o inventário de GEE, dentre as 63 concessionárias que prestam o serviço no país. Além disso, apesar de seguirem a metodologia do *GHG Protocol*, observa-se que não há um padrão na realização dos cálculos, existindo muitas diferenças entre as fontes de emissão consideradas. Essa falta de padronização dificulta a análise comparativa e o levantamento de ações que podem ser adotadas pelo segmento para mitigação das emissões relacionadas. Também é importante identificar quais as fontes de emissão mais relevantes nas atividades desenvolvidas no segmento de distribuição de energia.

Dessa forma, este capítulo tem como objetivo construir o inventário de GEE da Coelba demonstrando o detalhamento do cálculo e as fontes de emissões correlacionadas com cada categoria e comparar com inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais para identificar as maiores fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica.

Apesar da metodologia do *GHG Protocol* para elaboração de inventário de GEE já ser difundida e bastante utilizada mundialmente, este trabalho traz como contribuição a elaboração de um inventário de GEE customizado para uma empresa brasileira de distribuição de energia elétrica. O inventário construído para a Coelba contempla todas as fontes de emissão relacionadas às atividades de uma distribuidora de energia elétrica e é mais completo do que os inventários de empresas do setor elétrico de empresas nacionais e internacionais.

As empresas que elaboram inventário de GEE possuem como vantagem competitiva a melhoria da performance dos processos, redução dos riscos ao negócio com a antecipação às normatizações e adaptação do processo produtivo às restrições da nova economia de baixo carbono e maior transparência e prestação de contas aos stakeholder.

O capítulo está estruturado em cinco seções, incluindo esta introdução. Na seção 3.2 são abordados o conceito de inventário de GEE e detalhamento da metodologia do *GHG Protocol*. Na seção 3.3 são demonstrados os procedimentos metodológicos adotados para alcançar os objetivos propostos e o detalhamento do cálculo de cada categoria do *GHG Protocol*. Na seção 3.4 são apresentados e discutidos os resultados encontrados em cada categoria do inventário, e índices comparativos entre os inventários das empresas nacionais e internacionais e, na última seção são apresentadas as principais considerações finais e suas limitações, bem como sugestões para futuras investigações.

## 3.2 INVENTÁRIO DE GEE

O inventário de emissões é uma ferramenta usada em todo o mundo por governos e instituições privadas para a quantificação das emissões de GEE, fundamental para lidar com a mudança climática e atender a meta do acordo global de Paris de manter o aumento da temperatura média global abaixo dos 2° C acima do limiar dos níveis pré-industriais (WRI; UNICAMP, 2014 ).

O inventário de GEE permite identificar as fontes localizadas de emissões. Ele retrata o cenário atual ou de um período chamado de linha de base, com o objetivo de obter dados confiáveis para elaborar planos de mitigação e/ou redução de emissões (CRUZ; D'AVILA, 2013, WRI; WBCSD, 2013).

Ele considera as emissões decorrentes das operações, produtos e serviços de uma organização ou das atividades e áreas com potenciais de emissões, para que sejam feitas reduções ou ações de compensação (FGV; WRI, 2008; GUENTHER et al., 2012).

Ao longo de várias décadas, os inventários de GEE melhoraram, incluindo mais setores e subsetores de atividade, e metodologias padronizadas internacionais foram desenvolvidas (WRI, 2014).

Muitas empresas já inseriram o inventário de GEE em seu processo de gestão, pois além de mitigar e/ou neutralizar seus impactos ambientais e agregar valor a sua imagem corporativa, já estão se preparando para legislações cada vez mais restritivas com relação às emissões que tendem a surgir à medida que a questão climática avança na agenda política mundial (HALL; LEE, 2008).

A Fundação Getúlio Vargas (FGV, 2009) orienta que a elaboração de um inventário corporativo seja um processo contínuo, a fim de permitir o acompanhamento da evolução dos esforços de redução das emissões ao longo dos anos.

### 3.2.1 Elaboração de Inventário de GEE a partir do *GHG Protocol*

Uma iniciativa que visa reduzir as emissões de GEE é o inventário de GEE corporativo. O padrão mais utilizado mundialmente pelas empresas e governos para entender, quantificar e gerenciar suas emissões é o *GHG Protocol* (FGV; WRI, 2008; WRI; WBCSD,

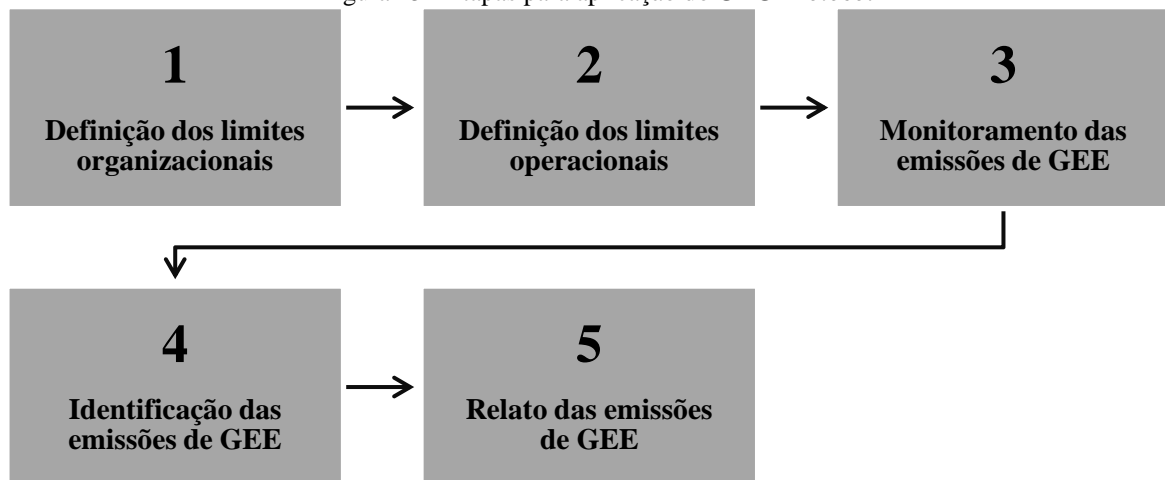
2013; WRI, 2015).

A metodologia do *GHG Protocol* foi lançada em 1998 e revisada em 2004. Ela foi desenvolvida pelo *World Resources Institute* (WRI) em associação com o *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD) e parcerias entre empresas, Organizações Não Governamentais (ONGs) e governos.

A metodologia foi difundida no Brasil, com a implantação do Programa Brasileiro *GHG Protocol* em 2008. O *GHG Protocol* foi adaptado ao contexto nacional pelo Centro de Estudos em Sustentabilidade da Fundação Getúlio Vargas e WRI (FGV; WRI, 2008).

A aplicação da metodologia segue cinco etapas, conforme Figura 15.

Figura 15 - Etapas para aplicação do *GHG Protocol*



Fonte: Elaboração própria baseada em FGV e WRI (2008).

- Etapa 1: Definição dos limites organizacionais

Segundo o PBGHGP, existem duas abordagens para a definição dos limites organizacionais de um inventário, apresentadas no Quadro 2: controle operacional e participação societária.



Quadro 2 - Sumário das abordagens dos limites organizacionais

Abordagem	Definição	Contabilização dos GEE
Controle operacional	Autoridade para introduzir e implementar políticas de funcionamento	Se possuir controle operacional: 100% Se não possuir controle operacional: 0%
Participação societária	Porcentagem de posse	Porcentagem da propriedade

Fonte: WRI e WBCSD (2011)

Empresas que publicam o inventário com base na participação societária devem incluir as fontes que as mesmas possuem integralmente ou parcialmente, de acordo com a participação em cada fonte. Já no controle operacional, devem ser incluídas no inventário 100% das emissões de fontes que estejam sob o controle, e nenhuma das emissões de fontes que não estejam sob seu controle, independentemente de sua participação societária na fonte (WRI; WBCSD, 2011).

- Etapa 2: Definição dos limites operacionais

Esta etapa envolve a identificação das fontes associadas às operações da empresa e a classificação em emissões diretas e indiretas. O *GHG Protocol* considera três escopos na quantificação das emissões: escopo 1- emissões diretas relacionadas ao processo produtivo de uma organização e cujas fontes podem ser controladas por essa; escopo 2 - emissões indiretas derivados do consumo da energia elétrica e térmica; e escopo 3 - emissões indiretas referentes às operações que ocorrem em fontes que não pertencem ou que não são controladas pela empresa (FGV; WRI, 2008).

O padrão corporativo se concentra principalmente nos escopos 1 e 2 por serem obrigatórios. O Escopo 3 é uma categoria de relatório opcional e pode incluir emissões opcionais a montante e a jusante não incluídas no escopo 1 ou 2 (WRI; WBCSD, 2013; WRI, 2015).

O escopo 3 é formado por 15 categorias de fontes emissoras. As emissões de escopo 3 são classificadas em *upstream* (a montante) e *downstream* (a jusante) com base nas transações financeiras da organização inventariante - a primeira refere-se às emissões relacionadas aos bens e serviços comprados ou adquiridos, e a última àquelas relacionadas aos bens e serviços vendidos (WRI; WBCSD, 2011). Por ser opcional, nem todas as categorias que compõem o escopo 3 possui planilha estruturada de cálculo. Todavia, o *GHG Protocol*, através do Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3 (em inglês *Technical Guidance for*

*Calculating Scope 3 Emissions*), disponibiliza informações relevantes que possibilitam a realização dos cálculos.

- Etapa 03: Monitoramento das emissões de GEE

As empresas devem selecionar o ano-base de seu inventário, especificando as razões para a escolha. O ano-base pode ser o atual ano de elaboração do inventário, qualquer ano anterior em que os dados estão disponíveis ou até mesmo uma média anual de emissões de vários.

- Etapa 04: Identificação e cálculo das emissões de GEE

Após a definição dos limites do inventário, as empresas devem seguir os seguintes passos para calcular as emissões:

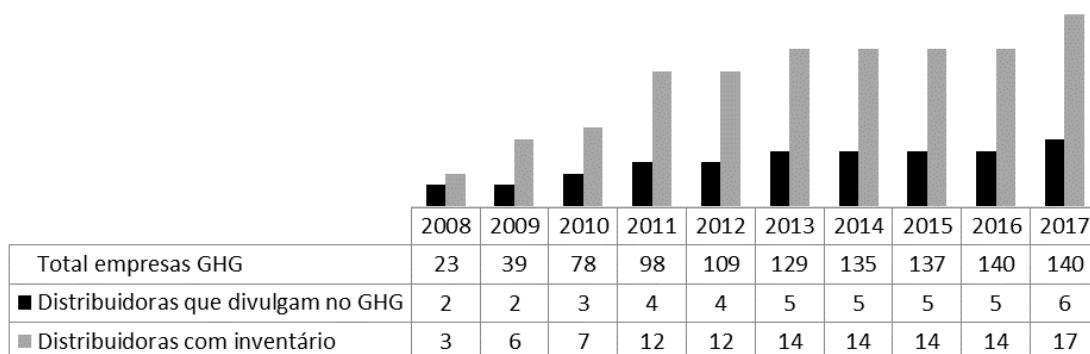
- a) Identificar fontes de emissão a partir da definição dos limites organizacional e operacional;
- b) Escolher a abordagem de cálculo que pode ser mensuração direta, cálculo estequiométrico ou fatores de emissão de GEE;
- c) Coletar dados e escolher fatores de emissão;
- d) Aplicar ferramentas de cálculo disponibilizadas pelo PBGHGP. Caso não atenda a algum cálculo específico, é importante seguir as orientações sobre a realização do mesmo;
- e) Compilar dados no nível corporativo caso o controle seja segmentado.

- Etapa 05: Relato das emissões de GEE

O PBGHGP estimula que as empresas divulguem o inventário no site do programa e sigam os princípios do relato que contempla a relevância, consistência, exatidão e transparência.

Apesar do aumento da quantidade de empresas que aderiram ao PBGHGP desde a sua implantação no Brasil iniciando em 2008 com 23 inventários publicados e alcançando em 2017 140 inventários, a Figura 16 demonstra que apenas seis distribuidoras de energia elétrica elaboraram o inventário de GEE e divulgaram através do programa (FGV, 2017).

Figura 16 - Inventário distribuidoras de energia elétrica



Fonte: Elaboração própria

Ressalta-se, entretanto, que considerando todas as distribuidoras de energia elétrica contempladas nos inventários divulgados e também as distribuidoras que elaboraram o inventário seguindo a metodologia do GHG, mas não eram participantes do PBGHGP, o total passa a ser 17.

É importante salientar que alguns inventários realizados com a consolidação do grupo empresarial não possuem a segmentação de cada empresa.

### 3.2.2 Fatores de emissão

O cálculo das emissões é realizado, em sua maioria, a partir de uma equação que envolve dois parâmetros: dado de atividade e fator de emissão. O dado de atividade é uma medida quantitativa de uma atividade geradora de emissões de GEE (WRI; WBCSD, 2011). Enquanto que fatores de emissão (FE) são valores representativos que estimam a quantidade de um determinado poluente liberado em função de uma atividade associada à liberação desse poluente. Esses fatores são determinados através de experimentos onde são medidas as quantidades emitidas de cada poluente em função da energia demandada. Através da média desses dados, determina-se então um fator de emissão para um dado poluente (EPA, 2017).

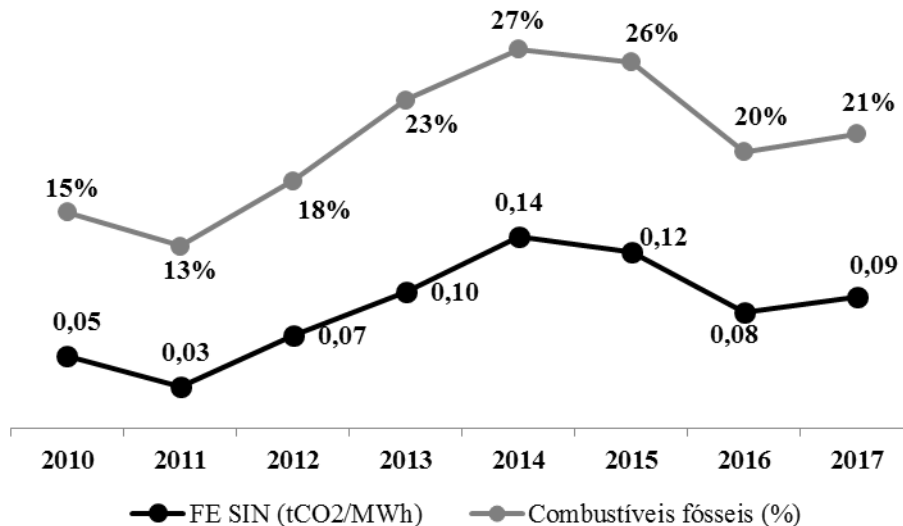
Os dados de atividade e os fatores de emissão podem ser originados de atividades específicas da organização inventariante ou da sua cadeia de valor, classificados como dados primários, a exemplo de consumo de combustíveis e compras de material. E também podem não ser referentes a atividades específicas da organização inventariante ou da sua cadeia de

valor, classificados como dados secundários, como dados médios da indústria e outros dados genéricos (WRI; WBCSD, 2011)

Os fatores de emissão médios de CO<sub>2</sub> para energia elétrica a serem utilizados em inventários têm como objetivo estimar a quantidade de CO<sub>2</sub> associada a uma geração de energia elétrica determinada. No Brasil, o fator de emissão utilizado para esse fim é o fator de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ele calcula a média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas que estão gerando energia (MCTIC, 2018).

A Figura 17 apresenta a relação existente entre o fator de emissão do SIN e a participação de combustíveis fósseis na matriz elétrica. Observa-se que quanto maior a participação de combustíveis fósseis, maior o FE SIN.

Figura 17 - Fator de emissão SIN X Participação combustíveis fósseis na matriz elétrica



Fonte: MCTIC, 2018 e EPE (2017)

### 3.3 METODOLOGIA

Dentre as metodologias existentes para construção de inventários de GEE, optou-se pela adoção do *GHG Protocolo*. Além de ser a metodologia mais utilizada para elaboração de inventários em organizações, existe uma versão adaptada ao cenário brasileiro, que utiliza fontes de emissão específicas nacionais (FGV; WRI, 2008). Entretanto, a maior motivação deu-se pela comparabilidade com inventários de outras distribuidoras de energia elétrica que utilizam o *GHG Protocol*. Ressalta-se que não existe um guia de elaboração de inventário

específico para o setor elétrico. A maioria dos documentos pode ser utilizado por empresas de qualquer segmento de mercado. Entretanto, para a elaboração do inventário, é necessário fazer uma análise prévia das fontes aplicáveis existentes em cada situação.

Para a construção do inventário de GEE das atividades da Coelba, utilizou-se o inventário da distribuidora RGE Sul (antes AES Sul) como parâmetro. Dentre as empresas identificadas na seção 2.5 (Quadro 1) que realizam o inventário de GEE, a RGE Sul (antes AES Sul) foi a única que apresentou um inventário específico para o segmento de distribuição em 2014, ano em que foi realizada essa pesquisa e visita à empresa. Todos os outros inventários incluíam o total de emissões dos segmentos que o grupo empresarial atuava, sem discriminar as respectivas fontes de emissão. A utilização de um parâmetro inicial para construção do inventário de GEE da Coelba foi fundamental para a identificação das fontes de emissão de uma distribuidora, assim como, para o entender o funcionamento da ferramenta de cálculo do *GHG Protocolo*.

Como métodos de coleta dados, foram utilizados: a) dados secundários de documentos institucionais da RGE Sul (antes AES Sul), como o inventário de GEE publicado no website do PBGHGP dos anos 2012 a 2014 para o levantamento de informações sobre as emissões de GEE e seus respectivos cálculos e o relatório de sustentabilidade para o levantamento de informações complementares sobre a gestão das emissões de GEE, e b) dados primários obtidos através de entrevista com um funcionário da Diretoria Geral da Geração, responsável pela elaboração do inventário de todo o grupo de empresas que a RGE Sul (antes AES Sul) fazia parte. Em 2014 o Grupo que detinha a operação da RGE Sul (antes AES Sul) era o Grupo AES.

A entrevista foi feita de forma semiestruturada e baseou-se em uma conversa informal. Foi realizada na sede da Holding da AES em São Paulo. Durante aproximadamente 4 horas o entrevistado apresentou planilhas com dados utilizados para calcular as emissões e fez considerações sobre o tratamento de informações necessário para preencher a ferramenta do PBGHGP. As perguntas foram direcionadas, principalmente, às fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica, suas respectivas classificações nas categorias do *GHG Protocol* e nas informações necessárias para a realização dos cálculos.

A empresa ainda fez atendimentos via e-mail para dirimir dúvidas sobre a realização de cálculos e critérios utilizados no tratamento das informações que só surgiram durante a elaboração do inventário da Coelba. Entretanto, ressalta-se que o inventário da RGE Sul (antes AES Sul) contemplava apenas algumas fontes de emissões, e apesar da sua importância

possuía um escopo menor que o inventário proposto para a Coelba e que será apresentado nesse capítulo. O inventário da Coelba apresenta 15 fontes de emissões (categorias *GHG Protocol*), enquanto que o do RGE Sul (antes AES Sul) apresentava 9. Além disso, foram mapeadas outras fontes não contempladas no inventário apresentado pela Coelba, devido a inexistência de dados necessários para o cálculo.

Para a construção do inventário de GEE da Coelba, também foram utilizados dados secundários da Coelba, referente ao período de 2014 a 2017. Através de documentos institucionais, como o relatório de sustentabilidade e relatório de administração, foram levantadas informações públicas como quantidade de combustível utilizada na frota, quantidade de energia distribuída, quantidade de energia perdida, entre outras informações. Os dados primários foram obtidos através de relatórios extraídos do sistema gerencial adotado pela empresa (SAP-R3), além de planilhas de registros e controles operacionais disponibilizados por funcionários de diversas áreas da empresa, como Administração, Gestão de Pessoas, Meio Ambiente, Suprimento, Mercado e Recuperação de Perdas, Planejamento e Controle, entre outras. Durante o período de construção do inventário a empresa disponibilizou a maior parte dos dados necessários. Ressalta-se que áreas de outras empresas do Grupo Neoenergia também foram envolvidas, como por exemplo, a área de Meio Ambiente da Celpe que possuía controles mais estruturados que os da Coelba e pode contribuir no levantamento e estruturação das informações.

Para definir o escopo do inventário utilizou-se o perfil da Coelba descrito no Apêndice dessa tese. Já para a construção do inventário, além de utilizar a RGE Sul (antes AES Sul) como referência, foram utilizados documentos de apoio disponibilizados pelo *GHG Protocol*, principalmente para as categorias não contempladas no inventário da empresa de referência. Salienta-se que todas as fontes de emissão das atividades realizadas por uma distribuidora de energia elétrica serão detalhadas no item 3.3.1, mesmo nos casos em que as informações da Coelba não foram disponibilizadas.

Após a construção do inventário da Coelba foi realizada uma análise comparativa entre as emissões das distribuidoras de energia elétrica que realizam inventário, conforme já demonstrado na seção 2.5, considerando as fontes de emissões iguais. Para isso, foram utilizados dados secundários como o inventário de GEE publicado no website do PBGHGP e relatório de sustentabilidade para as empresas que não são membros do programa, mas elaboram o inventário. Além dos dados divulgados pelas empresas, foram inseridas informações calculadas de emissões relacionadas à distribuição de energia e às perdas

técnicas de energia, com base em informações divulgadas pela Aneel (2018).

De forma similar, também foram levantados dados secundários de empresas internacionais que compõem o grupo Iberdrola (ver Apêndice) a partir do inventário divulgado no website do Grupo e informações disponibilizadas no relatório de resultados. Com esses dados, também foi realizada análise comparativa do inventário da Coelba com empresas internacionais.

### **3.3.1 Inventário GEE da Coelba**

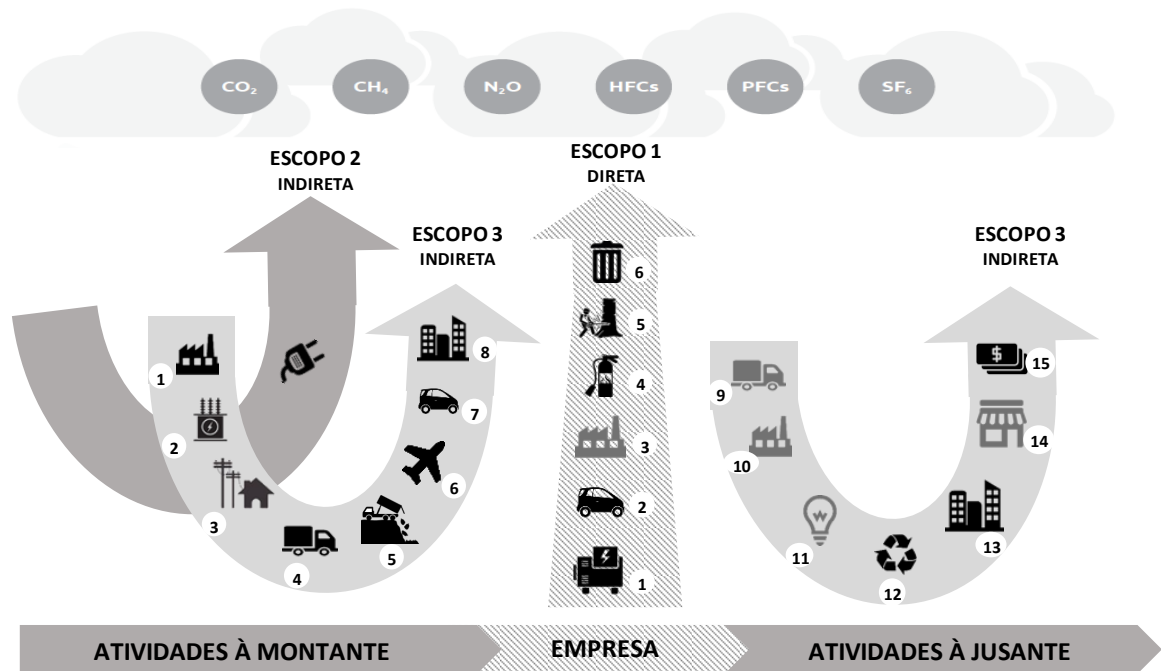
O inventário de GEE da Coelba foi desenvolvido através da metodologia *GHG Protocol* adotando como limite organizacional a abordagem controle operacional, visto que a Coelba não possui participação em outras empresas.

As emissões de GEE da Coelba foram calculadas para o período de 2014 a 2017, entretanto, devido à ausência de alguns controles internos e necessidade de tratamento das informações pelo autor, algumas fontes foram calculadas apenas para o ano 2014 e replicadas para os demais anos. Ressalta-se, contudo, que a metodologia aplicada pode ser utilizada para qualquer outro período.

O inventário da Coelba adotou como limite operacional os três escopos da metodologia *GHG Protocol*.

A Figura 18 ilustra os escopos e as respectivas fontes geradoras das emissões diretas e indiretas ao longo de toda cadeia de valor. As fontes de emissão com ícones em preto são aplicáveis à uma distribuidora de energia e foram correlacionadas com as atividades desse segmento. Já os ícones em cinza, não possuem aplicabilidade.

Figura 18 - Visão geral dos escopos e emissões do *GHG Protocol* em toda a cadeia de valor



Fonte: Adaptado de WRI e WBCSD (2011).

O Quadro 3 detalha as fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica seguindo as referências numéricas apresentadas na Figura 18.

Quadro 3 – Fontes de emissão distribuidora energia elétrica

Escopo	Categorias	Fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica
Escopo 1	1 - Combustão estacionária	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geradores à diesel</li> <li>• Combustíveis utilizados em motosserras</li> <li>• Combustíveis utilizados em empilhadeiras e guindastes</li> <li>• Consumo de combustível por veículos e embarcações próprios e locados sob controle operacional da organização inventariante para transporte de funcionários e transporte de carga</li> </ul>
	2 - Combustão móvel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não aplicável, pois as distribuidoras não possuem processos industriais</li> </ul>
	3 - Processos industriais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Extintores de incêndio de CO2</li> <li>• Equipamentos de refrigeração e ar condicionado</li> <li>• Emissões de SF6 de equipamentos elétricos</li> </ul>
	4 - Emissões fugitivas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Supressão vegetal</li> <li>• Fertilizantes utilizados na produção de mudas e nos plantios</li> </ul>
	5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não aplicável, pois o tratamento de resíduos sólidos é realizado por outra empresa</li> </ul>
	6 - Resíduos sólidos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não aplicável, pois o tratamento de efluentes líquidos é realizado por outra empresa</li> </ul>
	7 - Efluentes	



Escopo	Categorias	Fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica	
Escopo 2	Compra de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo de eletricidade nas unidades administrativas e operacionais</li> <li>• Perdas técnicas de energia elétrica na rede de transmissão e distribuição</li> </ul>	
Escopo 3	<i>Upstream – A montante</i>	1- Bens e Serviços comprados	• Ciclo de vida dos produtos (bens e serviços) comprados ou adquiridos
		2- Bens de capital	• Ciclo de vida dos bens de capital comprados ou adquiridos
		3- Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2	• Distribuição de energia elétrica para os consumidores finais
		4- Transporte e distribuição	• Transporte e distribuição de produtos adquiridos em veículos que não são de propriedade nem operados pela organização
		5- Resíduos gerados nas operações	• Tratamento e/ou disposição final dos resíduos sólidos e efluentes líquidos
		6- Viagens a negócios	• Transporte de funcionários para atividades da organização realizado em veículos operados ou de propriedade de terceiros
		7- Deslocamento de funcionários (casa-trabalho)	• Deslocamento de funcionários entre casa-trabalho em transportes não operados nem pertencentes à organização inventariante
		8- Bens arrendados (a organização como arrendatária)	• Operação de bens arrendados pela organização inventariante (arrendatária) e que não foram incluídas nos Escopos 1 e 2 da mesma
	<i>Downstream – A jusante</i>	9- Transporte e distribuição	• Não aplicável, pois esta categoria exclui o transporte e distribuição de combustíveis e produtos energéticos
		10- Processamento de produtos vendidos	• Não aplicável, pois a energia elétrica é um produto final
		11- Uso de bens e serviços vendidos	• Não aplicável, pois a energia elétrica não é armazenada. As emissões relacionadas são referentes ao consumo
		12- Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos	• Disposição final e tratamento dos produtos, vendidos no ano inventariado ao final de sua vida útil: veículos leiloados, resíduos vendidos
		13- Bens arrendados (a organização como arrendadora)	• Operação dos bens de propriedade da organização inventariante (arrendadora) e arrendados à outras entidades no ano inventariado, não incluídas nos Escopos 1 e 2 da organização inventariante
		14- Franquias	• Não aplicável, pois as distribuidoras de energia não atuam com franquias
		15- Investimentos	• Emissões das operações de investimentos (incluindo investimentos de capital, investimento de dívida e financiamento de projetos). Não foi identificado nenhum distribuidora com esses tipos de investimentos.

Fonte: Elaboração própria com base no WRI e WBCSD (2011).

### 3.3.1.1 Escopo 1

O escopo 01 contempla todos os gases de efeito estufa que são emitidos diretamente pela empresa, ou seja, por todas as atividades que estão sob o seu controle operacional (WRI;

WBCSD, 2011).

#### 3.3.1.1.1 Categoria 1 - Combustão estacionária

A combustão estacionária é derivada da geração de eletricidade, vapor, calor ou energia com o uso de equipamento em um local fixo (FGV; WRI, 2008). Nesta categoria podem ser citados como fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica geradores à diesel, combustíveis utilizados em motosserras e combustíveis utilizados em empilhadeiras e guindastes.

Atualmente, as subestações da Coelba utilizam óleo mineral e vegetal em substituição ao diesel, além de não possuírem gerador de energia. A queima desses óleos não injeta novos volumes de GEE na atmosfera como ocorre quando se queima óleos derivados do petróleo. No entanto, a empresa possui um gerador de energia em seu prédio principal para situações emergenciais. Apesar de ser acionado com uma regularidade muito baixa para emergências, semanalmente precisa ser ligado para testes de funcionalidade.

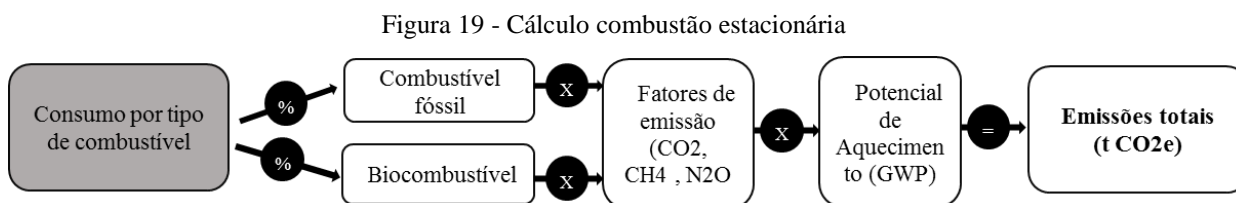
O consumo para esta fonte foi considerado o mesmo para todos os anos analisados, pois a empresa não possui controle anual. De acordo com o horímetro, o equipamento tinha 88 horas de operação entre o ano 2002, quando foi instalado, até 2017. Levando em consideração a curva de performance do fabricante STEMAC, o gerador consome 27 l/h, ou seja, 2.376 litros (88h x 27 l/h) desde sua instalação, o que equivale a um consumo médio anual de 158,4 litros de diesel.

As outras fontes de emissão são identificadas nas atividades de poda, que necessita de motosserras e guindastes, e manutenção da rede elétrica, que também utiliza guindastes. Todavia, essas atividades são executadas por equipes especializadas de empresas contratadas que são pagas pelo serviço e não possuem a gestão da quantidade de combustível utilizada nos equipamentos.

Para esta categoria, a ferramenta do PBGHGP exige apenas a quantidade de litros consumidos do combustível e multiplica pelos fatores de emissão correspondentes (Figura 19). Os dados de input foram marcados em cinza e os dados referentes ao cálculo realizado pela ferramenta foram deixados em branco.

Os combustíveis são segmentados de acordo com sua composição (combustível fóssil

e biocombustível) a partir de dados do EPE (2016). Posteriormente, cada composto é multiplicado pelo fator de emissão correspondente e potencial de aquecimento para totalizar as emissões gerais (tCO<sub>2</sub>e).



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

### 3.3.1.1.2 Categoria 2 - Combustão móvel

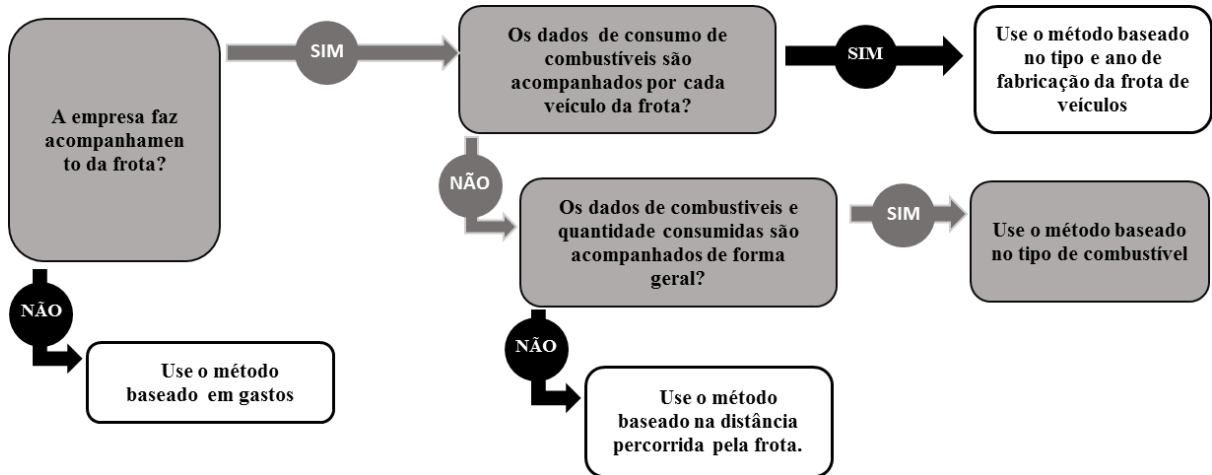
A combustão móvel é derivada do consumo de combustível por veículos e embarcações próprios e locados sob controle operacional da organização inventariante para transporte de funcionários e transporte de carga (FGV; WRI, 2008).

Para o cálculo das emissões dessa categoria, a ferramenta do PBGHGP considera os modais rodoviário, ferroviário, hidroviário e aéreo. Entretanto, para o inventário da Coelba foi considerado apenas o modal rodoviário, pois a empresa utiliza prioritariamente veículos automotivos para o deslocamento.

A ferramenta disponibiliza três métodos de cálculo das emissões do modal rodoviário, seguindo uma ordem de precisão: a) tipo e ano de fabricação da frota de veículos; b) tipo de combustível e c) distância percorrida.

A Figura 20 apresenta a matriz de decisão da fonte de emissão combustão móvel. Ela foi desenvolvida seguindo o modelo adotado nas matrizes das categorias do escopo 3, disponíveis no Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3 (WRI; WBCSD, 2013). O caminho para a escolha do método adotado pela Coelba está marcado em cinza.

Figura 20 - Matriz de combustão móvel



Fonte: Elaboração própria

Apesar da Coelba possuir o controle da quantidade de veículos e suas respectivas características: tipo e ano da frota própria e alugada, os dados de consumo por veículo não estavam disponíveis. Dessa forma, optou-se pelo cálculo a partir do tipo de combustível. Ainda que a ferramenta priorize o relato mensal de consumo, a empresa não detinha o controle detalhado, sendo necessário realizar o cálculo das emissões utilizando o consumo total anual por tipo de combustível.

Observa-se que na matriz também foi contemplado o método baseado em gastos, entretanto, a metodologia do GHG não considera esse cálculo. Para utilizá-lo, seria necessário multiplicar o montante gasto por um fator de emissão correlacionado a fonte. Ressalta-se que esse método, possui altos níveis de incerteza.

O cálculo realizado na ferramenta do *GHG Protocol* no método baseado no tipo de combustível segue o mesmo fluxo da categoria combustão estacionária (Figura 19).

### 3.3.1.1.3 Categoria 3 - Processos industriais

São emissões não derivadas de combustão, resultantes de transformações físicas ou químicas de materiais, a exemplo das emissões de CO<sub>2</sub> da calcinação na fabricação de cimento (FGV; WRI, 2008).

Essa categoria não é aplicável à uma distribuidora de energia elétrica e por isso não foi considerada no inventário da Coelba.

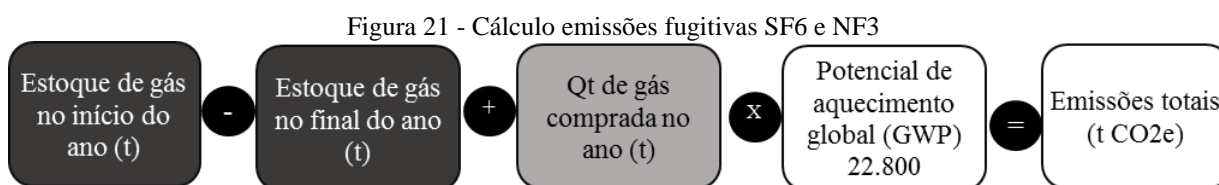
### 3.3.1.1.4 Categoria 4 - Emissões fugitivas

O *GHG Protocol* (2016), classifica as emissões fugitivas como emissões originárias durante a manutenção e operação de equipamentos de refrigeração e ar condicionado (RAC), extintores de incêndio, além da utilização de hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) e trifluoreto de nitrogênio (NF<sub>3</sub>).

Para esta categoria, foram considerados dois gases:

- Hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) - O SF<sub>6</sub> é considerado 23.000 vezes mais nocivo para o efeito estufa que o dióxido de carbono (IPCC, 2007). Ele é utilizado como isolador e médio refrescante em transformadores e como meio isolante e extintor de arco elétrico, tanto em disjuntores, como em subestações da Coelba.

A Figura 21 demonstra o cálculo realizado e evidencia em cinza as informações que a empresa deve inserir. Para a Coelba, foi considerado apenas a quantidade do gás SF<sub>6</sub> comprada para reposição (cinza claro), pois os equipamentos da empresa não dispõem de medição direta de perda de gás.



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) – Está relacionado às emissões de equipamentos de refrigeração e ar condicionado e de extintores de incêndio que utilizem GEE em seu funcionamento.

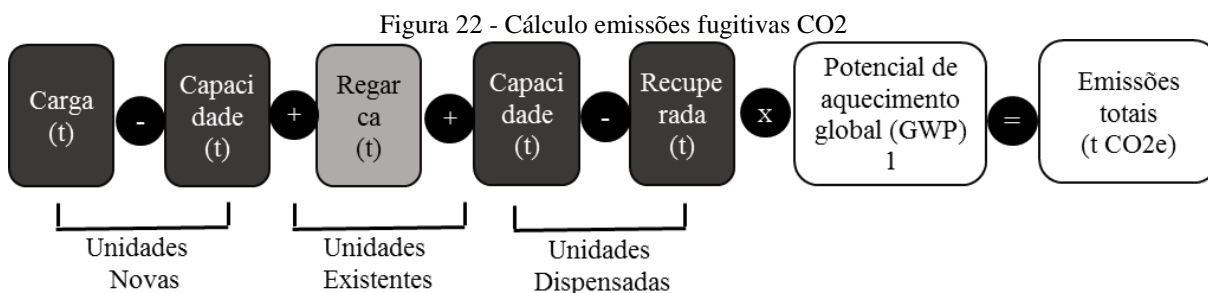
No que tange aos extintores de incêndio, a Coelba contrata o serviço de recarga de uma empresa especializada e autorizada e não faz o controle da quantidade de recarga realizada no ano. Dessa forma, não possuía dados suficientes para preencher todos os campos solicitados pela ferramenta do PBGHGP, como por exemplo a quantidade de extintores instalados e descartados durante o ano inventariado. Todavia, foi possível verificar a quantidade de extintores de CO<sub>2</sub> recarregados no ano de 2014 através de levantamento das notas fiscais emitidas com a colaboração da empresa que executou o serviço.

Assim como os extintores, a Coelba contrata o serviço de manutenção e recarga para

os aparelhos de ar condicionados e também não controla as recargas realizadas. O prédio principal da empresa, localizado em Salvador, utiliza central de ar condicionado e as demais localidades utilizam aparelhos de ar condicionado. Nesse caso, a empresa prestadora de serviço não segmentava em suas notas fiscais os valores correspondentes a recarga e a manutenção. Além disso, a Coelba não possuía controle dos seus equipamentos de ar condicionado para que pudesse ser feita alguma estimativa.

Vale ressaltar, entretanto, que todos os equipamentos da empresa utilizam o gás R-134 para atender aos termos do Protocolo de Montreal. O R134 refrigerante é o único hidrofluorcarboneto (HFC) de refrigerante que contém hidrogênio, flúor e carbono. Ele não contém cloro, o que o torna mais ecológico do que refrigerante R22 utilizado anteriormente (PROTOCOLO DE MONTREAL, 2018).

Para calcular as emissões dos extintores e dos RACs, a ferramenta do PBGHGP utiliza o mesmo cálculo ( Figura 22 ). Seguindo o padrão, os dados disponibilizados pela Coelba estão em cinza claro.



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

### 3.3.1.1.5 Categoria 5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo

Nesta categoria são consideradas as emissões não mecânicas de atividades de agricultura, pecuária ou de mudanças do solo (FGV; WRI, 2008). Existem três maneiras principais através das quais o uso da terra e as mudanças no uso da terra contribuem para as emissões de carbono: a) conversão de terras florestais para outros usos da terra (agricultura, pastagens, assentamentos, etc.); b) produção agrícola e c) pecuária (BANCO MUNDIAL, 2010).

As emissões da Coelba classificadas nesta categoria são provenientes da a) supressão vegetal nativa para a realização de obras e b) utilização de fertilizantes orgânicos. Apesar de algumas empresas relatarem nessa categoria a utilização de herbicidas na capina química, de acordo com a Metodologia do *GHG Protocol* da agricultura (WRI; UNICAMP, 2014), os fatores de emissão dos defensivos agrícolas são associados à fase de produção e transporte desses químicos. O uso desses produtos não acarreta emissões de GEE diretas, e por isso devem ser reportados como emissões indiretas de escopo 3.

Para a supressão vegetal foi utilizado a quantidade de hectares (ha) suprimidos durante o ano. Não foram disponibilizadas as informações sobre a fitofisionomia e o bioma do local onde houve a supressão, por isso, considerou-se uma média ponderada dos fatores de emissão entre os três biomas identificados na Bahia conforme dados do SEI (2004): Caatinga (54%), Cerrado (27%) e Mata Atlântica (19%).

A Coelba utiliza fertilizantes orgânicos no plantio de mudas de árvores dentro do escopo de diversos programas desenvolvidos pela empresa ou para atendimento de condicionantes ambientais, como a recuperação de áreas degradadas e de implantação de cinturões de proteção em áreas de preservação permanente nas bordas de reservatórios de usinas hidrelétricas. No entanto, não há controle da área plantada e respectivo bioma, nem da quantidade de fertilizantes utilizado. Dessa forma, não foram consideradas as emissões geradas pela utilização dos fertilizantes e as remoções de CO<sub>2</sub> referente aos plantios. De acordo com o PBGHGP, o cálculo das remoções deve contemplar um período de 20 anos, pois esse é o período em que as árvores plantadas permanecem sequestrando carbono da atmosfera (FGV; WRI, 2008).

A Figura 23 apresenta o cálculo realizado pela ferramenta do PBGHGP para esta categoria, sendo igual para todas as fontes de emissão.

Figura 23- Cálculo emissões agrícolas e mudança uso de solo



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

A quantidade de emissões de GEE é encontrada de acordo com cada fonte de emissão.

a) Supressão vegetal: foi utilizada a Equação 01 definida pelo IPCC (2006) para

verificar a perda anual de carbono na biomassa por perturbações.

$$(L_{disturbances}) = \{A_{disturbances} \cdot B_W \cdot (1 + R) \cdot CF \cdot fd \quad (01)$$

Onde:

$L_{disturbances}$  = perdas anuais de carbono (toneladas);

$A_{disturbances}$  = área afetada por distúrbios no ano (ha);

$B_W$  = biomassa média acima do solo de áreas de terra afetadas por perturbações;

$R$  = razão entre a biomassa abaixo do solo e a biomassa acima do solo;

$CF$  = fração de carbono da matéria seca;

$fd$  = fração de biomassa perdida na perturbação

O parâmetro  $fd$  define a proporção de biomassa que é perdida do pool de biomassa. Um  $fd$  igual a 1 significa que todas as perdas anuais de carbono ocorreram em um único ano. Já o  $fd$  igual a 3 significa que parte deste carbono é emitido imediatamente e alguns são adicionados às reservas de matéria orgânica morta. Dessa forma, normalmente, considera-se o  $fd$  igual a 3.

Para verificar as variantes que compõem a Equação 01 foi necessário correlacionar os biomas identificados no Estado da Bahia e os nomes utilizados pelo IPCC (Quadro 4).

Quadro 4 - Biomas da Bahia x zonas ecológicas

Item	Biomas Bahia	Zonas ecológicas
1	Mata atlântica	<i>Tropical rainforest</i>
2	Cerrado	<i>Tropical moist deciduous forest</i>
3	Caatinga	<i>Tropical dry forest</i>

Fonte: SEI (2004) e FAO (2018)

Posteriormente foi verificado os valores correspondentes a cada variante da Equação 01, considerando todas as zonas ecológicas para calcular a média ponderada, conforme Quadro 5.

Quadro 5 - Variantes da Equação 01

Variante	Unidade de medida	Zonas ecológicas			Média	Fonte
		1	2	3		
BW	tonelada d.m. ha <sup>-1</sup>	300	220	210	230	Tabela 4.7
R	tonelada d.m. biomassa acima do solo	0,37	0,24	0,56	0,44	Tabela 4.4
CF	tonelada d.m. <sup>-1</sup>	0,47	0,47	0,47	0,47	Tabela 4.3

Fonte: IPCC(2006)

b) Fertilizantes orgânicos: Para esta fonte, se a empresa tivesse os dados disponíveis,



seria utilizada a Equação 02 para calcular as emissões de óxido nitroso proveniente do uso de fertilizantes orgânicos, conforme metodologia do *GHG Protocol* da agricultura (WRI; UNICAMP, 2014).

$$(N_2O_{AD.ORG}) = Q_{ORG} \cdot N_{ad} (1 - FRAC_{GASM}) EF_1 \quad (02)$$

Onde:

$N_2O_{AD.ORG}$  é a emissão de óxido nitroso associada à aplicação de fertilizantes orgânicos (Kg  $N_2O$  -N / Kg de adubo aplicado);

$Q_{ORG}$  é a quantidade de adubo orgânico aplicado (Kg);

$N_{ad}$  é o percentual de nitrogênio do adubo orgânico (%)

$FRAC_{GASM}$  é a fração do N aplicado que volatiliza na forma de  $NH_3$  e  $NO_x$  (%);

$EF_1$  é o fator de emissão (%).

Vale ressaltar que as informações das variantes  $N_{ad}$ ,  $FRAC_{GASM}$  e  $EF_1$  estão disponíveis na metodologia do *GHG Protocol* da agricultura (WRI; UNICAMP, 2014).

### 3.3.1.1.6 Categoria 06 - Resíduos sólidos e efluentes líquidos

São emissões de GEE provenientes do tratamento de resíduos sólidos e de efluentes líquidos, como por exemplo: decomposição em aterros sanitários, incineração de resíduos, tratamento biológico de efluentes, entre outros (FGV; WRI, 2008).

Esta categoria pode ser aplicada a qualquer tipo de empresa, desde que o tratamento de resíduos sólidos e efluentes líquidos aconteça em sua propriedade ou organização controlada. O tratamento dos resíduos e efluentes da Coelba será apresentado no escopo 3, pois é realizado por empresas terceiras que não estão no escopo das emissões diretas. Caso fosse realizado algum tipo de tratamento em sua propriedade, o cálculo seria mesmo.

### 3.3.1.2 Escopo 2

De acordo com PBGHGP (FGV; WRI, 2008), o escopo 2 contabiliza as emissões de

GEE provenientes da aquisição de energia elétrica e térmica do SIN ou do Sistema Isolado do Amazonas que é consumida pela empresa. As emissões resultantes da geração de energia elétrica adquirida que é perdida tecnicamente durante a transmissão e a distribuição também deve ser relatada pela companhia que é proprietária ou controladora da operação de transmissão e distribuição (T&D).

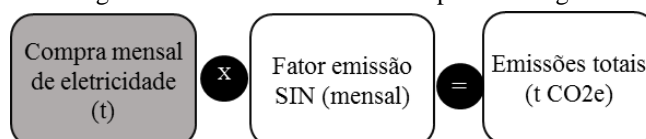
A perda técnica por efeito Joule (calor) é responsável pela maior quantidade de energia perdida nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela ocorre nos enrolamentos e condutores dos equipamentos elétricos devido à saturação magnética dos reatores e transformadores. As perdas técnicas são inevitáveis em qualquer rede de distribuição no mundo, representando um custo para o setor elétrico. Elas são calculadas por um balanço energético, contabilizado segundo procedimentos padrão da Aneel (2015).

Nesse contexto, para a Coelba foram consideradas as seguintes fontes: consumo próprio e perdas técnicas de T&D. As perdas foram segmentadas até o limite regulatório e quantidade excedente. Essa divisão não impacta o cálculo do inventário, mas será importante para a etapa posterior de internalização das emissões.

A ferramenta de cálculo do GHG segmenta as emissões a partir da origem da energia adquirida: SIN, Sistema Isolado do Amazonas e outras compras de energia. Para realizar os cálculos da Coelba foi utilizada a seção do SIN e informações mensalizadas. A utilização do fator de emissão do SIN mensal é mais precisa que a anual (média).

O PBGHGP utiliza o seguinte cálculo para as emissões dessa categoria (Figura 24).

Figura 24 - Cálculo emissões compra de energia elétrica



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

### 3.3.1.3 Escopo 3

Segundo o limite organizacional definido para a Coelba, o escopo 3 será relatado em sua totalidade, excluindo apenas aquelas fontes emissoras não aplicáveis no segmento de distribuição de energia elétrica.

As emissões *upstream* são aplicáveis a todos os tipos de produtos adquiridos, entretanto a aplicabilidade das categorias *downstream* depende do tipo de produto vendido pela empresa inventariante: final ou intermediário.

Os cálculos realizados nas categorias que compõem o escopo 3 seguiram o Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3, conforme orientações do PBGHGP (WRI; WBCSD, 2013). O guia disponibiliza uma matriz de decisão para o relato de algumas categorias, entretanto, nesse estudo, utilizou-se como parâmetro que todas contribuem significativamente para o cálculo das emissões do escopo 3.

### 3.3.1.3.1 Categoria 1 - Bens e Serviços comprados

Esta categoria inclui todas as emissões relacionadas ao ciclo de vida (extração, produção e transporte) dos produtos (bens e serviços) comprados ou adquiridos, até o ponto de recepção pela organização inventariante (WRI; WBCSD, 2013). O transporte dos produtos do local de origem, considerado como ponto de recepção, até a empresa foi considerado na Categoria 4 - Transporte e distribuição do escopo 3.

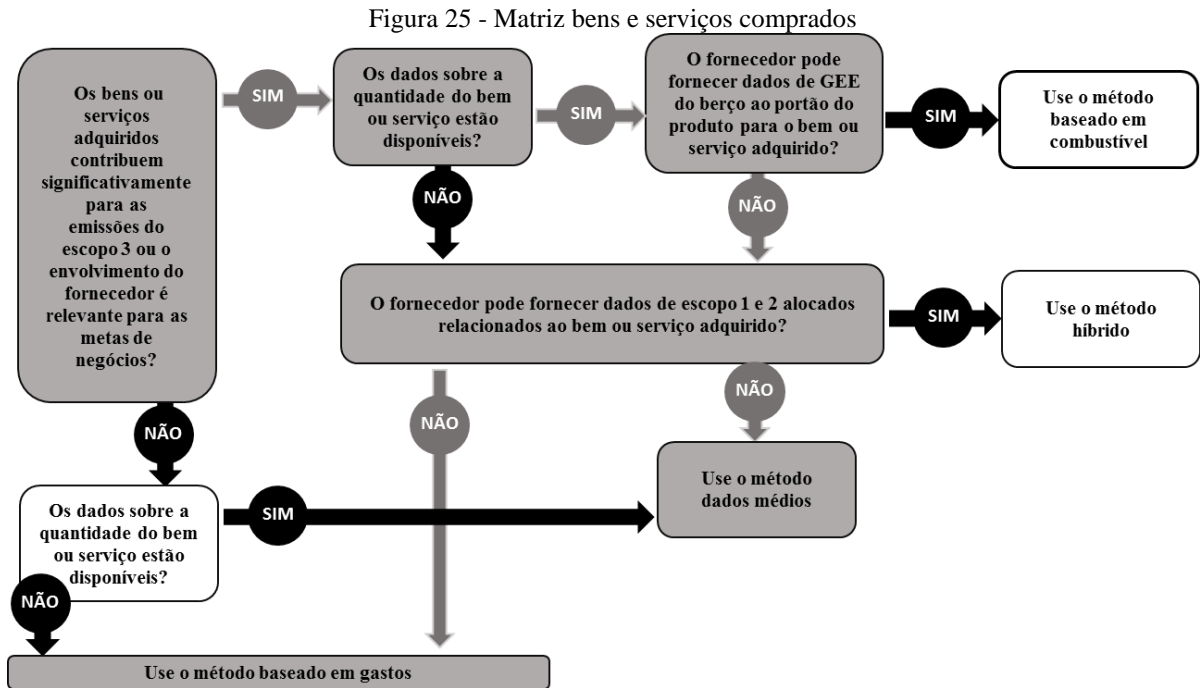
O *GHG Protocol* não desenvolveu uma ferramenta para o cálculo das emissões desta categoria, mas sugere alguns métodos, conforme Quadro 6.

Quadro 6 – Métodos de cálculo bens e serviços comprados

Método	Descrição
Específico do fornecedor	Cálculo das emissões a partir de dados de inventário de GEE dos fornecedores
Híbrido	Cálculo das emissões a partir de dados de inventário de GEE dos fornecedores (quando disponível) + cálculo das emissões de bens e serviços relacionados à quantidade de materiais + aplicação de fatores de emissão adequados
Dados médios	Cálculo das emissões a partir de estimativas para produtos e serviços através de dados sobre a massa (por exemplo, quilogramas), ou outras unidades relevantes de bens ou serviços adquiridos, multiplicando pelo fator de emissão adequado
Baseada em gastos	Emissões estimadas para produtos e serviços através de dados sobre o valor econômico dos bens e serviços adquiridos e multiplicando (por exemplo, a média da indústria) fatores secundários relevantes de emissão (por exemplo, emissões médias por valor monetário dos bens).

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

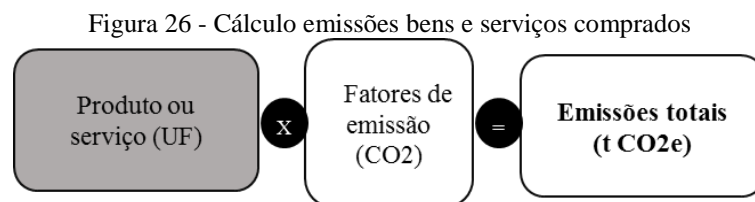
Os métodos de cálculo utilizados pela Coelba foram escolhidos conforme matriz de decisão apresentada na Figura 25. Observa-se a seleção de dois métodos, que foram utilizados em situações distintas.



Fonte: Traduzido do original em inglês para o português pelo autor da tese (WRI; WBCSD, 2013)

- Método de cálculo dados médios

Todas as informações dos produtos adquiridos pela Coelba são cadastradas no Sistema de Gestão Empresarial SAP R3, como peso, volume, dimensões e especificações. Com base no método dados médios, as emissões desta categoria podem ser calculadas multiplicando uma unidade funcional (UF), que neste caso são os valores físicos (quilos, litros, metros cúbicos, kWh, unidade, entre outros) pelo fator de emissão correspondente, conforme Figura 26.



Fonte: Elaboração própria com base no WRI e WBCSD (2013)

Dentre os produtos adquiridos pela Coelba em 2014, foram selecionados os que possuíam maiores representações (peso ou quantidade) em relação ao total das compras realizadas. Esses produtos foram divididos em bens de consumo e bens de capital para que pudessem ser relacionados nas categorias 1 e 2 respectivamente, de acordo com os procedimentos contábeis adotados na empresa. Ressalta-se que a empresa disponibilizou apenas os dados de compras do ano de 2014 e por isso não foi possível calcular as emissões de outros períodos.

O Quadro 7 apresenta os bens de consumo adquiridos que não possuem relação direta com a prestação de serviços. Salienta-se que os veículos que constam neste quadro são utilizados por executivos da empresa exclusivamente para uso pessoal e dessa forma, não foram classificados como bens de capital (categoria 2).

As unidades funcionais dos produtos foram correlacionadas às unidades funcionais dos fatores de emissão encontrados, assim como as respectivas quantidades.

Quadro 7 - Bens de consumo x fatores de emissão

Descrição da fonte (Produtos)	Quantidade	UF	Fator de emissão (kgCO <sub>2e</sub> /UF)	Fonte
Computadores	834	Unidade	305	ADEME (2017) (Bilan GES)
Equipamentos de refrigeração	8.716	Unidade	405	Wernet et al (2016) <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Impressoras	253	Unidade	281	ADEME (2017) (Bilan GES)
Material de escritório	642	Unidade	2,29	ADEME (2017) (Bilan GES)
Mobiliário Geral	6	Toneladas	1.833	ADEME (2017) (Bilan GES)
Veículos rodoviários (carro de passeio)	7	Toneladas	5500	ADEME (2017) (Bilan GES)
Herbicida - Arsenal NA	2.175	Quilos	10	WRI/Unicamp (2014) <i>(GHG Protocol Agricultura)</i>

Fonte: Elaboração própria.

Ressalta-se que os equipamentos de refrigeração são adquiridos pela empresa para a substituição de equipamentos de refrigeração antigos de consumidores de baixo poder aquisitivo. Foram considerados nesta categoria, por serem classificados como produtos adquiridos para consumo pela empresa na prestação de serviço de eficiência energética que resultará na adequação do consumo dos consumidores que foram beneficiados.

Além dos produtos de consumo adquiridos, foi inserida nesta categoria as emissões correspondentes ao Arsenal NA, muitas vezes, classificadas na Categoria 5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo do Escopo 1.

O Arsenal NA é um herbicida que contribui para o controle de plantas daninhas em pré-emergência por até 200 dias. Apesar de ser um produto proibido pela ANVISA para utilização em área urbana, o seu uso é permitido em margens de rodovias, aceiros, ferrovias, metrovias, aeroportos, oleodutos, terminais e subestações de energia elétrica, pois são

ambientes de acesso restrito e controlado (ANVISA, 2016).

Para os herbicidas foi considerada a estimativa de utilização de Arsenal NA para aplicação na capina química da área britada das subestações de energia. As informações foram baseadas no contrato estabelecido com o prestador de serviços, além das especificações do produto (BASF, 2018). A empresa não faz controle da quantidade real utilizada, entretanto, considera que a aplicação do produto segue as cláusulas contratuais.

O Arsenal NA é comprado em litros e o fator de emissão tem a UF em quilos. Para compatibilizar as unidades foi necessário fazer a conversão, conforme equação 03:

$$(QT_{A_{NA}}) = L_{A_{NA}} \cdot Densidade_{A_{NA}} \quad (03)$$

Onde:

$QT_{A_{NA}}$  é a quantidade em quilos do Arsenal NA;

$L_{A_{NA}}$  é a quantidade de Arsenal NA adquirida em litros;

$Densidade_{A_{NA}}$  é a densidade ( $\text{kg/m}^3$ ), que neste caso é de 1,099  $\text{kg/m}^3$  conforme BASF (2018).

- Método de cálculo baseado em gastos

Este método foi utilizado para calcular as emissões provenientes dos serviços contratados pela Coelba. Assim como o método dados médios, as emissões dos serviços podem ser calculadas multiplicando uma unidade funcional (UF), que neste caso são os valores financeiros (R\$, M US\$) pelo fator de emissão correspondente.

O Quadro 8 apresenta a relação dos serviços com maiores representações no total pago pela Coelba no período de 2014 a 2017 (aproximadamente 90% do valor pago em serviços). Os valores demonstrados já estão em M US\$ para correlacionar com o fator de emissão utilizado. A conversão foi feita utilizando o valor dólar do final de cada ano.

A coluna característica demonstra a similaridade entre os serviços, o que justifica os mesmos fatores de emissão, visto que não foram encontrados fatores específicos para cada tipo de serviço de uma distribuidora de energia elétrica. O serviço de campo, por exemplo, que é caracterizado por um serviço de alta mobilidade, podendo ser através da utilização de carros, motocicletas ou mesmo andando, foi correlacionado com os serviços de entrega de correspondências, que possui atributos similares.

Quadro 8 - Serviços x fatores de emissão

Descrição da fonte (Serviços)	Característica	Fator de emissão (tCO <sub>2</sub> e/ M US\$)	2014	2015	2016	2017
			M US\$	M US\$	M US\$	M US\$
Corte	Serv. de campo	256	15	11	14	18
Entrega de conta	Serv. de campo	256	10	7	6	10
Inspeção	Serv. de campo	256	5	4	4	2
Leitura de medidor	Serv. de campo	256	13	13	16	14
Manutenção corretiva	Serv. de campo	256	31	28	33	36
Manutenção linha viva	Serv. de campo	256	10	9	11	2
Manutenção preventiva	Serv. de campo	256	3	4	4	1
Poda de arvore	Serv. de campo	256	6	6	6	9
Agente arrecadador	Serv. em escritório	117	13	9	11	15
Atendimento e teleatendimento	Serv. em escritório	117	9	7	9	10
Cobrança administrativo	Serv. em escritório	117	5	4	5	7
Serviço de consultoria	Serv. de consultoria	129	12	8	9	12
Manutenção de software	Serv. de informática	183	7	5	6	8
Processamento de dados	Serv. de informática	183	9	6	7	8
Telefonia fixa	Serv. de telefonia	213	5	4	4	7
Telefonia móvel	Serv. de telefonia	213	5	4	5	6
Serviços gerais limpeza	Serv. de manutenção	491	3	2	2	3
Manutenção de imóveis	Serv. de manutenção	491	5	3	3	3
Serviço de vigilância	Serv. de vigilância	159	2	1	2	2

Fonte: Elaboração própria baseado em CMUGDI (2017).  
M US\$ - Milhão de dólares

### 3.3.1.3.2 Categoria 2 - Bens de capital

Os bens de capital são produtos finais que têm uma vida prolongada e são usados pela empresa para a fabricação de um produto, fornecer um serviço, ou vender, armazenar e

entregar a mercadoria (WRI; WBCSD, 2013). Esta categoria inclui todas as emissões extração, produção e transporte até o ponto de recepção dos bens de capital adquiridos pela empresa durante o ano. Assim como na categoria 1, essa categoria também não contempla o transporte dos produtos realizado entre o local de recepção até o almoxarifado da Coelba.

Seguindo o procedimento abordado na Categoria 1: Bens e Serviços comprados (Escopo 3), o Quadro 9 apresenta a relação dos principais bens de capital adquiridos pela Coelba em 2014, com as respectivas quantidades associadas aos fatores de emissão e a fonte de informação dos fatores de emissão. O cálculo realizado segue o mesmo fluxo detalhado na Figura 26.

Quadro 9 - Bens de capital x fatores de emissão

Descrição da fonte	Quantidade	UF	Fator de emissão (kgCO <sub>2e</sub> /UF)	Fonte
Chaves seccionadoras	869	Toneladas	64,8	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Condutores elétricos	12.871.474	Metros	0,38	ADEME (2017) - (Bilan GES)
Conectores elétricos	260	Toneladas	15	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Dispositivos de fixação	157	Toneladas	26,6	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Estruturas e postes	793	Toneladas	134	ADEME (2017) - (Bilan GES)
Ferragens	990	Toneladas	26,6	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Isoladores	281	Toneladas	48,9	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Material de concreto e madeira	267	Toneladas	36,7	ADEME (2017) - (Bilan GES)
Medidores de energia	704	Toneladas	251	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>
Pára-raios	152	Toneladas	56,9	Wernet et al (2016) - <i>(Ecoinvent v.3)</i>



Descrição da fonte	Quantidade	UF	Fator de emissão (kgCO <sub>2e</sub> /UF)	Fonte
Transformadores	2.190.091	Quilos	1,83	ADEME (2017) - (Bilan GES)
Veículos rodoviários (frota)	346	Toneladas	5.500	ADEME (2017)- (Bilan GES)

Fonte: Elaboração própria

### 3.3.1.3.3 Categoria 3 - Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2

O Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3 (WRI; WBCSD, 2013) define algumas fontes de emissão para esta categoria: a) combustíveis adquiridos - aplicável a usuários finais de combustíveis; b) eletricidade adquirida - aplicável a usuários finais de eletricidade, vapor, aquecimento e resfriamento; c) perdas na transmissão e distribuição - aplicável a usuários finais de eletricidade, vapor, aquecimento e resfriamento e d) geração de eletricidade comprada que é vendida para usuários finais - aplicável a empresas de serviços públicos e varejistas de energia.

Para a Coelba, foi considerada toda energia adquirida para ser distribuída aos consumidores finais, excluindo o consumo próprio e perdas técnicas de energia na T&D, já consideradas no Escopo 2. Foi utilizado o mesmo método de cálculo do Escopo 2.

### 3.3.1.3.4 Categoria 4 - Transporte e distribuição *upstream*

A categoria de transporte e distribuição *upstream* engloba: a) Transporte e distribuição de produtos comprados pela empresa em veículos e instalações não detidas ou controladas pela empresa relatora e b) Serviços de transporte e distribuição adquiridos pela empresa relatora, incluindo logística de entrada e saída e transporte e distribuição entre as próprias instalações da empresa, desde que em veículos e instalações não pertencentes ou controladas pela relatora (WRI; WBCSD, 2013).

O Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3 apresenta três métodos que

orientam a empresa a utilizar os dados existentes para o cálculo das emissões da categoria em questão: método baseado em combustível, método baseado em distância e método baseado em gastos, como demonstra o Quadro 10.

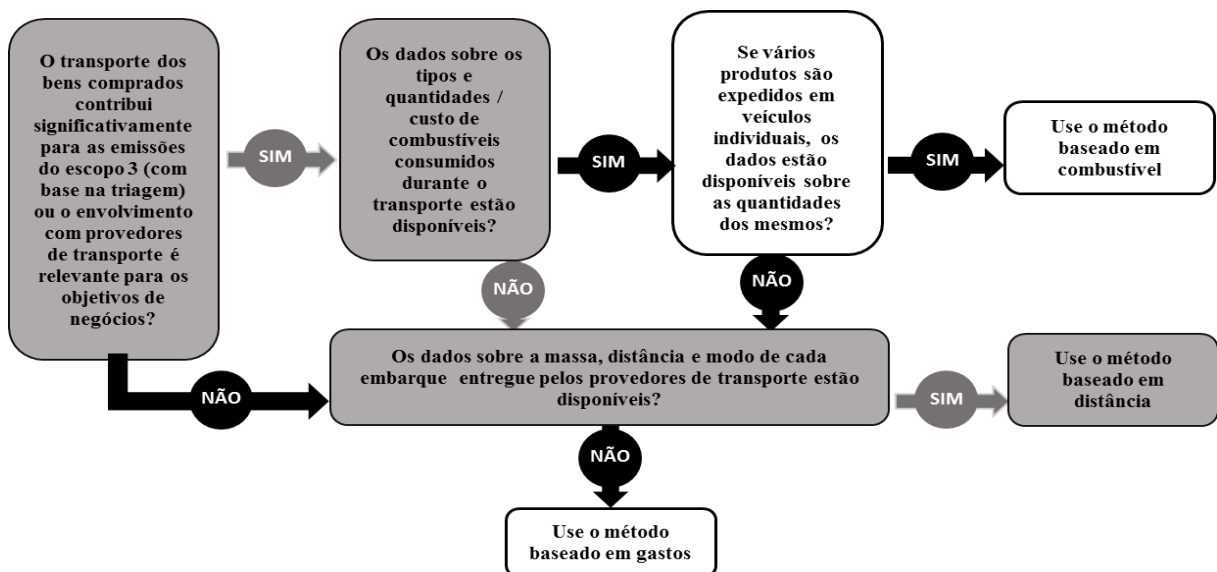
Quadro 10 - Método de cálculo transporte e distribuição *upstream*

Método	Descrição
Baseado em combustível	Deve ser usado quando as empresas podem obter dados sobre o uso de combustível pelos fornecedores a partir de frotas de veículos. As empresas também devem levar em conta qualquer energia adicional utilizada $\Sigma$ (quantidade de combustível consumido (litros) $\times$ fator de emissão para o combustível (por exemplo, kg CO <sub>2</sub> e / litro)) $+ \Sigma$ (quantidade de eletricidade consumida (kWh) $\times$ fator de emissão para rede elétrica (por exemplo, kg CO <sub>2</sub> e / kWh)) $+ \Sigma$ (quantidade de vazamento de refrigerante $\times$ potencial de aquecimento global para o refrigerante (por exemplo, kg CO <sub>2</sub> e))
Baseado em distância (transporte)	Esse método é especialmente útil para uma organização que não tem acesso ao registro de combustível ou quilometragem dos veículos, ou tem carregamentos menores do que aqueles que consomem todo o veículo ou a embarcação. = $\Sigma$ (peso dos bens adquiridos (em toneladas ou volume) $\times$ distância percorrida pelo transporte (km) $\times$ fator de emissão do transporte ou tipo de veículo (kg CO <sub>2</sub> e / tonelada ou volume / km)) Obs: Cada etapa da cadeia de fornecimento de transporte deve ser recolhida separadamente.
Baseada em gastos	O montante gasto em transporte por tipo é multiplicado pelos fatores de emissão relevantes. As empresas podem determinar o montante gasto em transporte através de contas, pagamentos de faturas, ou sistemas de contabilidade financeira. O método baseado em gastos é eficaz para fins de triagem, no entanto, tem altos níveis de incerteza. $\Sigma$ (montante gasto com o transporte por tipo (\$) $\times$ fatores de emissão EEE relevantes por unidade de valor econômico (kg CO <sub>2</sub> e / \$))

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

A matriz de decisão desta categoria está demonstrada na Figura 27, assim como a escolha do método adotado pela Coelba (caminho em cinza): Método baseado em distância.

Figura 27 - Matriz de transporte e distribuição *upstream*



Fonte: Traduzido do original em inglês para o português pelo autor da tese (WRI; WBCSD, 2013)

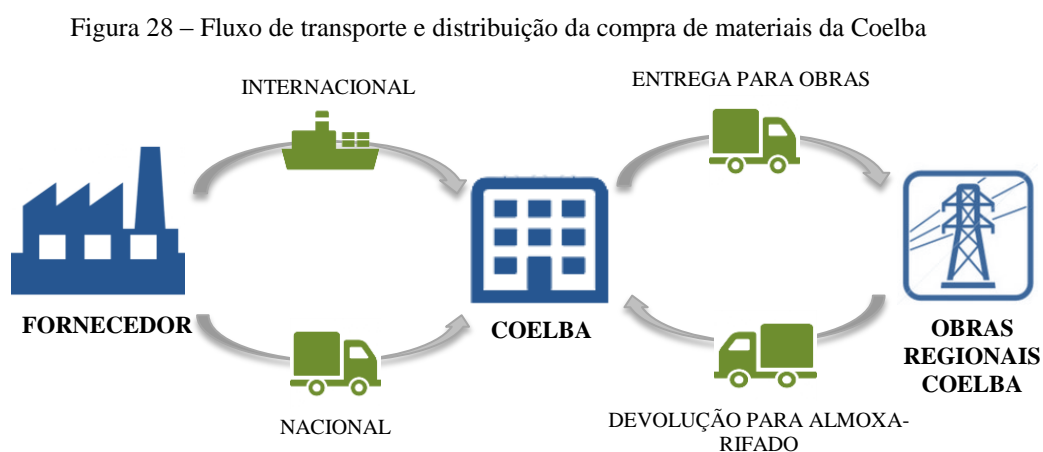
Apesar da Coelba acompanhar todas as compras e recebimentos de materiais e suas respectivas características (peso, volume, preço, etc) através do Sistema de gerenciamento SAP R/3, a empresa não gerencia a quantidade e valor gasto pelos fornecedores com o combustível utilizado no trajeto da entrega da mercadoria. Esse fator foi determinante na escolha do método de cálculo baseado em distância.

- Método de cálculo baseado em distância

A Coelba compra produtos de fornecedores nacionais e internacionais, que utilizam veículos terrestres e navios, respectivamente, para a realização da entrega do produto no almoxarifado. A empresa possui dois almoxarifados, um em Salvador e o outro em Feira de Santana, todavia, todos os cálculos consideraram a chegada em Feira de Santana, visto que possui capacidade superior de armazenamento e recebe a transferência de todos materiais recepcionados na cidade de Salvador.

Após o recebimento do material, a Coelba realiza a distribuição nas obras realizadas em algum dos 415 municípios que atende, através de fornecedores contratados para o serviço de transporte de produtos. Com a conclusão da obra, os produtos que não foram utilizados são devolvidos ao almoxarifado.

A Figura 28 demonstra o fluxo de transporte e distribuição da compra de materiais da Coelba.



Fonte: Elaboração própria

Para o cálculo das emissões de GEE dessa categoria foram considerados dois bancos de dados extraídos do SAP R/3: a) banco de dados das compras de materiais que contempla: número do fornecedor, data do pedido, data de chegada, código e nome do fornecedor, grupo de mercadorias, quantidade, unidade de medida, preço e local de entrega; b) banco de dados dos fornecedores que contempla: número do fornecedor, nome, endereço e telefones.

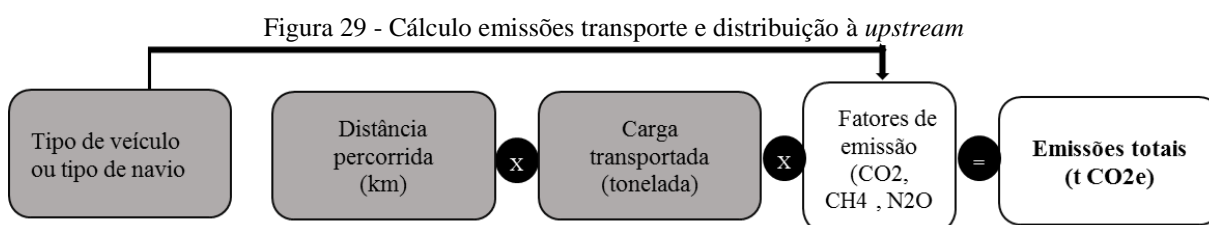
Os dois bancos foram correlacionados em uma única planilha de forma que possuísse todas as informações de materiais e fornecedores. Dos 38.021 itens, 21.356 eram relacionados à compra de materiais, 12.392 à devolução de materiais ao almoxarifado da Coelba e 4.273 à compra de energia. Este último foi desconsiderado do cálculo, pois já foi contemplado na Categoria 3 - Atividades relacionadas com combustível e energia não inclusas nos Escopos 1 e 2.

Seguindo as orientações do Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3 do método baseado em distância, o cálculo de cada etapa de fornecimento de transporte foi realizado separadamente.

- Compra de material com fornecedor nacional

O PBGHGP disponibiliza uma ferramenta auxiliar de cálculo de transportes (Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018). Para a estimativa das emissões de transporte de carga através de caminhão, a ferramenta necessita de algumas informações: tipo de veículo, peso da carga transportada em toneladas e distância percorrida em km (Figura 29).

O tipo de veículo define os fatores de emissão de cada GEE que será multiplicado pela distância percorrida e pela carga transportada para calcular as emissões correspondentes.



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

**Tipo de veículo:** O Quadro 11 contempla apenas alguns tipos de veículos disponíveis na tabela completa da Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018 aplicáveis à realidade da Coelba. Assim, considerou-se que para cargas de até 3,5 toneladas, o transporte era realizado por Van – média (veículo comercial). Para cargas superiores a 3,5, considerou-se a utilização de caminhões rígidos segmentados em três categorias: entre a 3,5 a 7,5 toneladas, entre 7,5 a 17 toneladas e superiores a 17 toneladas.

Quadro 11 – Classificação de transporte de carga

Categorias	Definição
Van - média (até 3,5 toneladas)	Veículo automotor destinado ao transporte de pessoas ou carga, com peso bruto total de até 3.500 kg
Caminhão - rígido (3,5 a 7,5 toneladas)	Veículo automotor destinado ao transporte de carga, com carroçaria, e peso bruto total entre 3.500 kg até 7.500 kg

Categorias	Definição
Caminhão - rígido (7,5 a 17 toneladas)	Veículo automotor destinado ao transporte de carga, com carroçaria, e peso bruto total entre 7.500 kg até 17.000 kg
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	Veículo automotor destinado ao transporte de carga, com carroçaria, e peso bruto total maior que 17.000 kg

Fonte: Ferramenta auxiliar transportes do FGV e WRI (2016)

**Peso da carga transportada:** Os materiais comprados possuem unidades de medidas diferentes (kg, tonelada, caixa, unidade, pacote, outros). Com base no peso de cada produto, disponibilizado no SAP R/3 foram convertidas todas as unidades de medidas em toneladas.

Para facilitar a análise, a planilha foi agrupada através de tabela dinâmica, por fornecedor e data de entrega e o total de toneladas de cada agrupamento. Esse layout permitiu identificar o peso total dos produtos entregues em cada dia através de cada fornecedor, visto que podem ser transportados diferentes produtos em um mesmo caminhão. Com base nessas informações, o total de toneladas foi comparado com os limites de pesos estabelecidos no Quadro 11 para a classificação do transporte de carga.

O Quadro 12 demonstra um exemplo do agrupamento realizado e a posterior classificação do veículo. O fornecedor ELETRO FUSI IND, por exemplo, entregou 258,72 toneladas de diversos produtos no dia 20/05/2014. Para realizar o transporte desse pedido e seguindo a classificação dos transportes de carga, o veículo utilizado foi um caminhão rígido destinado ao transporte superior a 17 toneladas.

Quadro 12 - Classificação de veículo com base em agrupamento

Nome fornecedor	Região	Cidade	Data de entrega	Km	Total de Toneladas	Tipo de veículo
ELETRO FUSI IND. ELETROMETALURGICA	SP	SAO PAULO	20/05/2014	1.970,00	258,72	Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)
ELETRO FUSI IND. ELETROMETALURGICA	SP	SAO PAULO	12/08/2014	1.970,00	10,50	Caminhão - rígido (7,5 a 17 toneladas)
ELETRO FUSI IND. ELETROMETALURGICA	SP	SAO PAULO	03/09/2014	1.970,00	311,64	Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)
FISCHER INDUSTRIA MECANICA LTDA	SP	RIO CLARO	20/05/2014	1.970,00	1,33	Van - média (até 3,5 toneladas)

Fonte: Elaboração própria

**Distância percorrida:** O cálculo de distâncias entre a origem do fornecedor e a entrega do produto foi realizada através da ferramenta online Google Maps (<https://www.google.com.br/maps>).

Para os fornecedores de outros estados foi considerada a distância do estado de origem até o endereço do almoxarifado da Coelba de Feira de Santana, conforme Tabela 2. Como o transporte dos produtos é realizado através de fornecedores de transporte de cargas, considerou-se apenas um trecho (Origem do fornecedor – Almoxarifado da Coelba), pois normalmente o percurso de retorno ou para outro destino é realizado com novas cargas de uma nova contratação.

Para os fornecedores nacionais situados dentro da Bahia foi considerada uma distância média de 20,2 km (entrega do produto e retorno), baseada em uma análise amostral do percurso realizado por 5% (37) dos fornecedores dentro dessa classificação.

Tabela 2 - Fornecedores nacionais de outros estados: Distância até almoxarifado Coelba

<b>Região</b>	<b>Estado</b>	<b>Km</b>
CO	DF	1.444
CO	GO	1.742
CO	MS	2.385
CO	MT	2.513
CO	TO	1.484
N	AM	4.925
N	PA	2.051
NE	CE	1.135
NE	PB	924
NE	PE	807
NE	RN	1.090
NE	SE	327
S	RS	3.102
S	SC	2.664
S	PR	2.376
SE	ES	1.053
SE	MG	1.829
SE	RJ	1.631
SE	SP	1.970

Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps (2015)

Após todas as classificações necessárias para a utilização da Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018 foi realizado um novo agrupamento com total de toneladas em cada quilometragem realizada e tipos de caminhões utilizados. A ferramenta possibilita esse resumo, o que facilita a sua utilização. Por exemplo, a entrega de 170 toneladas, com origem do estado de SP pode ser inserida na planilha de duas formas: segmentada em 10 Caminhões - rígidos (acima de 17 toneladas) com carga de 17 toneladas cada ou resumida em apenas 1 Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas) com o total de 170 toneladas, como demonstrado no Quadro 13.

Quadro 13 - Exemplo de cálculo de emissões de transporte por caminhão

Tipo de caminhão	Distância percorrida (km)	Carga transportada (tonelada)	Emissões (kg CO <sub>2</sub> e)
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)	1.970	17,00	5.642
<b>TOTAL</b>			<b>56.424</b>
<b>Caminhão - rígido (acima de 17 toneladas)</b>	<b>1.970</b>	<b>170,00</b>	<b>56.424</b>

Fonte: Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018 – Transporte de Cargas - Caminhão

- Compra de material com fornecedor internacional

A Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018 também calcula as emissões de transporte de carga através de navio. Para isso são necessárias algumas informações: tipo de cargueiro, subtipo, tamanho, distância percorrida e o total de toneladas transportada. O cálculo segue o mesmo fluxo apresentado na Figura 29.

Não foi possível identificar qual o porto de chegada dos produtos no Brasil. Dessa forma, foi considerado o porto de Salvador, acrescentando o cálculo de emissões de carga terrestre de Salvador até Feira de Santana. Para o porto de saída foi considerada a mais próxima da localidade do fornecedor.

A Tabela 3 demonstra as cidades em que os fornecedores internacionais estão localizados, o porto mais próximo da cidade e a quilometragem calculada através do Google Maps.

Tabela 3 – Fornecedores internacionais: Distância até porto de Salvador

País	Cidade	Porto	Km
Espanha	Vizcaya	Bilbao	7.508
EUA	Pullman	Houston	10.209
EUA	Chicago	Nova Iorque	7.924
EUA	Memphis	Houston	7.609
EUA	Wales	Miami	13.050

Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps (2015)

- Entrega para as obras

O SAP/R3 possui controle de movimentação de materiais (entrada e saídas). Dessa forma, foi possível identificar os materiais retirados do almoxarifado por data e quantidade. Para esta etapa também foi utilizada a Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018

– Transporte de Cargas – Caminhão. A empresa não possui controle de localidade de recebimento dos materiais, dessa forma, foi utilizada uma quilometragem média.

Quando um produto é retirado do almoxarifado para obra da Coelba, pode ser entregue em qualquer um dos 415 municípios atendidos. Considerando a distância de Feira de Santana até as localidades das 50 maiores obras realizadas em 2014, calculou-se uma média de 331,31 km, conforme Tabela 4. Com esses dados, as emissões foram calculadas pela ferramenta.

Tabela 4 - Distância entre as cidades com maiores obras em 2014 até almoxarifado de Feira de Santana

<b>Cidades</b>	<b>Km</b>	<b>Cidades</b>	<b>Km</b>
Alagoinhas	134	Jequie	251
Amelia Rodrigues	87	Juazeiro	392
Aramari	93	Lauro de Freitas	33
Barreiras	863	Luis E. Magalhaes	882
Bom Jesus Da Lapa	663	Mata De São João	112
Brumado	538	Mutuípe	169
Camacari	99	Palmeiras	448
Cansanção	250	Paulo Afonso	475
Castro Alves	197	Planalto	356
Chorrochó	393	Porto Seguro	592
Conceição Jacuípe	27	Remanso	600
Dias D Ávila	106	Ribeira do Pombal	185
Eunapolis	518	Santa Ma. Vitória	751
Feira De Santana	20	Sto Antonio Jesus	104
Guanambi	681	Santo Estevão	39
Ibotirama	548	São G. Campos	21
Ilheus	334	São Sebastião Passe	75
Ipiaú	277	Seabra	477
Irecê	475	Senhor do Bonfim	269
Itaberaba	273	Sento Sé	580
Itabuna	327	Serrinha	185
Itaparica	141	Simões Filho	31
Itapetinga	464	Teixeira De Freitas	678
Itororó	423	Valença	189
Jacobina	340	Vitoria Conquista	402
<b>MÉDIA</b>		<b>331,31</b>	

Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps (2015)

### 3.3.1.3.5 Categoria 5 – Resíduos gerados nas operações

A categoria de resíduos gerados nas operações engloba as emissões provenientes da eliminação e tratamento de resíduos gerados na empresa em instalações que não são de propriedade ou controladas pela mesma. Podem ser incluídos: a) descarte em um aterro sanitário; b) descarte em um aterro sanitário com combustão de gás para gerar eletricidade; c) recuperação para reciclagem; d) incineração; e) tratamento de água poluída (WRI; WBCSD, 2013).



Essa categoria contabiliza todas as emissões futuras (ao longo do processo de tratamento e/ou disposição final) que resultam dos resíduos gerados no ano inventariado. Por conta do perfil de degradação da matéria orgânica em aterros, as emissões de GEE pela disposição de resíduos ocorrem por um período superior a 30 anos após a sua disposição (FGV e WRI, 2016).

O tratamento e disposição final de resíduos sólidos geram emissões de GEE principalmente derivadas de metano (CH<sub>4</sub>). Como o CO<sub>2</sub> é proveniente da decomposição de biomassa sobretudo, ele não é considerado em inventários devido à fonte biogênica (IPCC, 2006).

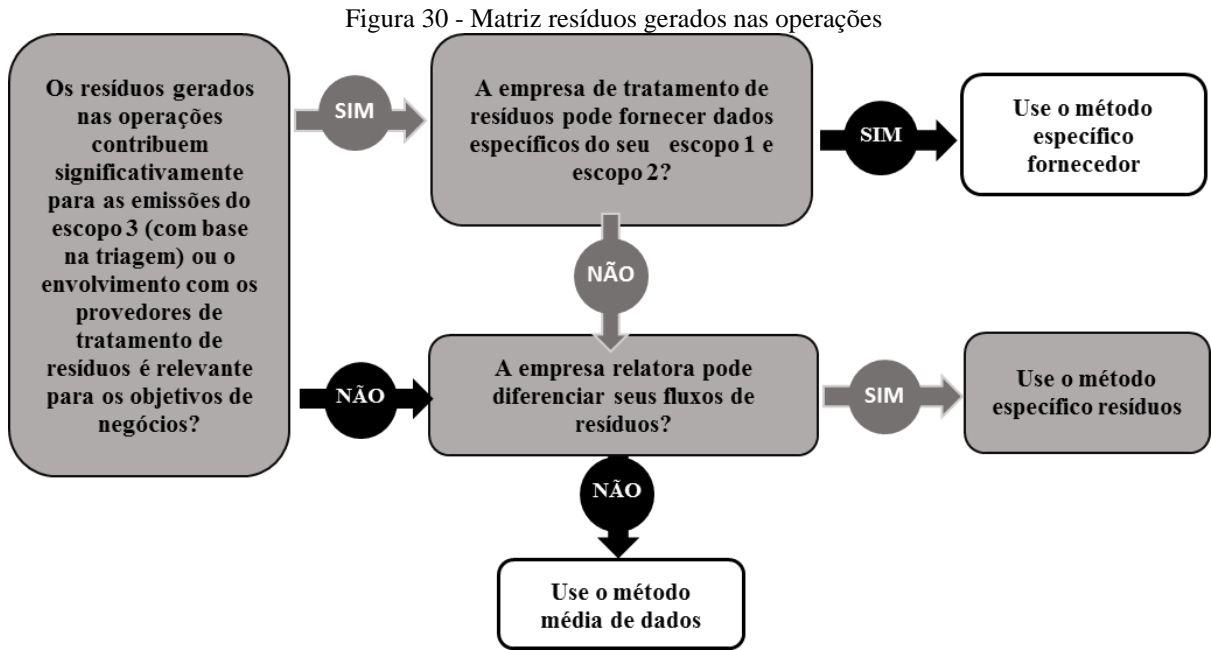
São apresentados três métodos que orientam a empresa a utilizar os dados existentes para o cálculo das emissões da categoria: método baseado no fornecedor, método baseado nos resíduos e método baseado na média de dados, como demonstra o Quadro 14.

Quadro 14 - Método de cálculo resíduos gerados nas operações

Método	Descrição
Específico fornecedor	Possui dados sobre as emissões específicas de resíduos (escopo 1 e escopo 2) da empresa de tratamento de resíduos (por exemplo, por incineração, recuperação para reciclagem) $\Sigma$ emissões (escopo 1 e escopo 2) das empresa de tratamento de resíduos
Específico resíduos	Envolve o uso de fatores de emissão para tipos específicos de resíduos e métodos de tratamento de resíduos $\Sigma$ (resíduos produzidos (em toneladas ou m <sup>3</sup> ) x Tipo de resíduos e fator de emissão específico de tratamento de resíduos (kg CO <sub>2</sub> e / t ou m <sup>3</sup> ))
Média de dados	Envolve a estimativa das emissões com base no total de resíduos destinados a cada método de disposição (Por exemplo, aterro) e os fatores médios de emissão para cada método de disposição. $\Sigma$ (total de resíduos em toneladas) × proporção do total de resíduos a ser tratado pelo método de tratamento de resíduos × fator de emissão de método de tratamento de resíduos (kg CO <sub>2</sub> e / tonelada))

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

A Figura 30 demonstra a matriz de decisão desta categoria e o método adotado pela Coelba para cálculo das emissões: Método específico de resíduos

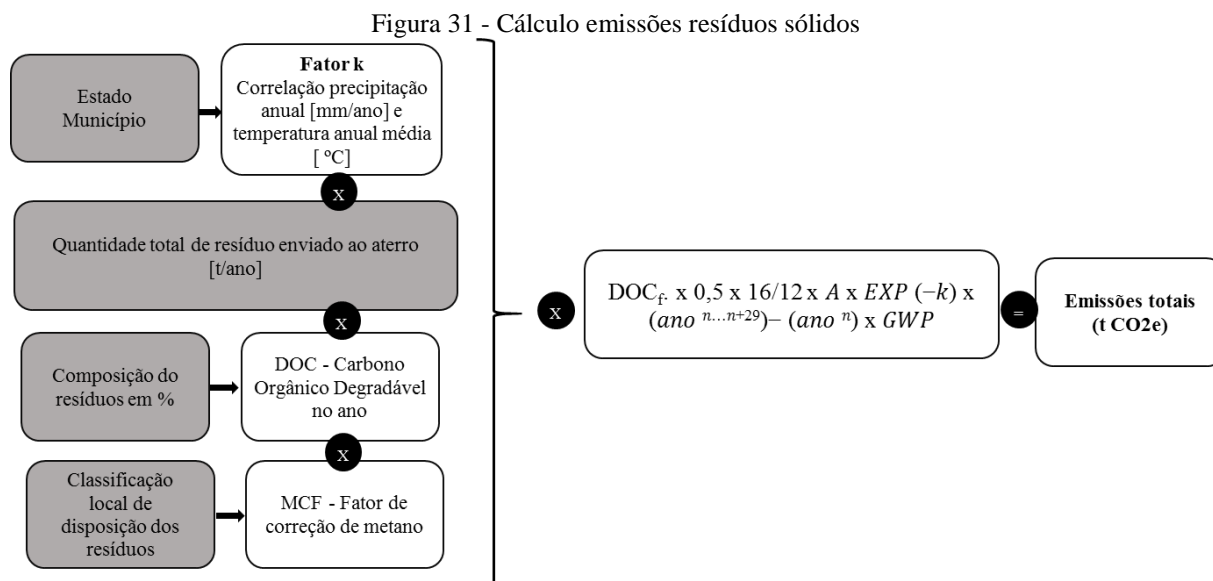


Fonte: Traduzido do original em inglês para o português pelo autor da tese (WRI; WBCSD, 2013)

A escolha do método específico de resíduos justifica-se, pois a Coelba possui uma norma específica para a Gestão dos Resíduos e um Guia de Descarte dos Resíduos mais significativos. Esses documentos orientam sobre as etapas de segregação/acondicionamento, coleta/transporte, estocagem temporária, pré-tratamento e disposição final dos resíduos gerados e, dessa forma, permitem que a empresa diferencie o fluxo dos resíduos gerados (COELBA, 2014).

Para cada tipo de resíduo, aplica-se um método específico de tratamento (por exemplo, aterrado, incinerado, reciclado). O cálculo realizado na Coelba considerou que todos os resíduos foram destinados para aterros, exceto aqueles destinados à reciclagem.

A ferramenta do PBGHGP calcula as emissões dos resíduos gerados conforme Figura 31. Ressalta-se que os dados de entrada estão marcados em cinza.



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

Onde:

*Fator k* é o fator definido a partir da precipitação anual [mm/ano] e temperatura anual média [°C] do local de disposição final dos resíduos;

*DOC* é o carbono orgânico degradável no ano;

*MCF* é o fator de correção do metano definido pelo local de disposição dos resíduos;

*DOC<sub>f</sub>* é a fração de CH<sub>4</sub> no biogás. Quando o dado não está disponível a ferramenta adota o default do IPCC (2006), que é igual a 0,5;

16/12 é a razão do peso entre metano e carbono;

*A* é o fator de normalização da soma  $(1-e(-k))/k$ ;

*EXP* é o exponencial do fator *k*;

*ano<sup>n</sup>* é o ano da destinação dos resíduos;

*ano<sup>n...n+29</sup>* são os anos em que os resíduos geram emissões. Utilizar equações separadas para o período da destinação dos resíduos até 29 anos posteriores. A emissão de metano acontece em até 30 anos;

*GWP* é o potencial de aquecimento global (tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>).

As emissões do transporte de resíduos não foram calculadas. A maior parte dos resíduos da Coelba é originada de podas de árvores realizadas por empresas prestadoras de serviços. Além da Coelba não possuir o mapeamento de todos os aterros utilizados no estado da Bahia, as prestadoras de serviços não possuem o acompanhamento da quantidade de

resíduos destinada em cada local.

As emissões decorrentes do tratamento de efluentes também não foram calculadas. A Coelba não possui esse controle e a informação não foi disponibilizada pela Empresa Baiana de Águas e Saneamento, responsável pelo tratamento dos efluentes.

Alguns resíduos gerados pela Coelba são reciclados ou vendidos como sucata. Nesses casos, utilizou-se os procedimentos definidos no Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3, conforme o Quadro 15.

Quadro 15 - Contabilização das emissões provenientes da reciclagem em diferentes categorias de escopo 3

Situação	Descrição	Categoria relevante do escopo 3
1	Empresa compra material com conteúdo reciclado	Categoria 1 (bens e serviços adquiridos) ou categoria 2 (bens de capital)
2	Empresa gera resíduos de suas operações que são enviados para reciclagem	Categoria 5 (resíduos gerados nas operações)
3	Empresa vende produtos com conteúdo reciclável	Categoria 12 (Tratamento em fim de vida de produtos vendidos)

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

Segundo o *GHG Protocol*, as emissões do processo de reciclagem não devem ser contabilizadas pela empresa geradora de resíduos, caso elas sejam consideradas no fator de emissão do bem reciclado utilizado pela empresa consumidora (WRI; WBCSD, 2013). Dessa forma, as emissões provenientes dos processos de reciclagem dos resíduos da Coelba que possuíam esse tratamento não foram consideradas.

Desde 2008 a empresa adotou a logística reversa das bobinas de cabos de energia (embalagem de madeira). As bobinas são devolvidas aos fornecedores que as utilizam novamente sem nenhum processamento do produto. As demais embalagens de madeira são destinadas ao aterro. Já os resíduos de papéis e papelão, desde 2014, são destinados em sua totalidade ao processo de reciclagem.

Outros produtos, como veículos da empresa, são vendidos como sucata após a finalização da sua vida útil e contabilizados na Categoria 12 - Tratamento em fim de vida de produtos vendidos.

No que tange os equipamentos do sistema elétrico, a Coelba realiza a recuperação/reforma através de uma empresa qualificada para retornar ao sistema. Os insumos gerados neste processo são destinados ao aterro (Categoria 5) ou vendido como sucata (Categoria 12).

### 3.3.1.3.6 Categoria 6 – Viagens a negócios

A categoria de viagens a negócios engloba as emissões do transporte de funcionários para atividades relacionadas aos negócios da organização inventariante, realizado em veículos operados ou de propriedade de terceiros, podendo ser: aeronaves, trens, ônibus, automóveis de passageiros e embarcações (WRI; WBCSD, 2013).

O Quadro 16 apresenta os métodos de cálculo das emissões da categoria viagens a negócios definidos pelo Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3: método baseado em combustível, método baseado em distância e método baseado em gastos (WRI; WBCSD, 2013).

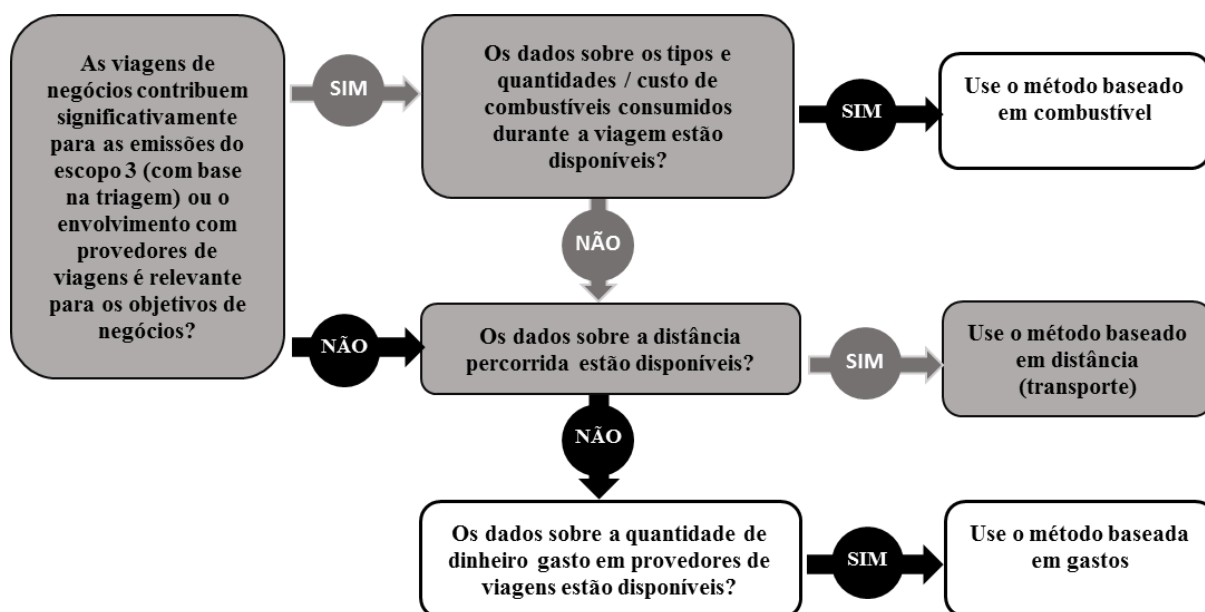
Quadro 16 - Método de cálculo viagens a negócios

<b>Método</b>	<b>Descrição</b>
Baseado em combustível	Possui a quantidade de combustível consumido durante a viagem de negócios Mesmo método de cálculo da categoria 4
Baseado em distância (transporte)	Possui a distância e o modo de viagens de negócios para aplicar o fator de emissão apropriado para o modo utilizado $\Sigma$ (distância percorrida por tipo de veículo (veículo-km ou passageiros-km) x fator de emissão específico de veículo × (kg CO <sub>2</sub> e / veículo-km ou kg CO <sub>2</sub> e / passageiros-km)) + (opcional) $\Sigma$ (número anual de noites de hotel (noites) × fator de emissão hotel (kg CO <sub>2</sub> e / noite))
Baseada em gastos	Consiste em determinar o gasto em cada modo de viagens de negócios / transporte Mesmo método de cálculo da categoria 4 com a diferença de que os dados de atividade é o montante gasto em viagens de negócios por tipo / modo de transporte.

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

A matriz de decisão desta categoria e a escolha do método adotado pela Coelba são apresentados na Figura 32.

Figura 32 - Matriz viagens à negócios



Fonte: Traduzido do original em inglês para o português pelo autor da tese (WRI; WBCSD, 2013)

Nesta categoria são considerados todos os funcionários próprios da empresa, podendo ser incluídos funcionários prestadores de serviços terceirizados, assim como consultores e outros indivíduos que não são funcionários da organização inventariante, mas que se deslocam às suas unidades (FGV, 2016). Entretanto, a Coelba só possui controle das viagens pagas com os recursos próprios. Ressalta-se que a empresa pode assumir o pagamento de viagens realizadas por funcionários de prestadores de serviços e de consultores, mas os relatórios anteriores a 2015 não possuíam esse detalhamento.

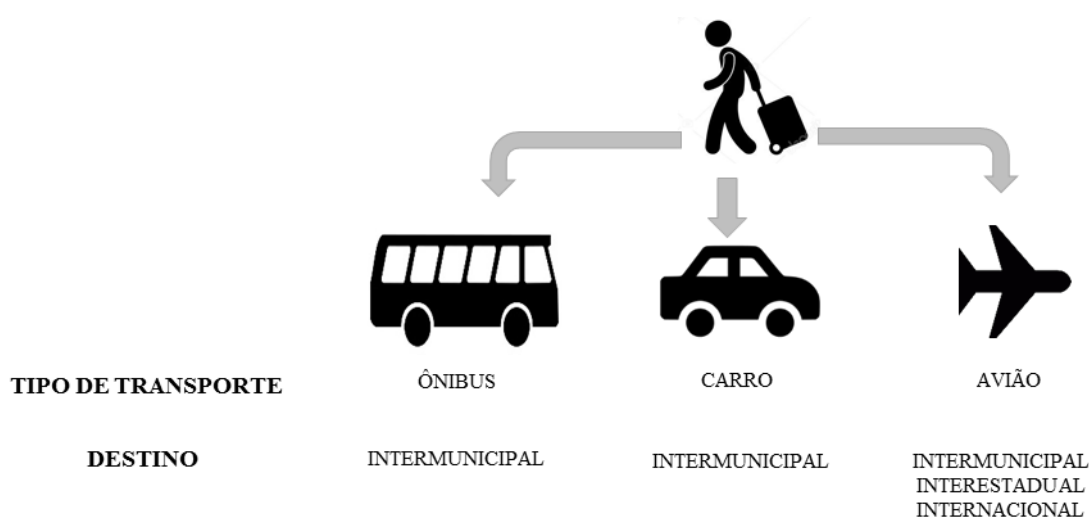
As viagens realizadas por funcionários de prestadores de serviços e/ou consultores não pagas pela Coelba não foram computadas nessa categoria.

Apesar da Coelba possuir informações sobre os gastos com essa categoria, optou-se pelo método baseado em distância, pois o método baseado em gastos possui elevado grau de incerteza.

- Método de cálculo baseado em distância

As viagens a negócios realizadas pelos funcionários e/ou prestadores de serviços da Coelba e pagas pela empresa são realizadas através dos veículos apresentados na Figura 33: a) ônibus - normalmente utilizado para viagens intermunicipais, entre as cidades da Bahia; b) carro - também utilizado em menores distâncias, entre as cidades da Bahia e c) avião – utilizado para maiores distâncias, podendo ser entre cidades, estados ou países.

Figura 33 - Transportes para viagens de negócios



Fonte: Elaboração própria

- Viagens realizadas através de ônibus

Para essas viagens, os funcionários compram a passagem diretamente com a companhia de ônibus e é reembolsado através de prestação de contas de viagens. No entanto, além dessa despesa, a prestação de contas contempla outras despesas relacionadas a viagens como alimentação, hospedagem, táxi, entre outros. O sistema adotado pela Coelba não possui relatório com a segmentação das informações por características da despesa e por isso, as emissões relacionadas às viagens realizadas através de ônibus não foram contempladas nesta categoria.

- Viagens realizadas através de carro

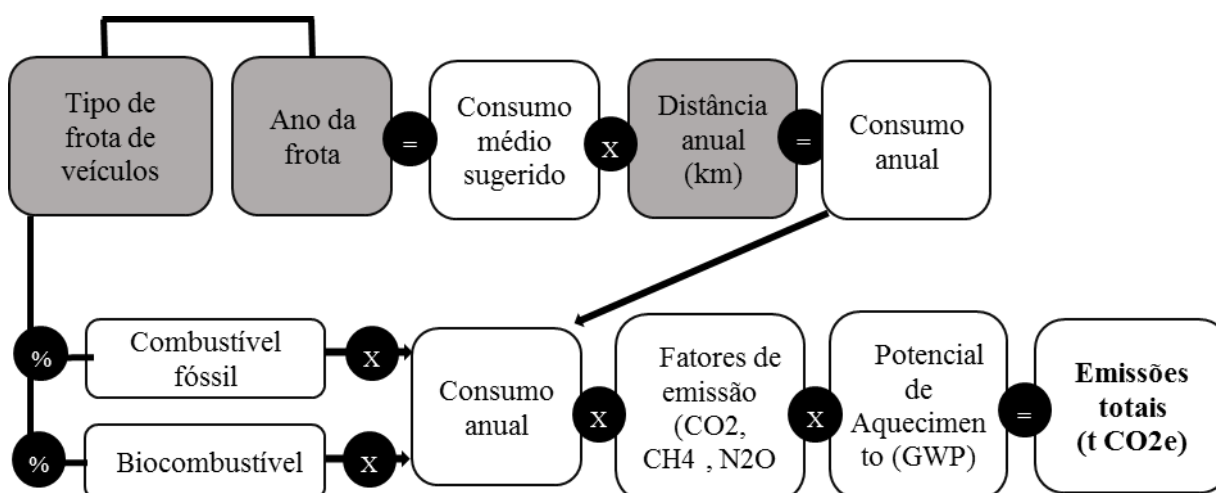
As emissões relacionadas às viagens realizadas através da frota própria e alugada foram consideradas na Categoria 2 – Combustão móvel do Escopo 1

Na Categoria 6 – Viagens à negócios foi considerado o deslocamento com táxi para a realização de reuniões e qualquer serviço relacionado ao negócio da empresa. O cálculo foi realizado na ferramenta do PBGHGP na Categoria combustão móvel e utilizou como dado de entrada a distância percorrida. A quilometragem anual dos táxis foi disponibilizada através de controle manual realizado a partir dos recibos pagos às cooperativas de táxis. A Figura 34 demonstra o fluxo de cálculo realizado pela ferramenta.

A Coelba não possui controle da frota de veículos de táxi e por isso foi necessário estimar o tipo e ano da frota. Com essas informações a ferramenta do PBGHGP calcula o consumo médio dos veículos, que multiplicado pela distância anual informada gera o consumo anual. O restante do cálculo segue o mesmo fluxo já demonstrado no cálculo da

Categoria 1 - Combustão estacionária do Escopo 1 (Figura 19).

Figura 34 - Cálculo emissões viagens realizadas através de carro



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

- Viagens realizadas através de avião

As informações referentes a viagens de negócios realizadas através de aviões foram extraídas do GOVER - Gestão on-line de viagens e excursões e roteiros, sistema utilizado pela empresa Kontik, responsável pela gestão das passagens aéreas da Coelba e de todo o Grupo Neoenergia. O banco de dados contempla: data de embarque, data de retorno, nome do passageiro, número do bilhete, trecho, companhia aérea, tarifa cheia, tarifa paga e natureza (doméstico ou internacional).

Para o cálculo das emissões foi utilizada a ferramenta auxiliar de cálculo de transportes do PBGHGP 2018. A ferramenta possui planilhas parametrizadas para o cálculo de emissões de transporte de carga, utilizada na Categoria 4 – Transporte e Distribuição *upstream* do Escopo 3, e cálculo de emissões de transporte de passageiros. Para o modal transporte aéreo são necessárias as siglas do aeroporto de partida e do aeroporto de chegada, além da quantidade de trechos.

O banco de dados disponibilizado pela Kontik não possuía padrão de informação para os trechos das viagens. Para o preenchimento da ferramenta foi necessário padronizar as informações estabelecendo trechos individuais de cada viagem, como apresentado na Tabela 5. Assim, viagens como CNF / SSA / CNF – saída de Confins para Salvador e retorno para Confins, foram desmembradas em dois trechos: CNF/SSA e SSA/CNF.



Tabela 5 - Trecho GOVER x Ferramenta GHG

Trecho GOVER	Trecho ferramenta
AJU/REC	AJU/REC
AJU/SSA	AJU/SSA
ARU/VCP/SSA	ARU/VCP VCP/SSA
CNF/SSA/CNF	CNF/SSA SSA/CNF

Fonte: Elaboração própria

Após a definição de trechos individuais foi feita uma planilha, conforme Tabela 6, totalizando a quantidade de trechos iguais para facilitar a inserção da informação na ferramenta.

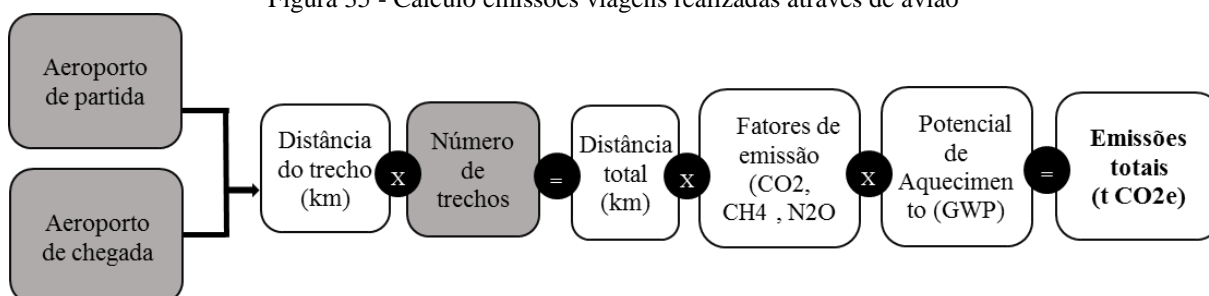
Tabela 6 - Total de trechos viagens aéreas

Trechos	Contagem trechos
BPS/SSA	55
BRA/SSA	131
BSB/CGH	3
BSB/GRU	1
BSB/SSA	158

Fonte: Elaboração própria

A Figura 35 demonstra os dados inseridos na ferramenta para cálculo de emissões de passageiros de avião. Apenas os campos marcados em cinza são imputados. Os demais são verificações e cálculos realizados pela ferramenta.

Figura 35 - Cálculo emissões viagens realizadas através de avião



Fonte: Elaboração própria com base na Ferramenta de cálculo FGV e WRI (2018)

Após a inserção de todas as informações, a ferramenta disponibiliza um resumo com a soma das distâncias por classificação, apresentado no Quadro 17. Essa informação permite uma comparação com emissões de GEE através de outros meios de transportes e dá subsídios para tomada de decisão como a escolha do modal para viagens mais curtas, por exemplo.

Quadro 17 - Soma das distâncias por classificação

Distância	Distância total por classificação
Curta-distância ( $d < 500$ km)	623.318
Média-distância ( $500 \leq d < 3.700$ km)	5.861.311
Longa-distância ( $d \geq 3.700$ km)	351.647

Fonte: Ferramenta\_auxiliar\_transportes\_GHG\_Protocol\_2018 – Transporte de Passageiros - Avião

### 3.3.1.3.7 Categoria 7 –Deslocamento de funcionários (casa-trabalho)

Esta categoria corresponde às emissões provenientes do transporte de funcionários entre suas casas e seus locais de trabalho em veículos que não sejam de propriedade ou operados pela empresa (WRI; WBCSD, 2013).

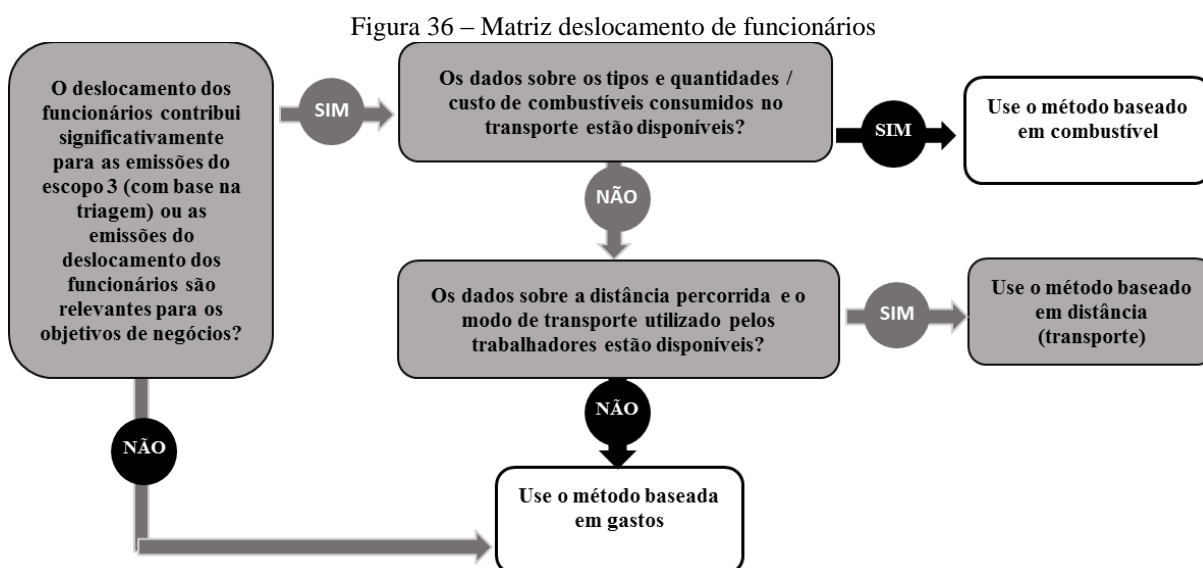
O Quadro 18 apresenta os métodos de cálculo das emissões da categoria deslocamento de funcionários definidos pelo Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3: método baseado em combustível, método baseado em distância e método baseado em gastos (WRI; WBCSD, 2013).

Quadro 18 - Método de cálculo deslocamento de funcionários

Método	Descrição
Baseado em combustível	Possui a quantidade de combustível consumido durante o trajeto Mesmo método de cálculo da categoria 4
Baseado em distância	Possui a distância e da forma de trajetos utilizados pelos funcionários As empresas devem recolher dados sobre o seguinte: distância total percorrida pelos funcionários e modo de transporte utilizado para deslocamentos (por exemplo, trem, metrô, ônibus, carro, bicicleta) $\Sigma$ (distância de ida diária entre casa e trabalho (km) $\times$ 2 $\times$ número de dias úteis por ano) + $\Sigma$ (distância total percorrida por tipo de veículo (veículo-km ou passageiros-km) $\times$ fator de emissão específico de veículo (kg CO <sub>2</sub> e / veículo-km ou kg CO <sub>2</sub> e / passageiros-km)) + (Opcionalmente) para cada fonte de energia utilizada no home office $\Sigma$ (quantidades de energia consumida (kWh) $\times$ fator de emissão para fontes de energia (kg CO <sub>2</sub> e / kWh))
Média de gastos	Se os dados específicos da empresa não estiverem disponíveis, as empresas podem usar os dados médios de atividade secundária para estimar a distância e modo de transporte. Isto pode incluir o uso de: 1. distâncias médias diárias dos empregados 2. tipos de transporte utilizados pelos funcionários 3. número médio de dias por semana e número médio de semanas de trabalho por ano.

Fonte: WRI e WBCSD (2013)



A matriz de decisão desta categoria e a escolha do método adotado pela Coelba são apresentados na Figura 36.



Fonte: Traduzido do original em inglês para o português pelo autor da tese (WRI; WBCSD, 2013)

A Coelba possui o endereço residencial de todos os seus funcionários e a unidade de lotação. Entretanto, não tem controle sobre o tipo de transporte utilizado pelos funcionários para realizarem o trajeto da casa ao trabalho. Dessa forma, foi necessário estabelecer alguns critérios, detalhados na Figura 37.

Figura 37 – Critérios para definição de deslocamento entre casa e trabalho

TIPO DE TRANSPORTE	 ÔNIBUS	 CARRO	 MOTOCICLETA	 ANDANDO
<b>SALVADOR</b>	VALE TRANSPORTE OUTROS	CADASTRO ESTACIONAMENTO	CADASTRO ESTACIONAMENTO	ATÉ 1 KM DE DISTÂNCIA
<b>INTERIOR</b>	VALE TRANSPORTE	70% RESTANTE	30% RESTANTE	ATÉ 1 KM DE DISTÂNCIA

Fonte: Elaboração própria

Para os 1.417 funcionários lotados em Salvador foram utilizados como critérios:

- Ônibus – Quantidade de funcionários que recebem vale transporte e todos àqueles que não atendiam aos demais critérios;
- Carro e motocicleta – Quantidade de funcionários com cadastro para utilizar o estacionamento da empresa;
- Sem meio de transporte – Quantidade de funcionários que residem em um raio de 1

km de distância da sua unidade de trabalho.

Para os 1.100 funcionários lotados no interior da Bahia foram utilizados os seguintes critérios:

- Ônibus – Quantidade de funcionários que recebem vale transporte;
- Sem meio de transporte – Quantidade de funcionários que residem em um raio de 1 km de distância da sua unidade de trabalho;
- Carro e motocicleta – Quantidade de funcionários não classificados em nenhum critério citado, dividido com a proporção de 70% carro e 30% motocicletas.

O cálculo das emissões foi realizado na ferramenta do PBGHGP na guia da Categoria 2 - Combustão móvel do Escopo 1 e utilizou como dado de entrada a distância percorrida, assim como demonstrado na Categoria 6 – Viagens a negócios do Escopo 3 (Figura 19).

Dentre os tipos de frotas disponibilizados pela ferramenta do PBGHGP foram selecionados automóvel flex a gasolina, motocicleta flex a gasolina e ônibus urbano a diesel. Para o ano da frota foi selecionado o ano 2013. Esses dados não são controlados pela empresa, mas são imprescindíveis para o cálculo do consumo médio. Ressalta-se que o ano da frota só altera o consumo se for anterior a 2010.

A estimativa da distância percorrida foi realizada a partir da ferramenta online Google Maps. Foram analisados 560 trajetos de funcionários lotados em Salvador, correspondente a aproximadamente 40% dos funcionários dessa localidade. Na situação em que o Google Maps disponibilizava mais de um percurso, optou-se pelo mais distante. A estimativa dos demais funcionários de Salvador foi baseada na distância entre um ponto central do bairro onde cada um residia até o endereço do principal prédio da Coelba (Edifício Sede, localizado na Av. Edgard Santos, 300 – Narandiba / Salvador).

As distâncias foram segmentadas pelo percentual de representação de cada critério adotado, excluindo o percentual de funcionários que fazem o trajeto andando, visto que neste item só foram considerados os bairros próximos às unidades de lotação: carro (51%), moto (2%) e ônibus (47%). A Tabela 7 demonstra o exemplo do cálculo realizado para alguns bairros, especificando a quantidade de funcionários que moram em cada bairro, a distância do ponto central do bairro ao Edifício Sede e a quilometragem segmentada pelos meios de transporte.

Tabela 7 - Distância percorrida trajeto casa – trabalho

<b>Bairros</b>	<b>Qt (A)</b>	<b>Km (B)</b>	<b>Km/Dia (A.B)</b>	<b>Km CARRO</b>	<b>Km MOTO</b>	<b>Km ÔNIBUS</b>
Pituba	107	8,9	1.905	971,3	38,1	895,2
Imbui	87	2,0	348	173,1	6,14	168,72
Brotas	56	13,8	1.546	769,0	27,27	749,35
Cabula	56	14,3	1.602	796,8	28,26	776,50
Costa Azul	37	6,1	451	224,6	7,96	218,85
Itapua	26	14,1	733	364,8	12,94	355,48
Piata	25	12,2	610	303,5	10,76	295,74
Caminho Das Arvores	23	3,8	175	87,0	3,08	84,75
Itaigara	23	6,3	290	144,2	5,11	140,50

Fonte: Elaboração própria baseado no Google Maps (2015)

Para os deslocamentos por meio de ônibus, foi considerada uma lotação média de 30 passageiros por veículo, sendo então o fator de emissão correspondente dividido por 30, para se obter a emissão individual por passageiro.

Considerou-se que o funcionário se desloca de casa-trabalho duas vezes ao dia, correspondendo ao trajeto de ida e volta, durante 20 dias úteis no mês e 11 meses, tendo sido descontado um mês de férias. Para os funcionários que utilizam carros, ainda foi acrescentado um percentual adicional de 20% à distância encontrada, sugerindo mais um percurso no horário do almoço por esse percentual de funcionários.

A estimativa da distância percorrida pelos funcionários lotados no interior também foi realizada a partir da ferramenta online Google Maps. Neste caso, para cada cidade foram analisados até cinco trajetos e realizada a média para utilizar na estimativa dos demais funcionários. O cálculo seguiu o mesmo critério dos funcionários de Salvador, adotando os percentuais dos critérios específicos: ônibus (6%), sem meio de transporte (10%), carro (59%) – referente a 70% do saldo e moto (25%) – referente a 30% do saldo.

Esta categoria também contempla o deslocamento dos funcionários de prestadoras de serviços. Embora a Coelba tenha um cadastro com todos os dados, a empresa disponibilizou apenas a quantidade de funcionários e a sua lotação por cidade. Com base nessas informações, os resultados encontrados para os funcionários próprios foram utilizados como referência para o cálculo dos terceirizados, respeitando as informações de cada localidade. O Quadro 19 traz um resumo da distância percorrida através de cada tipo de transporte segmentado em funcionários próprios e terceiros.

Quadro 19 - Distância percorrida próprios x terceiros por tipo de transporte

Funcionários	Qt	Transporte	Distância anual (km)
Próprios	2.517	Carro	6.686.847
		Moto	1.114.194
		Ônibus	3.188.401
Terceiros	12.904	Carro	28.839.601
		Moto	7.729.089
		Ônibus	10.879.458
<b>Total</b>	<b>15.421</b>		<b>58.437.590</b>

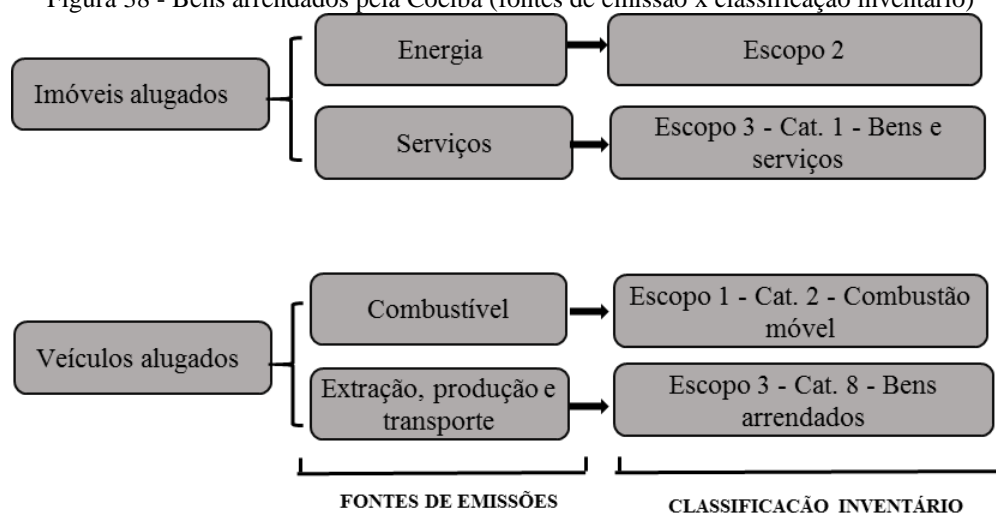
Fonte: Elaboração própria baseado no Google Maps (2015)

### 3.3.1.3.8 Categoria 8 – Bens arrendados (a organização como arrendatária)

Esta categoria inclui as emissões provenientes da operação de bens arrendados pela organização inventariante (arrendatária), que não foram incluídas nos escopos 1 e 2 do inventário da mesma (WRI; WBCSD, 2013). O *GHG Protocol* considera os seguintes tipos de arrendamento: a) arrendamento operacional que permite ao locatário a operação do ativo arrendado; e b) o arrendamento mercantil que permite a operação do ativo, e também oferece ao locatário os riscos e benefícios relativos à propriedade do ativo. Em aspecto geral, o locatário tem controle operacional do bem arrendando. Dessa forma, para os inventários que adotam o limite organizacional de controle operacional essa categoria não é incluída, pois as emissões referentes ao uso de combustível e de energia já foram contempladas no escopo 1 e 2.

Apesar do inventário da Coelba adotar o controle operacional, observa-se na Figura 38 que uma das fontes de emissão dos veículos alugados não foi considerado em categorias já relatadas. Dessa foram, optou-se por incluir na categoria de bens arrendados.

Figura 38 - Bens arrendados pela Coelba (fontes de emissão x classificação inventário)



Fonte: Elaboração própria

A Coelba possuía 48 imóveis alugados (Tabela 8) e 220 veículos em 2007. As emissões associadas aos imóveis alugados já foram consideradas em categorias relatadas: a) Escopo 2 – energia utilizada pelos imóveis; e b) Categoria bens e serviços do Escopo 3 – Serviços realizados como manutenção de imóveis, vigilância, entre outros.

Tabela 8 - Relação de imóveis alugados pela Coelba - arrendatária (tipo x m<sup>2</sup>)

Item	Categorias	Área Total do Imóvel (m <sup>2</sup> )	Item	Categorias	Área Total do Imóvel (m <sup>2</sup> )
1	AGÊNCIA	123,00	25	ESCRITÓRIO	681,88
2	AGÊNCIA	43,20	26	ESCRITÓRIO	3.460,90
3	AGÊNCIA	55,10	27	ESCRITÓRIO	439,00
4	AGÊNCIA	200,00	28	ESCRITÓRIO	166,90
5	AGÊNCIA	18,60	29	ESCRITÓRIO	775,20
6	AGÊNCIA	18,60	30	ESCRITÓRIO	1.534,00
7	AGÊNCIA	18,60	31	ESCRITÓRIO	232,00
8	AGÊNCIA	19,10	32	ESCRITÓRIO	1.599,90
9	AGÊNCIA	19,10	33	ESCRITÓRIO	513,33
10	AGÊNCIA	755,34	34	ESCRITÓRIO	982,98
11	AGÊNCIA	60,50	35	ESCRITÓRIO	915,97
12	AGÊNCIA	81,00	36	ESCRITÓRIO	1.151,70
13	AGÊNCIA	305,60	37	ESCRITÓRIO	3.622,00
14	AGÊNCIA	64,81	38	ESCRITÓRIO	18,24
15	AGÊNCIA	57,00	39	ESTACIONAMENTO	562,50
16	AGÊNCIA	22,00	40	GALPÃO	190,00
17	AGÊNCIA	146,16	41	GARAGEM	30,00
18	AGÊNCIA	64,00	42	GARAGEM	35,00
19	AGÊNCIA	169,47	43	GARAGEM	0,00
20	AGÊNCIA	3.510,60	44	OUTROS	64,10
21	ALMOXARIFADO	58.000,00	45	SAC	20,32
22	CANTEIRO MATERIAIS	7.000,00	46	SAC	35,60
23	CANTEIRO MATERIAIS	378,00	47	SAC	60,35
24	ESCRITÓRIO	170,00	48	SAC	31,79

Fonte: Elaboração própria

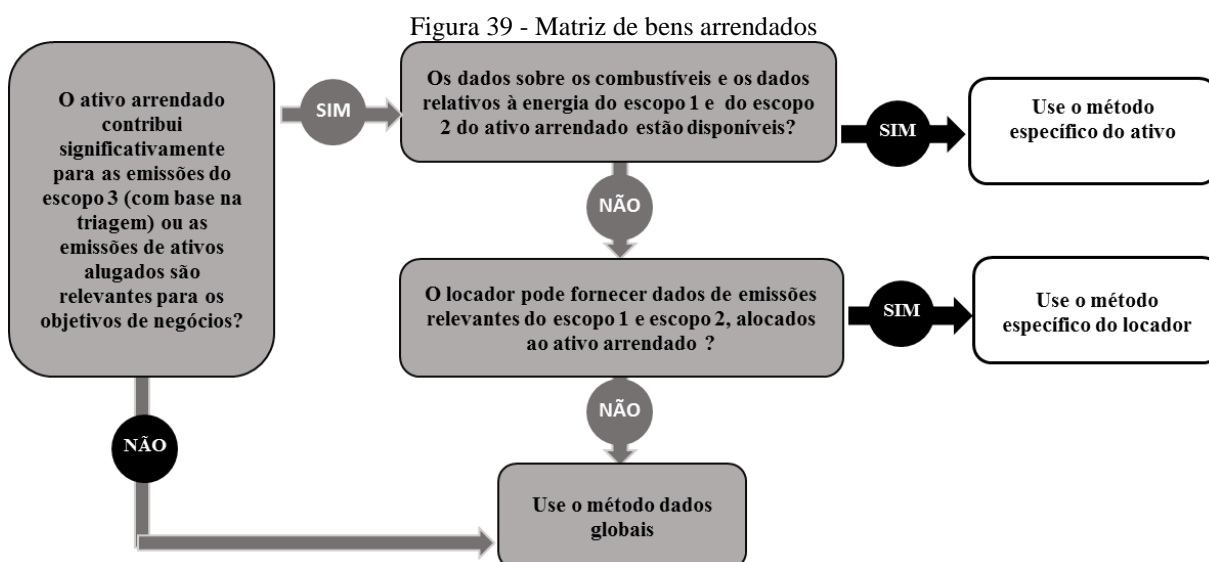
O *GHG Protocol* considera três métodos de cálculo para as emissões dos bens arrendados, conforme Quadro 20.

Quadro 20 - Método de cálculo bens arrendados

Método	Descrição
Específico do ativo	Coleta de dados de uso de combustível e energia específicos do ativo (por exemplo, específicos do local): Cálculo das emissões dos escopos 1 e 2
Específico do locador	Cálculo das emissões dos escopos 1 e 2 a partir de dados gerais do locador.
Dados globais	Estimar as emissões para cada ativo arrendado ou grupos de ativos arrendados, com base em dados médios, como a média de emissões por tipo de ativo ou espaço físico.

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

A Figura 39 - Matriz de bens arrendados apresenta a matriz de decisão para a categoria bens arrendados e o caminho adotado pela Coelba marcado em cinza.



Fonte: WRI e WBCSD (2013)

De acordo com o WRI e WBCSD (2013), para a utilização do método de dados globais as empresas devem coletar dados como:

- Fatores médios de emissão por área útil, expressos em unidades de emissão por metro quadrado (kg CO<sub>2</sub>e / m<sup>2</sup> / ano);
- Fatores de emissão por tipo de ativo, expressos em unidades de emissões por ativo (kg CO<sub>2</sub>e / carro / ano).

O cálculo das emissões da extração, produção e transporte dos veículos alugados utilizou o mesmo fator de emissão dos veículos próprios: Ademe (2017) tonelada/ tCO<sub>2</sub>e. Para adequação da unidade, foi calculado o peso dos veículos alugados a partir de suas especificações, como demonstrado na Tabela 9.



Tabela 9 - Veículos alugados (Qt x peso)

Veículo	Qt	Kg / veículo	Toneladas
HILUX CD 4X4 STD DIESEL	99	1.925	191
STRADA WORKING C.D 1.4	7	1.151	8
UNO VIVACE 1.0	114	909	104
<b>Total Geral</b>	<b>220</b>		<b>302</b>

Fonte: Elaboração própria

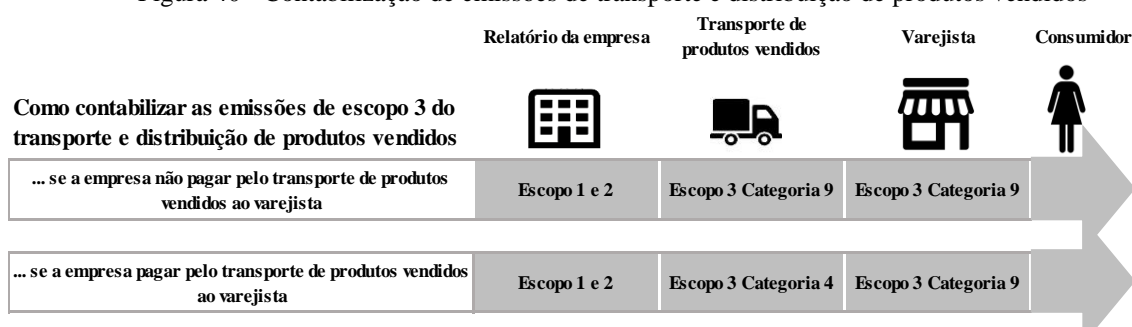
### 3.3.1.3.9 Categoria 9 - Transporte e distribuição à *downstream*

Emissões provenientes do transporte e distribuição de produtos vendidos (excluindo combustíveis e produtos energéticos) entre a empresa e o consumidor final, em veículos e instalações não pertencentes ou controladas pela organização inventariante (WRI; WBCSD, 2013).

Os serviços de transporte e distribuição de produtos comprados pela empresa relatora são excluídos da Categoria 9 e incluídos na Categoria 4 - Transporte e distribuição *upstream*. A Categoria 9 inclui apenas as emissões de transporte e distribuição de produtos após o ponto de venda.

A Figura 40 mostra como determinar a contabilização das emissões de transporte e distribuição de produtos vendidos. As empresas podem usar tanto o método baseado em combustível como o método baseado em distância.

Figura 40 - Contabilização de emissões de transporte e distribuição de produtos vendidos



Fonte: WRI e WBCSD (2013)

A energia elétrica, produto comercializado pela Coelba, é contemplada no Escopo 3 – Categoria 3 - Atividades relacionadas com combustível e energia não inclusas nos Escopos 1 e 2. Dessa forma, a Categoria 9 - Transporte e distribuição não é aplicada no segmento de distribuição de energia elétrica.

### 3.3.1.3.10 Categoria 10 - Processamento de produtos vendidos

A categoria 10 inclui as emissões do processamento de produtos intermediários vendidos por terceiros (por exemplo, fabricantes) após a venda pela organização inventariante e antes do uso pelo consumidor final (WRI; WBCSD, 2013).

O *GHG Protocol* define produtos intermediários como produtos que requerem processamento adicional, transformação ou inclusão em outro produto antes do uso e ressalta que os produtos intermediários não são consumidos pelo usuário final na sua forma original, sem necessidade de processamento, transformação, ou inclusão em outro produto. Nesse caso são classificados como produtos finais.

O cálculo da categoria processamento de produtos vendidos pode ser feito a partir de dois métodos: específico e dados globais, conforme Quadro 21.

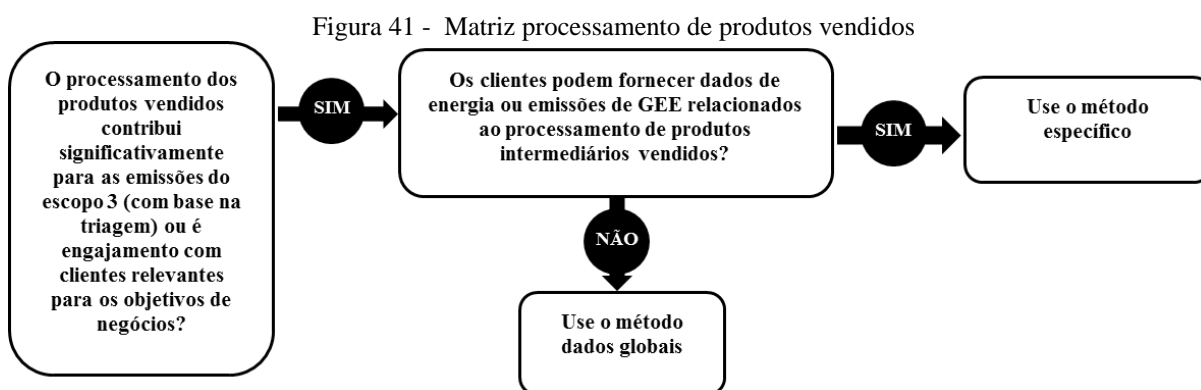
Quadro 21 - Método de cálculo processamento de produtos vendidos

Método	Descrição
Específico	Cálculo das emissões dos escopos 1 e 2 das empresas-clientes a partir de dados específicos das mesmas.*
Dados globais	Cálculo das emissões dos escopos 1 e 2 das empresas-clientes a partir de dados globais.*

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

\* Se os processos *downstream* envolvem bens intermediários e/ou insumos que não sejam vendidos pela empresa inventariante, as emissões devem ser distribuídas entre os produtos intermediários comercializados pela empresa inventariante e outros produtos intermediários / insumos utilizados.

A matriz de decisão da categoria 10 está demonstrada na Figura 41.



Fonte: Traduzido do original em inglês para o português pelo autor da tese (WRI; WBCSD, 2013)

A energia elétrica, produto comercializado pela Coelba, é classificada como um

produto final e por isso a categoria de processamento de produtos vendidos não se aplica no segmento de distribuição de energia elétrica.

### 3.3.1.3.11 Categoria 11 - Uso de bens e serviços vendidos

Esta categoria inclui as emissões do uso de bens e serviços vendidos pela empresa relatora no ano de referência. As emissões do escopo 3 de uma empresa relatora do uso de produtos vendidos incluem as emissões do escopo 1 e do escopo 2 dos usuários finais. Os usuários finais incluem consumidores e clientes corporativos que usam produtos finais (WRI; WBCSD, 2013).

O *GHG Protocol* divide as emissões do uso de produtos vendidos em dois tipos (Quadro 22): emissões diretas da fase de uso e emissões indiretas da fase de uso.

Quadro 22 - Emissões pelo uso de produtos vendidos

Tipo de emissões	Tipo de produtos	Exemplos
Emissões diretas da fase de uso (requerido)	Produtos que consomem energia diretamente (combustíveis ou eletricidade) durante o uso	Automóveis, aeronaves, motores, edifícios, eletrodomésticos
	Combustíveis e matérias primas	Petróleo, gás natural, carvão, biocombustíveis e petróleo bruto
	GEE que contêm ou formam GEE emitidos durante a utilização	Gases industriais, extintores, fertilizantes
Emissões indiretas da fase de uso (opcional)	Produtos que indiretamente consomem energia (combustíveis ou eletricidade) durante o uso	Vestuário (requer lavagem e secagem), alimentos (requer cozinhar e refrigeração), etc

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

O Quadro 23 apresenta os métodos de cálculo que podem ser adotados para as emissões diretas da fase de uso.

Quadro 23 - Métodos de cálculo para emissões diretas da fase de uso

Tipo de produto	Métodos de cálculo
Produtos que consomem diretamente energia (combustível e eletricidade) durante seu uso.	Dividir a etapa de uso do produto, mensurando as emissões por produto, e agregando-as ao final.
Combustíveis	Coletar dados de uso do combustível e multiplicá-lo pelo respectivo fator de emissão referente à sua combustão.
Gases de efeito estufa ou produtos que contêm ou forma GEE que são emitidos durante o uso.	Coletar dados do GEE contido no produto, multiplicando-o pelo percentual de GEE que é liberado durante o uso e pelo seu respectivo fator de emissão.

Fonte: WRI e WBCSD (2013)

A energia elétrica produz emissões de GEE durante o processo de distribuição e não durante a sua utilização. Sendo assim, a Categoria 11 – Uso de bens e serviços vendidos também não é aplicável no segmento de distribuição de energia elétrica.

### 3.3.1.3.12 Categoria 12 - Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos

A categoria 12 inclui as emissões de resíduos e tratamento de produtos vendidos pela empresa relatora no final da sua vida útil (WRI; WBCSD, 2013).

As emissões provenientes do tratamento *downstream* de fim de vida dos produtos vendidos devem seguir os métodos de cálculo da Categoria 5 - Resíduos gerados nas operações do Escopo 3. Ressalta-se que na categoria 5, a empresa coleta dados sobre a massa total de resíduos gerados nas operações, enquanto que na categoria 12, a empresa deve coletar dados sobre a massa total de produtos vendidos (e embalagem) a partir do ponto de venda até o fim de vida do produto, após seu uso pelos consumidores.

Embora a energia elétrica não seja um produto que gere emissões no seu fim de vida, a Coelba vende alguns equipamentos elétricos e veículos em seu fim de vida útil que podem ser classificados nessa categoria. Entretanto, não foi disponibilizado a quantidade de produtos vendidos para identificar a massa total dos mesmos e realizar o cálculo das emissões a partir da planilha do PBGHGP categoria 5. Dessa forma, mesmo possuindo uma margem maior de erro, optou-se por calcular as emissões através dos valores recebidos pelas vendas realizadas dos equipamentos elétricos e veículos (

Tabela 10).

Tabela 10 - Receita pela venda de equipamentos elétricos e veículos

Ano	M US\$	Fator de emissão (tCO <sub>2</sub> e/M US\$)
2014	0,48	2.570
2015	0,41	2.570
2016	0,76	2.570
2017	0,61	2.570

Fonte: Elaboração própria baseado em CMUGDI (2017)

### 3.3.1.3.13 Categoria 13 – Bens arrendados (a organização como arrendadora)

A categoria 13 – bens arrendados (a organização como arrendadora) inclui as emissões da operação de ativos que são de propriedade da empresa inventariante (atuando como locadora) e arrendados a outras entidades, não incluídas no escopo 1 ou no escopo 2 (WRI; WBCSD, 2013).

A classificação dos tipos de arrendamento é a mesma adotada pelo *GHG Protocol* na Categoria 8 - bens arrendados (a organização como arrendatária): mercantil e operacional. Considerando que a empresa locadora não possui o controle operacional dos imóveis, as emissões associadas à combustão do combustível e utilização da energia elétrica adquirida dos bens arrendados devem ser relatadas no escopo 3 para organizações cujo limite organizacional é de controle operacional (WRI; WBCSD, 2011).

As emissões dessa categoria foram calculadas a partir do método dados globais, como apresentado no Quadro 20. Foi considerado o consumo médio anual (kWh/m<sup>2</sup>.a) de edifícios situados na região Nordeste de uma pesquisa realizada em 2013 pelo Conselho Brasileiro de Construção Sustentável sobre o consumo energético de edificações brasileiras. Com o consumo anual total, calculou-se as emissões a partir da planilha do PBGHGP – Escopo 2 - energia.

A Tabela 11 apresenta a relação de imóveis alugados pela Coelba como arrendadora e informações correlacionadas: tipo de imóvel, localidade e área total.

Tabela 11 - Relação de imóveis alugados pela Coelba - arrendadora (tipo x localidade x m<sup>2</sup>)

TIPO IMÓVEL	LOCALIDADE	ÁREA TOTAL (m <sup>2</sup> )	kWh/m <sup>2</sup> .a
EDIFÍCIO/CASA	ITORORÓ	6,83	300
EDIFÍCIO/CASA	ITAPARICA	25,01	300
EDIFÍCIO/CASA	SANTO ANT. JESUS	7,92	300
EDIFÍCIO/CASA	GANDU	12,42	300
EDIFÍCIO/CASA	SALVADOR	209,49	300
EDIFÍCIO/CASA	SALVADOR	39,94	300
EDIFÍCIO/CASA	SALVADOR	127,01	300
EDIFÍCIO/CASA	COARACI	10,11	300
EDIFÍCIO/CASA	SALVADOR	390,41	300
EDIFÍCIO/CASA	BARREIRAS	7,66	300
EDIFÍCIO/CASA	ILHÉUS	16,54	300
FAZENDA	NI	112,59	NI
EDIFÍCIO/CASA	POÇÕES	11,25	300
EDIFÍCIO/CASA	IBICARAÍ	32,76	300
EDIFÍCIO/CASA	ANTAS	5,46	300

Fonte: Elaboração própria a partir de CBCS (2013) / NI – Não identificado

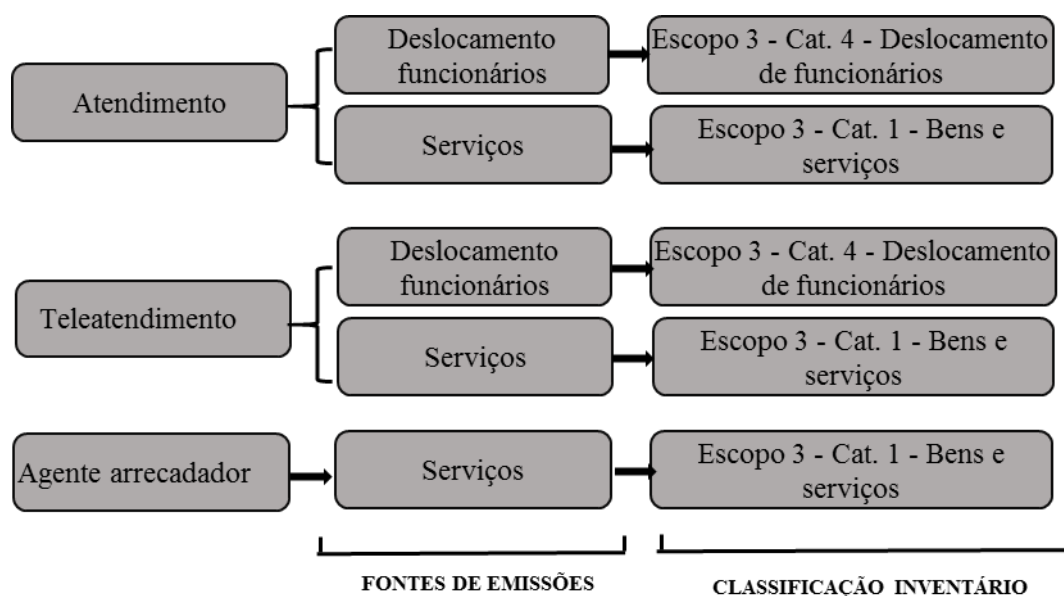
### 3.3.1.3.14 Categoria 14 - Franquias

Esta categoria é aplicável a franqueadores, ou seja, empresas que concedem licenças a outras entidades para vender ou distribuir seus bens ou serviços em troca de pagamentos, tais como royalties pelo uso de marcas e outros serviços. Os franqueadores devem contabilizar as emissões que ocorrem a partir da operação de franquias (WRI; WBCSD, 2013).

A Coelba contrata empresas que prestam serviços aos seus consumidores finais, entretanto, como não é classificada como empresa franqueadora, optou-se por não utilizar a categoria franquias.

A Figura 42 demonstra os tipos de serviços contratados pela Coelba voltados ao atendimento do consumidor final, as fontes de emissão relacionadas e as categorias que contemplam suas respectivas emissões.

Figura 42- Serviços de atendimento contratados pela Coelba (fontes de emissão x classificação inventário)



Fonte: Elaboração própria

Os serviços de atendimento são realizados em agências e lojas credenciadas. Para ambos, a Coelba paga pelo serviço prestado a partir da quantidade de consumidores atendidos, entretanto, como as agências são instalações de controle da Coelba, além do pagamento do serviço, a empresa também tem controle dos funcionários, sendo possível incluir as emissões referentes ao seu deslocamento casa-trabalho. Já nas lojas credenciadas, não há controle dos funcionários nem das despesas do local (energia, segurança), pois a prestação de serviço acontece em instalações comerciais desvinculadas à Coelba.

O teleatendimento segue o mesmo padrão do atendimento das agências, enquanto o agente arrecadador segue o padrão das lojas credenciadas.

#### 3.3.1.3.15 Categoria 15 - Investimento

Esta categoria inclui as emissões associadas aos investimentos da empresa, ainda não incluídas no escopo 1 ou no escopo 2. Segundo o *GHG Protocol* (WRI; WBCSD, 2013), devem relatar aquelas empresas que apresentam investimento de capital, investimento de dívida e financiamento de projeto.

Essa categoria é aplicável a investidores, ou seja, empresas que fazem um investimento com o objetivo de obter lucro e empresas que fornecem serviços financeiros. Também se aplica a investidores que não são lucrativos, como por exemplo, bancos multilaterais de desenvolvimento. Os investimentos são categorizados como uma categoria de escopo 3 *downstream* porque fornecer capital ou financiamento é um serviço prestado pela empresa relatora.

Os investimentos que atendem a classificação dessa categoria são realizados através da Neoenergia. A Coelba realiza anualmente investimentos voltados para a construção de novas linhas de transmissão, subestações, alimentadores, redes de média e baixa tensão e expansão/modernização da automação em todas as regiões do Estado. Ressalta-se, entretanto, que a compra dos produtos citados foi incluída na Categoria 2: bens de capital.

### 3.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

As próximas seções apresentam as estimativas das emissões geradas em dióxido de carbono equivalente (tCO<sub>2</sub>e) para cada fonte de emissão da Coelba durante o período de 2014 a 2017. Algumas fontes só demonstram as emissões referentes ao ano de 2014, pois a empresa não possuía controles estruturados que permitissem a realização dos cálculos dos demais anos.

Também será apresentada uma análise comparativa entre o inventário de GEE da Coelba e o inventário de outras distribuidoras de energia elétrica brasileiras e internacionais.

### 3.4.1 Escopo 1

As emissões diretas de GEE derivadas das atividades da Coelba são descritas nas seções a seguir.

- Categoria 1 - Combustão Estacionária

As emissões referentes a combustão estacionária da Coelba estão demonstradas na Tabela 12. Apesar do consumo anual do gerador ser igual em todos os anos, observa-se que o índice tCO<sub>2</sub>e / litros varia, reflexo das mudanças dos fatores de emissão no decorrer dos anos.

Tabela 12 - Emissões por combustão estacionária (2014 – 2017)

Fontes	Consumo anual (l)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Gerador	158,2	158,2	158,2	158,2	0,393	0,388	0,388	0,384
Motoserras	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Guindastes	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
<b>Total</b>	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>158</b>	<b>0,393</b>	<b>0,388</b>	<b>0,388</b>	<b>0,384</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / l</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>				

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

- Categoria 2 - Combustão móvel

A Tabela 13 apresenta a quantidade de litros de combustíveis consumidos pelos veículos da frota própria e veículos da frota alugada da Coelba no período de 2014 a 2017 e as emissões geradas nos respectivos anos.

Tabela 13 - Emissões por combustão móvel (2014 – 2017)

Tipo de Combustível	Consumo anual (l)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Etanol	5.017	5.035	3.373	1.227	0,07	0,07	0,05	0,02
Gasolina	782.754	736.875	678.072	652.577	1.358	1.251	1.145	1.102
Óleo Diesel	1.195.490	1.259.669	993.262	1.400.243	2.987	3.103	2.447	3.419
<b>Total</b>	<b>1.983.261</b>	<b>2.001.578</b>	<b>1.674.707</b>	<b>2.054.047</b>	<b>4.345</b>	<b>4.354</b>	<b>3.592</b>	<b>4.520</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / l</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>				

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

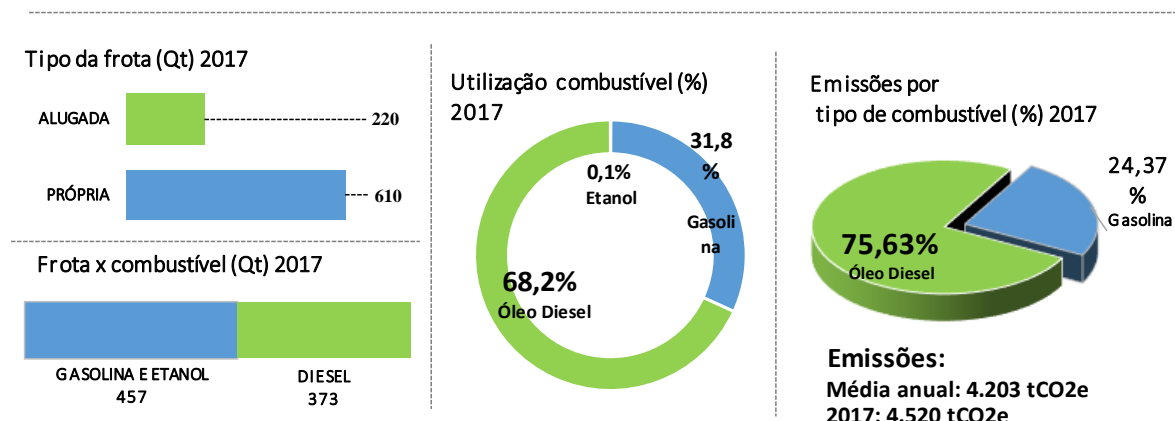
Observa-se uma relação constante entre as duas variáveis consumo e emissões (tCO<sub>2</sub>e / l), em consequência da representação média anual dos combustíveis utilizados pela frota: 0,2% etanol, 37% gasolina e 62,9% diesel. Entretanto, em 2017, a representação do diesel no total de consumo aumentou para 68,2% (Figura 43), maior do que todos os anos analisados. Além disso, como o diesel gera mais emissões de GEE do que os demais combustíveis, a representação nas emissões geradas torna-se ainda maior.

Mesmo com a quantidade de carros menor à diesel, a utilização desse combustível é



priorizada pela empresa. Ressalta-se que a quantidade de carros à diesel tem aumentado nos últimos anos para a realização de atividades em campo. Não foram identificados os motivos da variação de consumo entre os anos.

Figura 43 - Dashboard combustão móvel



Fonte: Elaboração própria

Para a redução das emissões de combustão móvel, além de otimizar a frota de veículos, é importante optar por combustíveis com menor fator de emissão, como o etanol, por exemplo.

Em 2017, a Coelba implantou um dispositivo de GPS em todos os carros de sua frota, que permite a gestão individualizada de cada veículo a partir de indicadores como tempo parado, quilometragem diária, velocidade, tempo de frenagem, além do monitoramento das rotas disponíveis e utilizadas. Esse controle será associado ao gerenciamento de abastecimento dos veículos. Com essas ações, espera-se otimizar a frota disponível e reduzir o consumo de combustíveis.

- Categoria 4 - Emissões fugitivas

A Tabela 14 apresenta a quantidade (kg) de gás SF<sub>6</sub> adquirido para a reposição do sistema elétrico no período de 2014 e 2017 e a quantidade de CO<sub>2</sub> referente a recarga dos extintores em 2014 e replicado para os demais anos. A variável tCO<sub>2</sub>e/Kg possui um desvio no decorrer dos anos devido a representação do CO<sub>2</sub> no total de gás comprado ser muito diferente da representação do mesmo gás nas emissões geradas.

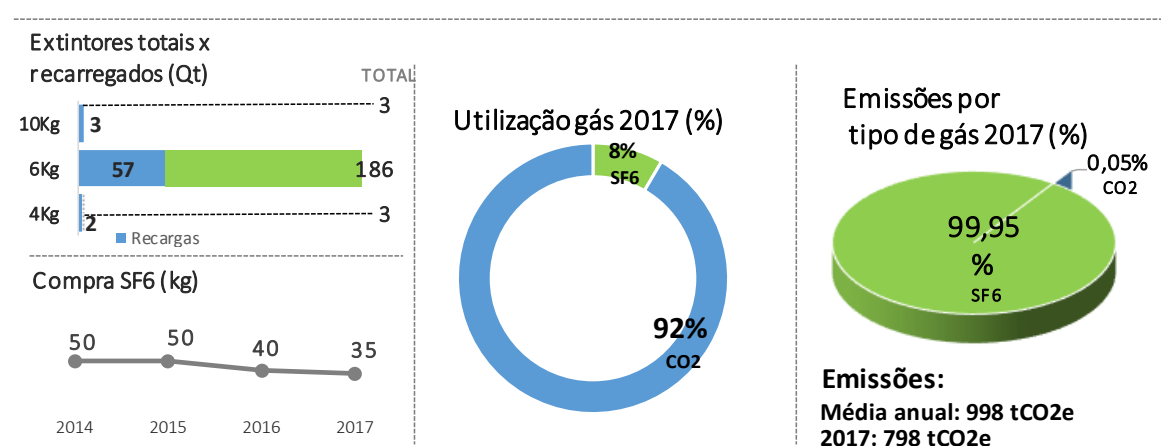
Tabela 14 - Emissões fugitivas (2014 – 2017)

Gás	Qt (kg)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
(SF <sub>6</sub> ) - Sistema elétrico	50	50	40	50	1.140	1.140	912	798
(CO <sub>2</sub> ) - Extintores de incêndio	380	380	380	380	0,38	0,38	0,38	0,38
(CO <sub>2</sub> ) - RACs	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
<b>Total</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>420</b>	<b>430</b>	<b>1.140</b>	<b>1.140</b>	<b>912</b>	<b>798</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / kg</b>	<b>2,65</b>	<b>2,65</b>	<b>2,17</b>	<b>1,86</b>				

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

A Figura 44 apresenta informações que permitem a análise das emissões dessa categoria.

Figura 44 - Dashboard emissões fugitivas



Fonte: Elaboração própria

Em 2014, 88% (380 kg) do total de gás foi referente à recarga de 62 extintores (3 x 10kg + 57 x 6kg + 2 x 4kg). Essas informações foram replicadas para os demais anos devido a inexistência de informações atualizadas.

Apesar do CO<sub>2</sub> representar 92% do gás utilizado em 2017, este gás representa apenas 0,09% das emissões geradas.

Para que a Coelba reduza as emissões fugitivas, é necessário, inicialmente, estabelecer os controles das fontes de emissão correspondentes, como criar um banco com todos os equipamentos de refrigeração e extintores de incêndio e elaborar acompanhamento das recargas realizadas, além de verificar os vazamentos existentes do SF<sub>6</sub>. Somente após os controles, é possível adotar medidas de mitigação efetivas.

- Categoria 5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo

As emissões agrícolas e de mudança de uso do solo da Coelba estão demonstradas na Tabela 15.

Não foram identificados os motivos das variações de hectares suprimidos durante os anos.

Tabela 15 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo (2014 – 2017)

Gás	Qt				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Supressão vegetal (hectares)	369	123	176	232	173	57	82,28	108
Fertilizantes orgânicos (kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
<b>Total</b>	<b>369</b>	<b>123</b>	<b>176</b>	<b>232</b>	<b>173</b>	<b>57</b>	<b>82</b>	<b>108</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / kg</b>	<b>0,47</b>	<b>0,47</b>	<b>0,47</b>	<b>0,47</b>				

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

Para mitigar as emissões dessa categoria, a Coelba precisa adotar medidas para reduzir as supressões. Também deve ser estruturado acompanhamento dos fertilizantes utilizados na plantação de mudas de projetos ambientais, além de estabelecer o acompanhamento da quantidade de hectares de reflorestamento realizado que pode ser considerado como uma remoção, e dessa forma, reduzir as emissões da empresa.

### 3.4.2 Escopo 2

A Tabela 16 apresenta a quantidade de eletricidade (GWh) segmentada em cada fonte de emissão classificada na categoria emissões indiretas de GEE de energia: consumo próprio, perdas técnicas de transmissão e perdas técnicas de distribuição.

Tabela 16 - Emissões indiretas de energia (2014 – 2017)

Registro da fonte	Eletricidade (GWh)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Consumo próprio	16	16	16	20	2.120	1.962	1.332	1.819
Perdas técnicas transmissão	252	384	450	497	33.361	47.554	36.447	239.182
Perdas técnicas distribuição	2.205	2.282	2.464	2.579	297.544	283.530	201.334	46.089
<b>Total</b>	<b>2.472</b>	<b>2.682</b>	<b>2.930</b>	<b>3.096</b>	<b>333.024</b>	<b>333.046</b>	<b>239.113</b>	<b>287.091</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / GWh</b>	<b>135</b>	<b>124</b>	<b>82</b>	<b>93</b>				
<b>Fator Médio Anual (SIN)</b>	<b>0,14</b>	<b>0,12</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>				
<b>t CO<sub>2</sub>e / Fator SIN</b>	<b>2,38</b>	<b>2,78</b>	<b>2,99</b>	<b>3,10</b>				

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

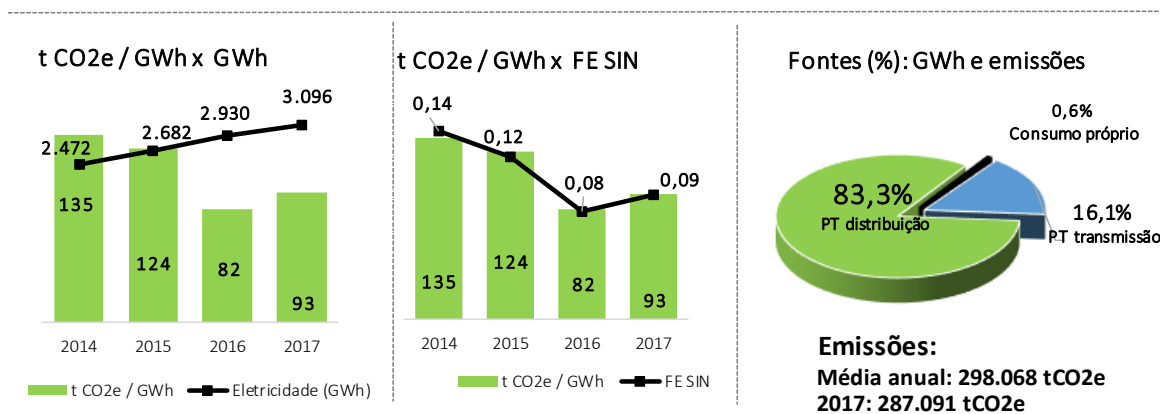
O gráfico 1 da Figura 45 demonstra que o índice tCO<sub>2</sub>e / GWh não está diretamente relacionado a quantidade de energia elétrica utilizada. As emissões indiretas de energia são influenciadas, principalmente, pelo fator de emissão do SIN, conforme correlação apresentada no gráfico 2 da mesma figura.

Observa-se, por exemplo, que mesmo não existindo diferença significativa no total de eletricidade entre os anos 2016 e 2017, há uma grande divergência entre as emissões geradas

nos respectivos anos. Enquanto o fator de emissão do SIN era de 0,08 em 2016, no ano de 2017 passou a ser 0,09.

Dessa forma, destaca-se a importância de ações nacionais para que a matriz elétrica tenha maior representação de fontes limpas de geração de energia que impactem na redução do fator de emissão do SIN.

Figura 45 - Dashboard emissões indiretas de energia



Fonte: Elaboração própria

### 3.4.3 Escopo 3

- Categoria 1 - Bens e Serviços comprados

A Tabela 17 apresenta o total pago pelos serviços contratados pela Coelba no período de 2014 a 2017 e produtos adquiridos em 2014 segmentados pela unidade funcional e as emissões geradas. Essas informações foram replicadas para os demais anos, devido a inexistência de dados.

Tabela 17 - Emissões bens e serviços comprados (2014 - 2017)

Registro da fonte	Quantidade				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Produtos (Und)	10.445	10.445	10.445	10.445	3.857	3.857	3.857	3.857
Produtos (t)	13	13	13	13	73	73	73	73
Produtos (kg)	2.175	2.175	2.175	2.175	22	22	22	22
Serviços (M US\$)	168	135	155	172	36.480	30.291	34.916	37.746
<b>Total</b>					<b>40.432</b>	<b>34.243</b>	<b>38.868</b>	<b>41.698</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / MUS\$</b>	<b>241</b>	<b>254</b>	<b>251</b>	<b>242</b>				
<b>Dólar</b>	<b>2,66</b>	<b>3,87</b>	<b>3,35</b>	<b>3,30</b>				

Fonte: Elaboração própria

Apesar de não existir diferença significativa no total pago dos serviços no período analisado, as emissões variam bastante em decorrência da composição dos serviços que possuem fatores de emissão diferentes.

A Tabela 18 demonstra o valor médio dos fatores de emissão utilizados para cada UF em 2014 (tCO<sub>2</sub>e/Qt). Observa-se no gráfico 1 da Figura 46 a representatividade dos serviços nesta categoria. Essa variação dá-se, principalmente pelos fatores de emissão de serviços, que são mais altos, conforme apresentado em seu índice.

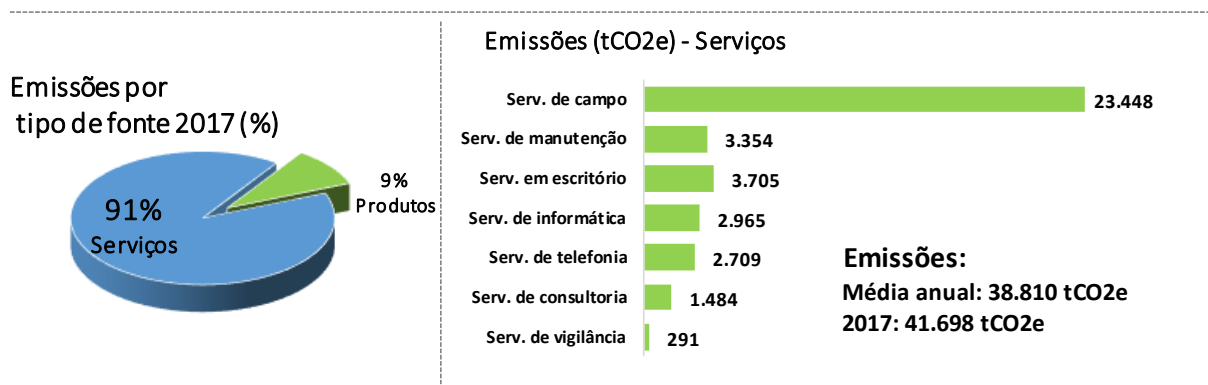
Tabela 18 - Emissões bens e serviços comprados (2014)

Tipo da fonte	Quantidade de	UF	Emissões de (tCO <sub>2</sub> e)	tCO <sub>2</sub> e / Qt
Produtos	10.445	Unidades	3.857	0,37
Produtos	13	Toneladas	73	5,50
Produtos	2.175	Quilos	22	0,01
Serviços	168	M US\$	36.480	217,60
<b>Total</b>			<b>40.432</b>	

Fonte: Elaboração própria

Dentre os serviços, os realizados em campo geram a maior quantidade de emissões, tanto pela quantidade quanto pelo alto fator de emissão, em consequência das características de alta mobilidade, conforme Figura 46.

Figura 46 - Dashboard emissões bens e serviços comprados



Fonte: Elaboração própria

- Categoria 2- Bens de capital

A Tabela 19 apresenta as quantidades dos bens de capital adquiridos pela Coelba em 2014 segmentados pela unidade funcional, as emissões geradas e o índice tCO2e/Qt correspondente a cada UF utilizada, além de demonstrar a média dos fatores de emissão.

Tabela 19 - Emissões bens de capital (2014)

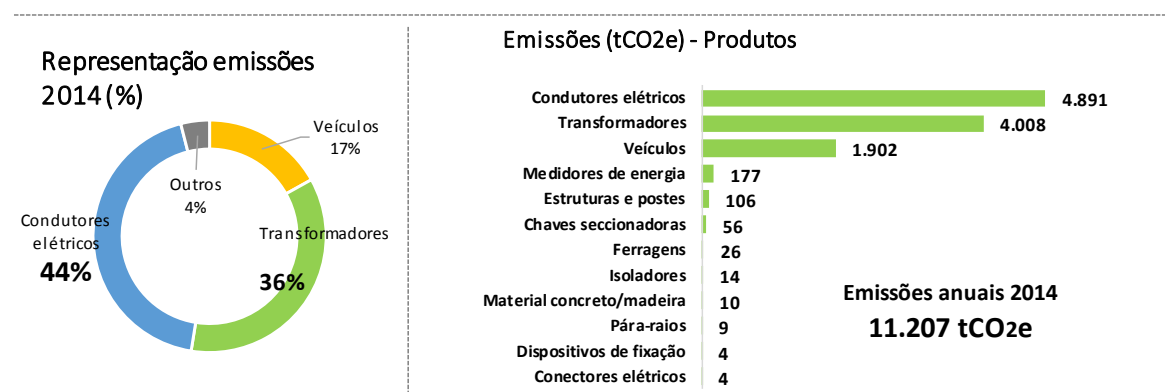
Tipo da fonte	Quantidade	UF	Emissões de (tCO2e)	tCO2e / Qt
Produtos	4.819	Toneladas	2.308	0,48
Produtos	2.190.091	Quilos	4.008	0,002
Produtos	12.871.474	Metros	4.891	0,0004
<b>Total</b>			<b>11.207</b>	

Fonte: Elaboração própria

Assim como na Categoria 1 – Bens e Serviços Comprados, não foi possível apresentar as emissões relacionadas de outros anos, pois a empresa disponibilizou os dados de compras apenas de 2014.

Apesar do fator de emissão dos condutores elétricos (produtos em metros) ser o menor entre os fatores de emissão dos bens de capital apresentados na Tabela 19, a quantidade adquirida desse produto é muito representativa. Observa-se no gráfico 1 da Figura 47, que as emissões geradas pela fabricação dos condutores elétricos representa 44% das emissões geradas por todos os bens de capital considerados neste cálculo. Em seguida são apresentados os transformadores (27%), os veículos adquiridos para a frota da empresa (17%) e outros produtos (4%). O detalhamento das emissões geradas através de cada produto é apresentado no gráfico 2 da Figura 47.

Figura 47 - Dashboard emissões bens de capital



Fonte: Elaboração própria

- Categoria 3 - Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2

Esta categoria possui o mesmo comportamento do escopo 2, pois ambas são referentes a energia elétrica. A Tabela 20 demonstra a quantidade de energia distribuída pela Coelba aos consumidores finais no período de 2014 a 2017 e as emissões geradas nos respectivos anos, sem considerar as perdas técnicas de T&D e o consumo próprio.

Tabela 20 - Emissões por energia comprada e distribuída (2014 – 2017)

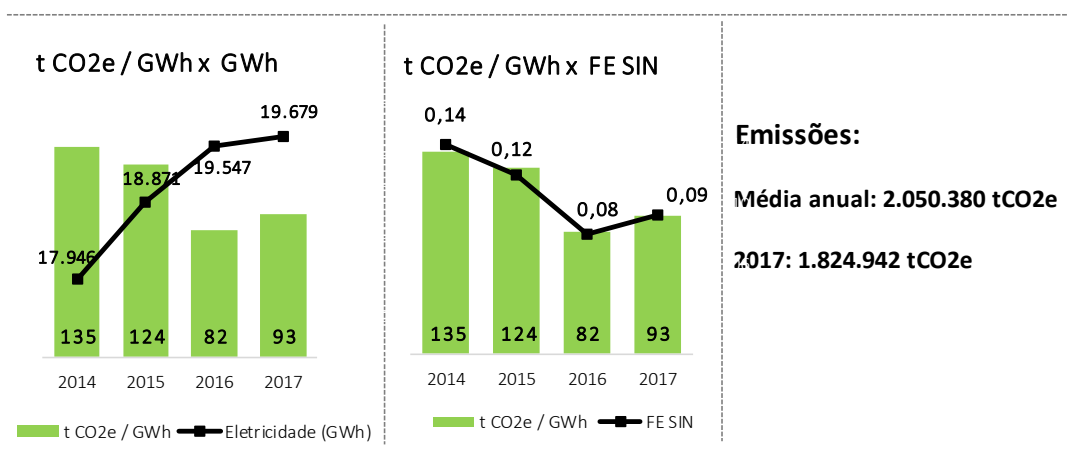
Registro da fonte	Eletricidade (GWh)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Distribuição de Energia	17.946	18.871	19.547	19.679	2.431.493	2.348.389	1.596.695	1.824.942
<b>Total</b>	<b>17.946</b>	<b>18.871</b>	<b>19.547</b>	<b>19.679</b>	<b>2.431.493</b>	<b>2.348.389</b>	<b>1.596.695</b>	<b>1.824.942</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / GWh</b>	<b>135</b>	<b>124</b>	<b>82</b>	<b>93</b>				
<b>Fator Médio Anual (SIN)</b>	<b>0,14</b>	<b>0,12</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>				
<b>t CO<sub>2</sub>e / Fator SIN</b>	<b>17,37</b>	<b>19,57</b>	<b>19,96</b>	<b>19,68</b>				

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

Observa-se que a relação entre energia e emissões geradas (tCO<sub>2</sub>e / GWh) dessa categoria e do escopo 2 possuem os mesmos índices, pois são afetados pelo fator de emissão do SIN.

O aumento da energia distribuída (GWh) é reflexo do crescimento do número de consumidores atendidos pela empresa.

Figura 48 – Dashboard distribuição de energia



Fonte: Elaboração própria

- Categoria 4 - Transporte e distribuição à *upstream*

A Tabela 21 demonstra as emissões geradas pelo transporte dos materiais adquiridos pela Coelba em 2014 segmentado por tipo de veículo. A partir da planilha auxiliar de transporte do *GHG Protocol*, as informações de distância, carga transportada e emissões também foram segmentadas.

Tabela 21 - Emissões por transporte e distribuição à *upstream* - 2014

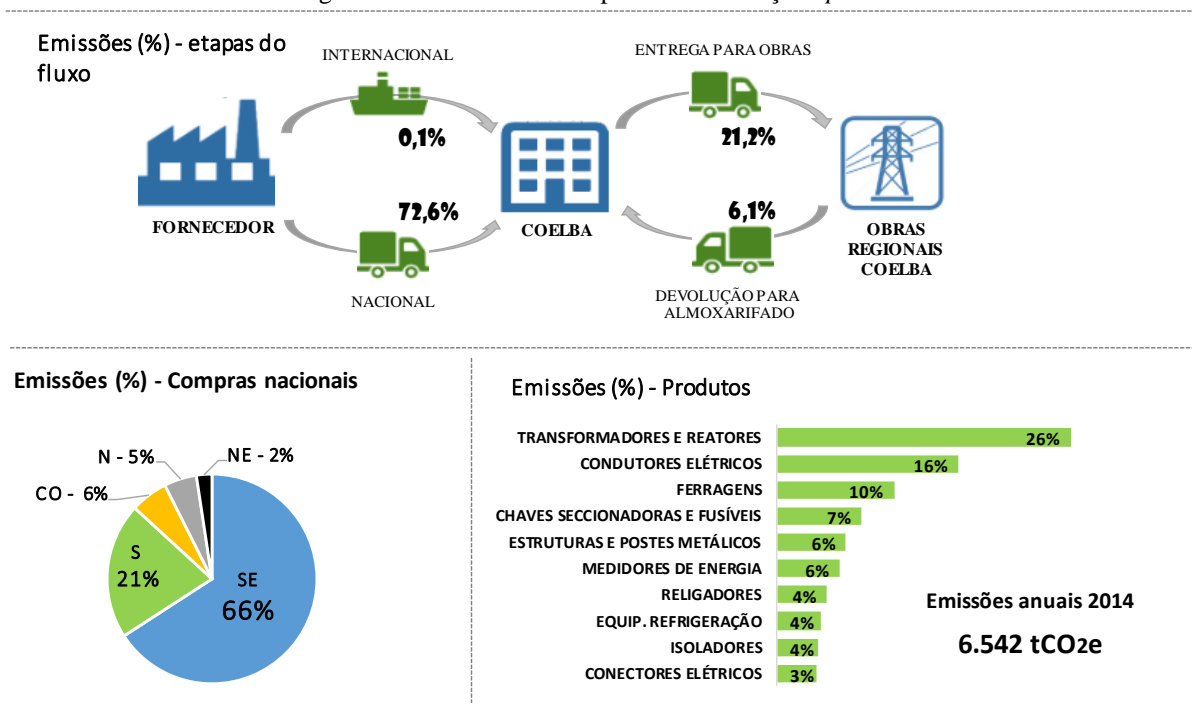
Tipo da frota de veículos	Distância anual (km)	Carga transportada (t)	Emissões de (tCO2e)	tCO2e / Qt
Caminhão pesado a diesel	285.618	10.330	3.483	0,012
Caminhão médio a diesel	692.969	16.428	2.322	0,003
Caminhão leve a diesel	169.948	414	458	0,003
Veículo comercial leve a gasolina	1.799.195	314	273	0,000
Navio	46.301	52	6,56	0,000
<b>Total</b>	<b>2.994.031</b>	<b>27.538</b>	<b>6.542</b>	<b>0,002</b>

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2016)

Não foi possível apresentar o histórico das emissões no decorrer dos anos, pois a empresa não possui controle estabelecido que permita a realização dos cálculos.

Os resultados dessa categoria podem ser analisados sob outras perspectivas que permitem o melhor gerenciamento das emissões e tomada de decisão. A Figura 49, por exemplo, evidencia a participação de cada etapa do fluxo de transporte no total de emissões da categoria.



Figura 49 – Dashboard transporte e distribuição *upstream*

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que a maior parte das emissões (72,6%) são derivadas de compras de produtos nacionais, concentradas principalmente nas regiões Sudeste (66%) e Sul (21%) do país. A Figura 49 também apresenta a representatividade dos dez produtos que mais geram emissões nessa categoria. Os outros 47 produtos não demonstrados no gráfico são responsáveis por 13% das emissões.

- Categoria 5 - Resíduos gerados nas operações

A Tabela 22 demonstra a quantidade de resíduos gerados pela Coelba no período de 2014 a 2017 e as respectivas emissões.

Tabela 22 - Emissões por resíduos gerados nas operações (2014 – 2017)

Registro da fonte	Toneladas (t)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Resíduos	7.814	8.076	9.638	9.482	8.172	8.529	9.152	9.803
<b>Total</b>	<b>7.814</b>	<b>8.076</b>	<b>9.638</b>	<b>9.482</b>	<b>8.172</b>	<b>8.529</b>	<b>9.152</b>	<b>9.803</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / t</b>	<b>1,05</b>	<b>1,06</b>	<b>0,95</b>	<b>1,03</b>				

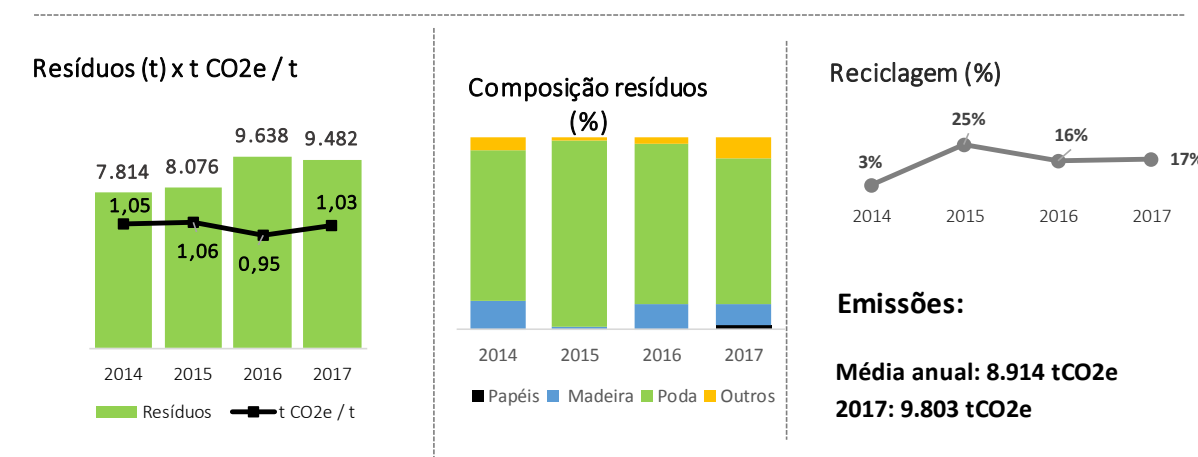
Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

Observa-se no gráfico 1 da Figura 50 que a relação entre resíduos gerados e as respectivas emissões (tCO<sub>2</sub>e / t) não possuem uma relação direta. As emissões dessa categoria variam de acordo com a composição dos resíduos que possuem fatores de emissões diferentes. O gráfico 2 demonstra que durante os anos houve alteração na composição dos resíduos

gerados. Aproximadamente 84% dos resíduos da Coelba são originados das podas de árvores. Além da representatividade em peso, esse resíduo possui grande volume.

Além do controle, a composição é modificada em decorrência da quantidade de resíduos destinados à reciclagem. Atualmente a empresa recicla papéis, embalagens de madeira e outros materiais inertes como materiais metálicos e plásticos.

Figura 50 - Dashboard resíduos gerados nas operações



Fonte: Elaboração própria

- Categoria 6 - Viagens a negócios

A Tabela 23 demonstra as emissões geradas através de viagens a negócios realizadas por avião, enquanto que a

Tabela 24 apresenta as emissões derivadas de percursos feitos através de táxis para reuniões à negócios.

Não foi possível apresentar o histórico das emissões no decorrer dos anos, pois a empresa não possui controle estabelecido que permita a realização dos cálculos. O levantamento e o tratamento das informações foram realizados pelo autor.

Tabela 23 - Emissões de viagens a negócios realizada por avião (2014)

Tipo de Viagem Aérea	Quilometragem do passageiro (km)	Emissões de (tCO <sub>2</sub> e)	t CO <sub>2</sub> e / mil km
Curta distância (d < 500 km)	623.319	98	0,16
Média distância (500 ≤ d < 3.700 km)	5.861.311	526	0,09
Longa distância (d ≥ 3.700 km)	351.647	37	0,10
<b>Total</b>	<b>6.836.277</b>	<b>661</b>	<b>0,10</b>

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

Tabela 24 - Emissões de viagens a negócios realizada por táxi (2014)

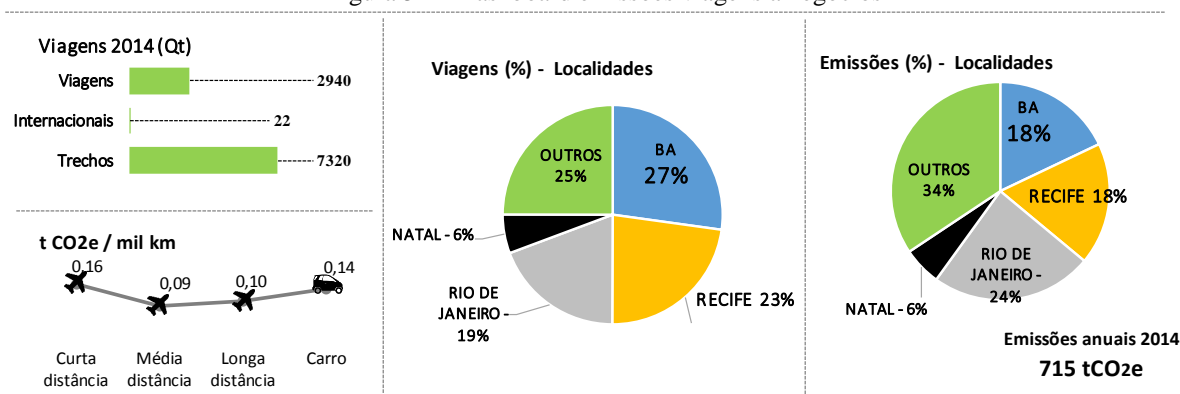
Tipo de veículo	Tipo de combustível	Distância total (km)	Emissões de (tCO <sub>2</sub> e)	t CO <sub>2</sub> e / mil km
Etanol	Flex a gasolina	383.751	54	0,14
<b>Total</b>		<b>383.751</b>	<b>54</b>	<b>0,14</b>

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2016)

Em 2014 foram realizadas 2.940 viagens através de avião segmentadas em 7.320 trechos, sendo 22 viagens internacionais.

Observa-se na Figura 51 que 48% das emissões geradas e das viagens realizadas estão concentradas em Recife, Rio de Janeiro e Natal, onde as outras empresas do Grupo Neoenergia estão localizadas. Esse dado demonstra a possibilidade de adotar medidas de mitigação, como a realização de mais reuniões através de videoconferências, por exemplo. Além da redução das emissões, há uma eficiência dos recursos financeiros e humano.

Figura 51 – Dashboard emissões viagens a negócios



Fonte: Elaboração própria

Outro dado importante para a tomada de decisão é o índice de tCO<sub>2</sub>e / mil km. As viagens realizadas por avião em distâncias menores que 500 km apresentaram o pior índice (0,16 tCO<sub>2</sub>e / mil km). Dessa forma, comparando com índice do carro de 0,14 tCO<sub>2</sub>e / mil km, torna-se mais vantajoso optar por este, principalmente se considerar mais de um passageiro.

- Categoria 7 - Deslocamento funcionários (casa – trabalho)

A Tabela 25 apresenta as emissões geradas através do deslocamento dos funcionários próprios e terceirizados no percurso casa – trabalho. As informações referentes ao ano de

2014 são segmentadas em tipo de transporte e respectivos combustíveis utilizados, distância total anual e as emissões geradas.

Tabela 25 - Emissões por deslocamento de funcionários (2014)

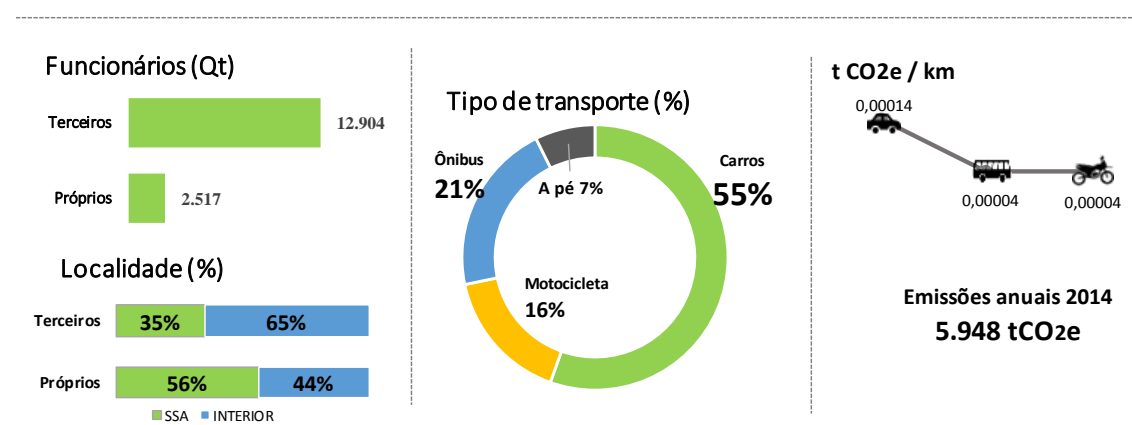
Tipo de transporte	Tipo de Combustível	Distância total (km)	Emissões (t CO <sub>2</sub> e)	tCO <sub>2</sub> e / km
Carro	Gasolina (flex)	35.526.448	5.045	0,00014
Motocicleta	Gasolina (flex)	8.843.283	349	0,00004
Ônibus	Óleo Diesel	14.067.859	554	0,00004
<b>Total</b>		<b>58.437.590</b>	<b>5.948</b>	<b>0,00010</b>

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

Os funcionários terceirizados (12.904) possuem grande representação nesta categoria, visto que sua quantidade supera mais de 5 vezes o total de funcionários próprios (2.517). Enquanto os funcionários próprios são lotados em Salvador e no interior de forma equilibrada, os funcionários terceirizados são lotados em sua maioria no interior do estado.

Observa-se na Figura 52 que a maior parte dos funcionários faz o trajeto casa-trabalho através de carros (51%), seguido de ônibus (21%) e por último, moto (16%). Dentre esses meios de transporte, o carro é o que gera maior emissão, conforme demonstra o índice tCO<sub>2</sub>e/km. O ônibus e a moto possuem o mesmo índice.

Figura 52 – Dashboard emissões deslocamento funcionários



Fonte: Elaboração própria

- Categoria 8 - Bens arrendados (a organização como arrendatária)

A Tabela 26 apresenta os veículos alugados pela Coelba segmentados por tipo e respectivas emissões. Como o fator de emissão utilizado é o mesmo, o índice tCO<sub>2</sub>e/tonelada mantém-se inalterado com as mudanças de veículos. Ressalta-se, no entanto, que a escolha

dos veículos deve considerar tanto o peso quanto o combustível utilizado, pois ambos são fontes de emissão relacionados a esse produto.

Tabela 26 - Emissões bens arrendados (veículos) - organização como arrendatária

Veículo	Qt	Toneladas	Emissões (t CO <sub>2</sub> e)	tCO <sub>2</sub> e / tonelada
HILUX CD 4X4 STD DIESEL	99	191	1.048	5,50
STRADA WORKING C.D 1.4	7	8	44	5,50
UNO VIVACE 1.0	114	104	570	5,50
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>302</b>	<b>1.662</b>	<b>5,50</b>

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

- Categoria 12 - Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos

A Coelba vende equipamentos elétricos e veículos no fim de vida desses produtos, contudo, os dados de massa não foram disponibilizados. As emissões desta categoria foram calculadas a partir da receita de venda, conforme apresentada na Tabela 27.

Tabela 27 - Emissões tratamento fim de vida dos produtos vendidos

Registro da fonte	MUS\$				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Receita venda	0,48	0,41	0,76	0,61	1.246	1.056	1.960	1.570
<b>Total</b>	<b>0,48</b>	<b>0,41</b>	<b>0,76</b>	<b>0,61</b>	<b>1.246</b>	<b>1.056</b>	<b>1.960</b>	<b>1.570</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / MUS\$</b>	<b>2,570</b>	<b>2,570</b>	<b>2,570</b>	<b>2,574</b>				
<b>Dólar</b>	<b>2,66</b>	<b>3,87</b>	<b>3,35</b>	<b>3,30</b>				

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2016)

- Categoria 13 - Bens arrendados (a organização como arrendadora)

A Tabela 28 demonstra as emissões geradas pela estimativa de consumo de energia elétrica dos imóveis alugados pela Coelba. O cálculo seguiu o mesmo critério adotado no Escopo 2.

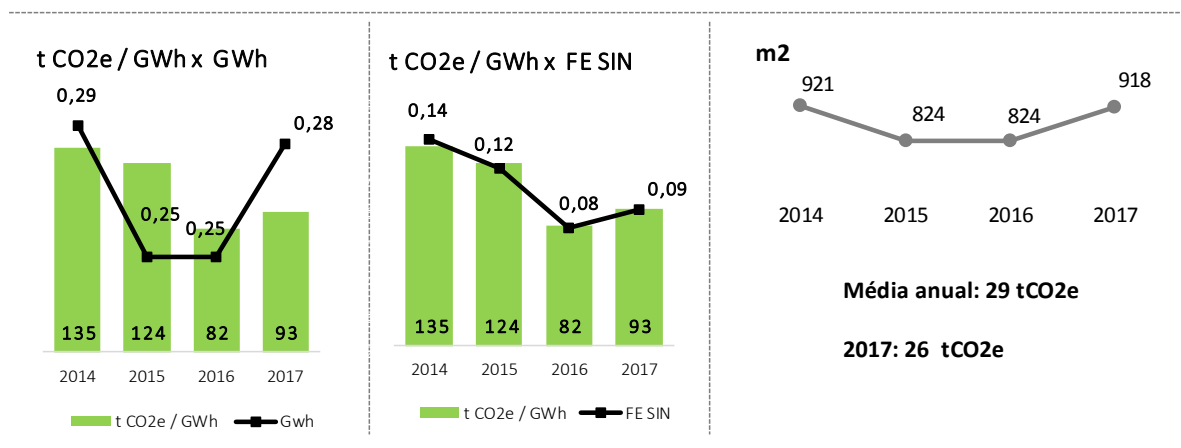
Tabela 28 - Emissões bens arrendados (imóveis) - organização como arrendadora

Registro da fonte	Eletricidade (GWh)				Emissões totais (t CO <sub>2</sub> e)			
	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017
Aluguel	0,29	0,25	0,25	0,28	38	31	20	26
<b>Total</b>	<b>0,29</b>	<b>0,25</b>	<b>0,25</b>	<b>0,28</b>	<b>38</b>	<b>31</b>	<b>20</b>	<b>26</b>
<b>t CO<sub>2</sub>e / GWh</b>	<b>135</b>	<b>124</b>	<b>82</b>	<b>93</b>				
<b>Fator SIN</b>	<b>0,14</b>	<b>0,12</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>				

Fonte: Elaboração própria com base na ferramenta do FGV e WRI (2018)

Observa-se no gráfico 1 da Figura 53 que o consumo de energia elétrica não segue a mesma tendência do índice tCO<sub>2</sub>e/GWh. O consumo está relacionado ao tamanho total (m<sup>2</sup>), como pode ser comparado com o gráfico 3. Assim como no Escopo 2, o índice tCO<sub>2</sub>e/GWh está diretamente associado ao fator do SIN (gráfico 2 da Figura 53).

Figura 53 - Dashboard emissões bens arrendados (organização como arrendadora)



Fonte: Elaboração própria

### 3.4.4 Emissões Totais

O Quadro 24 demonstra as emissões totais da Coelba no período de 2014 a 2017 segmentadas em escopo e categorias. Algumas categorias foram calculadas apenas no ano de 2014 e replicadas para os demais anos (2016 a 2017). Entretanto, o maior impacto para o aumento das emissões foi relacionado às categorias associadas à energia, visto que o fator de emissão do SIN nesse ano, historicamente, foi o maior.

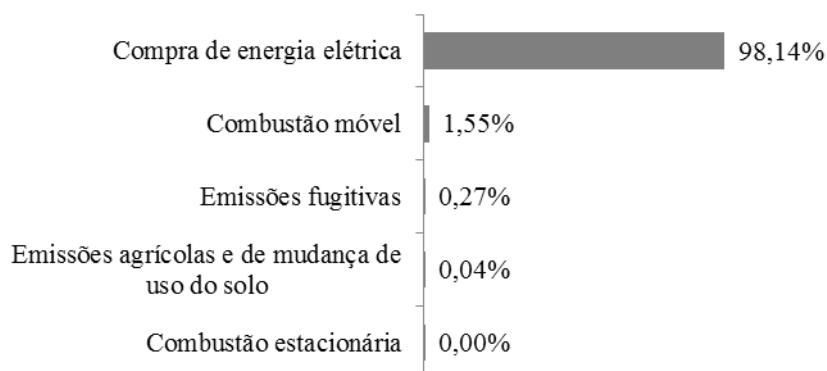
Quadro 24 - Emissões totais (tCO2e) da Coelba (2014 - 2017)

Escopo	Categorias	Fontes de emissão	2014	2015	2016	2017	
Escopo 1	1 - Combustão estacionária	Consumo diesel de geradores	0,39	0,39	0,39	0,38	
		Consumo combustíveis de motosserras	ND	ND	ND	ND	
		Consumo combustíveis de empilhadeiras e guindastes	ND	ND	ND	ND	
	2 - Combustão móvel	Consumo de combustível frota própria e alugada	4.345	4.354	3.592	4.520	
		3 - Processos industriais	Processos industriais que geram emissões de GEE	NA	NA	NA	NA
	4 - Emissões fugitivas	CO2 das recargas dos extintores de incêndio	0,38	ND	ND	0,38	
		Gás SF6 dos equipamentos do sistema elétrico	1.140	1.140	912	798	
		Equipamentos de refrigeração e ar condicionado	ND	ND	ND	ND	
	5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo	Supressão vegetal	173	57	82	108	
		Fertilizantes utilizados na produção de mudas e nos plantios	ND	ND	ND	ND	
6 - Resíduos sólidos e efluentes	Tratamento de resíduos sólidos e efluentes	NA	NA	NA	NA		
Escopo 2	Compra de energia elétrica	Consumo próprio de eletricidade	2.120	1.962	1.332	1.819	
		Perdas técnicas na rede de transmissão	33.361	47.554	36.447	46.089	
		Perdas técnicas na rede de distribuição	297.544	283.530	201.334	239.182	
Escopo 3	Upstream	1- Bens e Serviços comprados	Ciclo de vida dos produtos (bens e serviços) comprados	40.432	34.243	38.868	41.698
		2- Bens de capital	Ciclo de vida dos bens de capital comprados	11.207	11.207	11.207	11.207
		3- Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2	Distribuição de energia elétrica	2.431.493	2.348.389	1.596.695	1.824.942
		4- Transporte e distribuição	Transporte e distribuição de produtos comprados	6.542	6.542	6.542	6.542
		5- Resíduos gerados nas operações	Tratamento e/ou disposição final dos resíduos sólidos	8.172	8.529	9.529	9.803
		6- Viagens a negócios	Viagens realizadas através de avião	661	661	661	661
			Utilização de táxi para reuniões de negócio	54	54	54	54
		7- Deslocamento de funcionários (casa-trabalho)	Deslocamento de funcionários casa-trabalho	5.948	5.948	5.948	5.948
	8- Bens arrendados (a organização como arrendatária)	Aluguel de veículos	1.662	1.662	1.662	1.662	
	Downstream	9- Transporte e distribuição	Transporte e distribuição de produtos vendidos	NA	NA	NA	NA
		10- Processamento de produtos vendidos	Processamento de produtos intermediários	NA	NA	NA	NA
		11- Uso de bens e serviços vendidos	Uso final de bens e serviços por terceiros ao longo da sua vida útil	NA	NA	NA	NA
		12- Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos	Disposição final de equipamentos e veículos	1.246	1.056	1.960	1.570
		13- Bens arrendados (a organização como arrendadora)	Aluguel de imóveis	38	31	20	26
		14- Franquias	Emissões das operações de franquias	NA	NA	NA	NA
15- Investimentos		Emissões das operações de investimentos	NA	NA	NA	NA	
<b>TOTAL tCO2e</b>			<b>2.846.138</b>	<b>2.756.920</b>	<b>1.916.845</b>	<b>2.196.631</b>	

Fonte: Elaboração própria

A Figura 54 demonstra a representação das emissões que compõem o escopo 1 e 2, que segundo o *GHG Protocol* são obrigatórios.

Figura 54 – Emissões da Coelba nos escopos 1 e 2 (%) em 2017

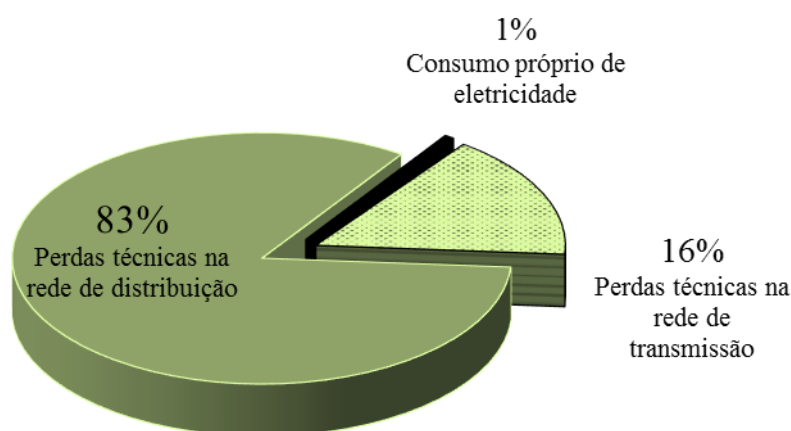


Fonte: Elaboração própria

Observa-se que a categoria de compra de energia (escopo 2) representou 98,14% das emissões de GEE. As demais categorias possuem baixa representação.

O detalhamento das fontes de emissão do escopo 2 é apresentado na Figura 55. Esse escopo é representado quase em sua totalidade pelas perdas técnicas nas redes de distribuição e transmissão.

Figura 55 – Detalhamento das emissões da Coelba no escopo 2 (%) em 2017

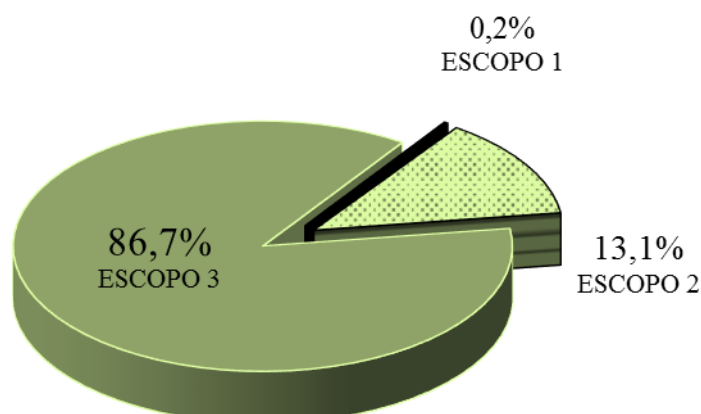


Fonte: Elaboração própria

A Figura 56 traz uma perspectiva da representação dos escopos no total de emissões geradas nas atividades desenvolvidas pela Coelba em 2017. O escopo 3, apesar de não ser obrigatório, representa 86,7% de todas as emissões geradas. Seguido do escopo 2 com 13,1% e escopo 1 com 0,2%.



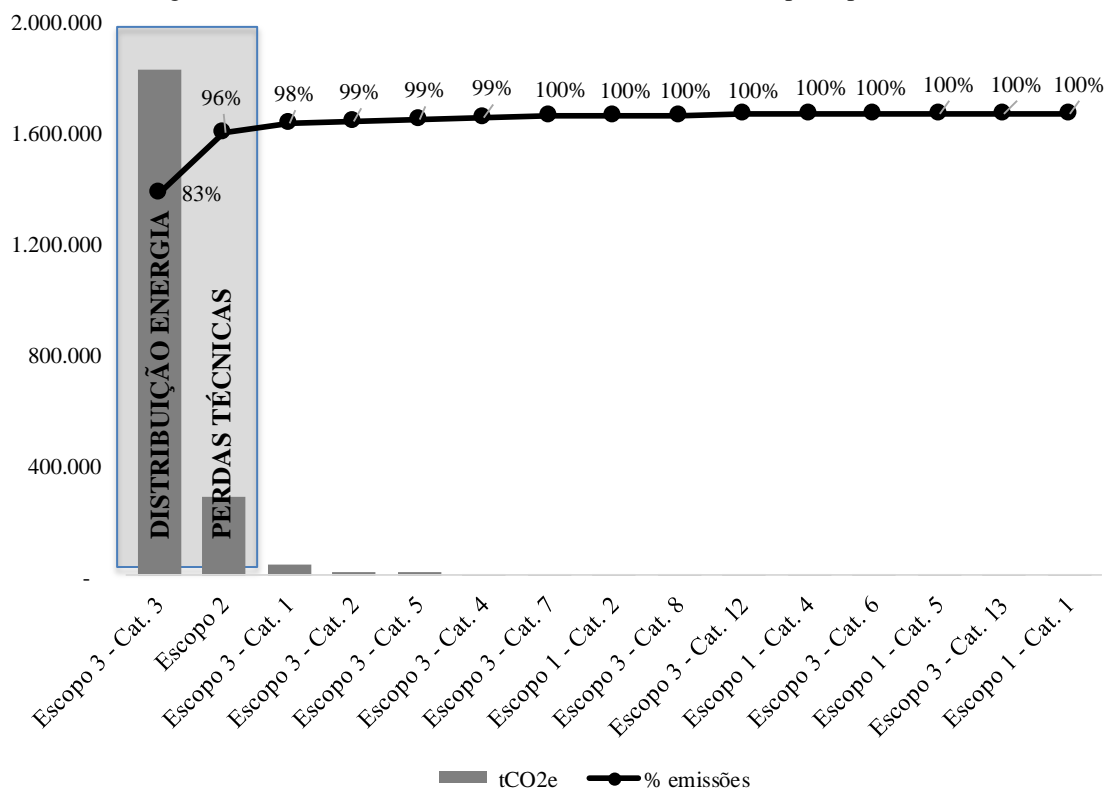
Figura 56 – Emissões da Coelba por escopo (%) em 2017



Fonte: Elaboração própria

As maiores emissões de GEE identificadas na Coelba são relacionadas à distribuição de energia e às perdas de energia elétrica como representadas na Figura 57. Essas emissões representam mais de 96% das emissões totais de uma distribuidora de energia elétrica brasileira. Esse percentual pode variar em detrimento do relato de outras fontes de emissão.

Figura 57 - Emissões de GEE (tCO2e) da Coelba em 2017: principais fontes

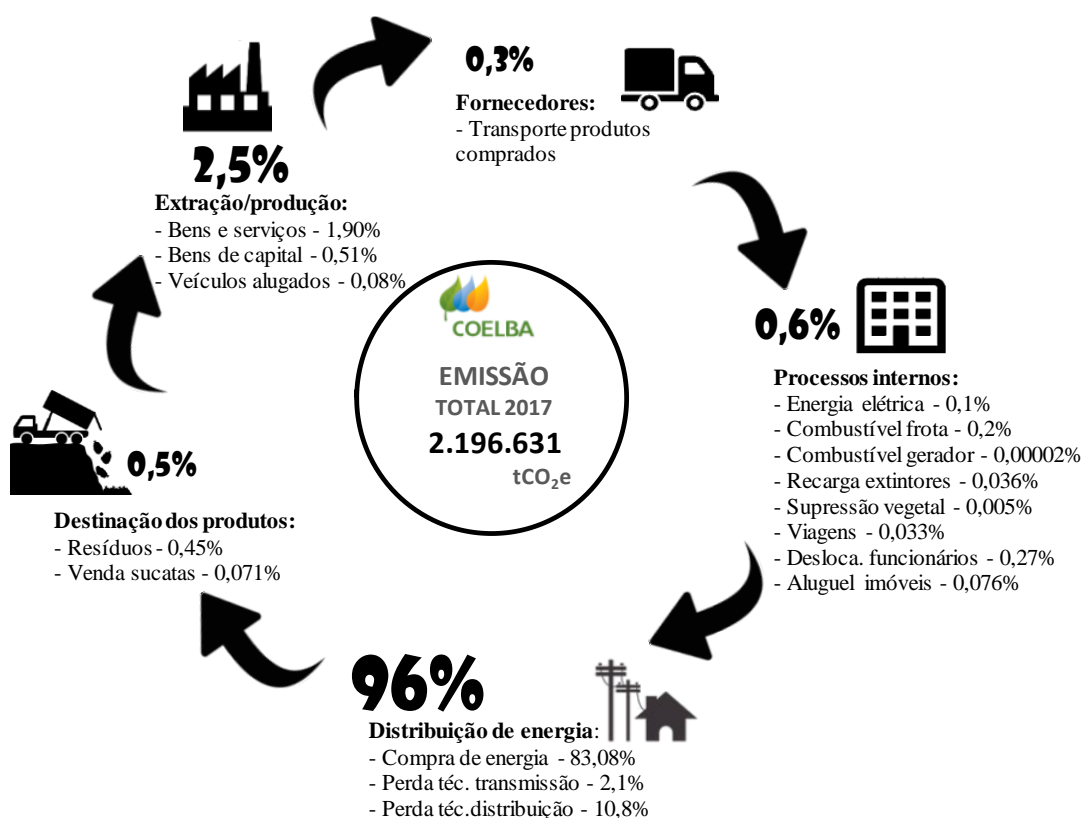


Fonte: Elaboração própria

Adotando uma perspectiva de avaliação do ciclo de vida (ACV) que inclui as emissões geradas desde a extração das matérias-primas até o descarte final das embalagens, as emissões

de GEE da Coelba no ano de 2017 foram representadas na Figura 58. Com essa análise, fica perceptível a concentração de emissões no processo de distribuição de energia, que engloba a compra para a distribuição e as perdas técnicas geradas nas redes de transmissão e distribuição.

Figura 58 –Emissões de GEE da Coelba (%) em 2017 – Perspectiva ACV



Fonte: Elaboração própria

### 3.4.5 Análise comparativa entre inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica brasileiras

O Quadro 25 faz uma comparação entre os inventários de GEE das distribuidoras de energia elétrica selecionadas e inclui os resultados das emissões estimadas para a Coelba no ano de 2017.

Quadro 25 –Emissões totais (tCO2e) de distribuidoras de energia elétrica brasileiras – 2017

ESCOPO	CATEGORIAS	ELETRO PAULO	AME	CEAL	CERON	CEMIG	CELESC	COPEL	CPFL	EDP SP	EDP ES	ELEKTRO 2016	CELPE 2016	COELBA	
	GRUPO/EMPRESAS	ENEL	ELEITROBRÁS			CEMIG	CELESC	COPEL	CPFL	EDP		NEOENERGIA		NEOENERGIA	
ESCOPO 1	1 - Combustão estacionária	45	1.119.672	NR	9	33.871	183	174.259	105.253	2	1	12	11.698	0,4	
	2 - Combustão móvel	8.344	929	2	563	10.118	5.264	13.442	27.777	2.006	1.793	8.129	4.034	4.520	
	3 - Processos industriais	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
	4 - Emissões fugitivas	763	329	1.317	NR	4.781	119	2.289	32	490	528	620	200	798	
	5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo	2.893	NR	NR	NR	79	NR	23.964	213.447	208	0	27	7.011	108	
	6 - Resíduos sólidos e efluentes	1	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	28	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA
ESCOPO 2	Aquisição de energia elétrica	4.410	922	318			1.108	2.961		569	694	1.380	1.271	1.819	
	Aquisição de energia térmica	11													
	Perdas por transmissão e distribuição	248.536	433.581	68.274	93.155	493.415	188.105	316.830	484.206	148.669	146.365	108.035	171.032	285.271	
ESCOPO 3	Upstream	1. Bens e Serviços comprados	NR	NR	NR	NR	575	NR	NR	7.606	NR	NR	23.241	41.698	
		2. Bens de capital	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	11.207	
		3. Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2	3.985.864	828.344	376.018	339.044	2.497.686	2.093.990	2.552.433	5.841.097	1.293.876	899.765	1.437.354	1.237.805	1.824.942
		4. Transporte e distribuição (upstream)	NR	NR	NR	NR	NR	NR	40	121	NR	NR	62	669	6.542
		5. Resíduos gerados nas operações	1.120	NR	NR	NR	NR	NR	3.479	3.550	180	143	6.146	2.067	9.803
		6. Viagens a negócios	456	365	74	1	822	131	800	1.205	159	223	247	557	715
		7. Deslocamento de funcionários (casa-trabalho)	787	NR	NR	NR	494	NR	1.857	NR	964	356	NR	NR	5.948
		8. Bens arrendados (a organização como arrendatária)	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR
	Downstream	9. Transporte e distribuição (downstream)	NA	NA	NA	NA	19.871	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
		10. Processamento de produtos vendidos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
		11. Uso de bens e serviços vendidos	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	6.985.687	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	97.010	NA
		12. Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	1.570
		13. Bens arrendados (a organização como arrendadora)	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	NA/NR	26
		14. Franquias	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
		15. Investimentos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
TOTAL		4.253.229	2.384.142	446.004	432.772	10.047.399	2.288.901	3.092.383	6.684.292	1.447.123	1.049.869	1.562.013	1.556.596	2.196.631	
<b>TOTAL DISTRIBUIÇÃO</b>		<b>4.253.229</b>	<b>1.264.470</b>	<b>446.004</b>	<b>432.772</b>	<b>3.041.841</b>	<b>2.288.901</b>	<b>2.894.160</b>	<b>6.365.593</b>	<b>1.447.123</b>	<b>1.049.869</b>	<b>1.562.013</b>	<b>1.556.596</b>	<b>2.196.631</b>	

Fonte: Elaboração própria com base em inventários das distribuidoras analisadas

NR – Não relatado / NA – Não aplicável

Inventário da Elektro e Celpe referem-se ao ano 2016.



Ressalta-se que muitos inventários não são segmentados e apresentam o total das emissões do grupo empresarial, exceto Eletropaulo (o inventário de 2017 foi elaborado pelo Grupo AES), empresas que compõem a Eletrobrás, Elektro, Celpe e Coelba (desenvolvido pelo autor da tese). Apesar do inventário da RGE Sul (antes AES Sul) ter sido a principal referência para a elaboração do inventário da Coelba, não está demonstrado separadamente no Quadro 25, pois em 2017 a empresa já pertencia a CPFL. Dessa forma, as suas emissões estão inseridas no total apresentado pelo Grupo CPFL.

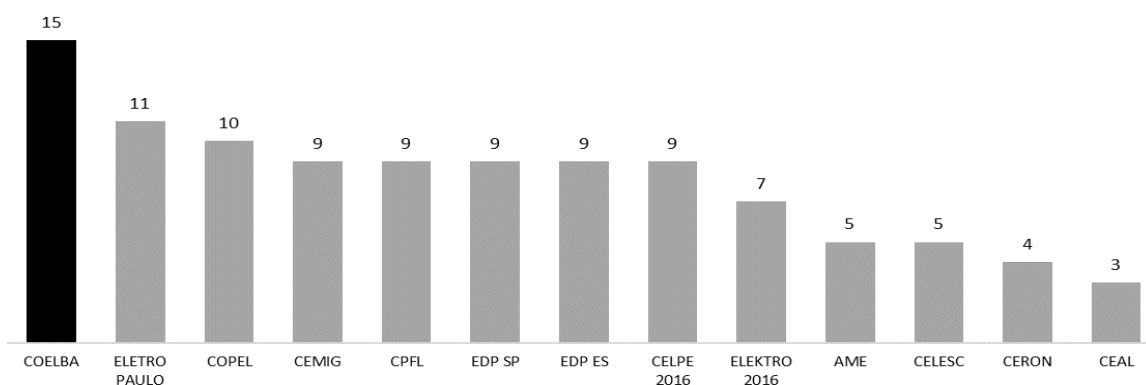
Para que os inventários fossem comparáveis, o “TOTAL DISTRIBUIÇÃO” apresenta as emissões referentes do segmento de distribuição. Assim, foram excluídas as emissões (em negrito no quadro) que não se referem ao segmento de acordo com informações adicionais dos respectivos inventários.

As informações relacionadas à energia elétrica, escopo 2 – Perdas por transmissão e distribuição e escopo 3 – atividade 3 - Atividades relacionadas com combustível e energia não inclusas nos Escopos 1 e 2 foram inseridas pelo autor no caso de não divulgação pela empresa. Esses dados basearam-se em relatórios oficiais e públicos divulgados pela Aneel.

A metodologia do *GHG Protocol* segmenta o inventário em 22 categorias, classificadas entre os escopos 1, 2 e 3, sendo que o escopo 2 é considerado apenas uma categoria. A Coelba estimou as emissões de 15 categorias, sendo que a média é de 8 categorias por empresa, como pode ser verificado na Figura 59.

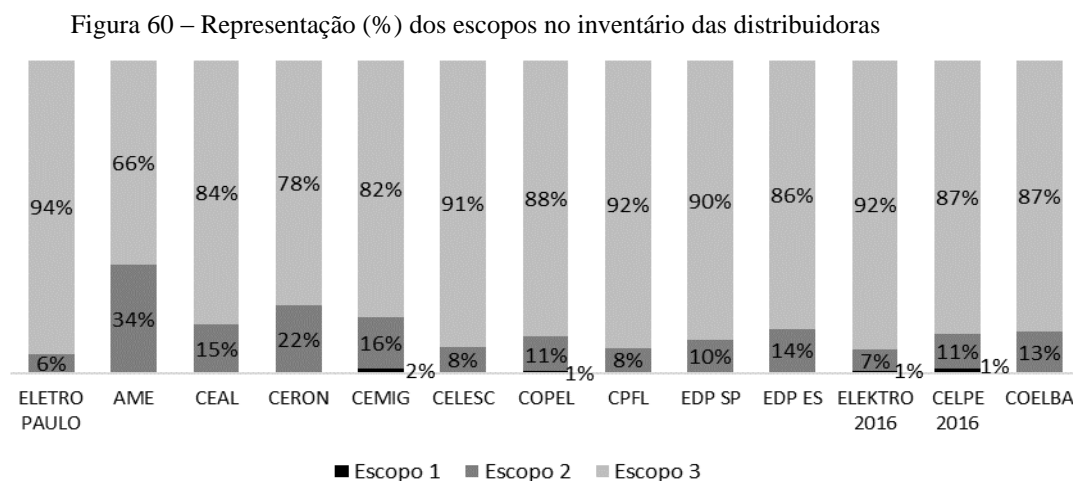
É importante salientar, que a quantidade de categorias por empresa contempla a categoria estimada nesse estudo referente às atividades do segmento de distribuição de energia elétrica e informadas pela empresa.

Figura 59 - Quantidade de categorias relatadas



Fonte: Elaboração própria

A Figura 60 oferece uma visão sobre a representação dos três escopos no total de emissões geradas em cada empresa. As empresas que apresentam um percentual maior no escopo 2, como a AME e a CERON, possuem maiores perdas técnicas de energia que as demais.



Elaboração própria

As informações selecionadas de cada distribuidora, apresentadas na Tabela 29, foram empregadas para análise das respectivas emissões. Para cada informação, foi inserida uma referência a ser utilizada nos indicadores.

Tabela 29 – Indicadores de distribuidoras de energia elétrica brasileiras

Ref	Indicador	Und	ELETRO PAULO	AME	CEAL	CERON	CEMIG	CELESC*	COPEL*	CPFL*	EDP SP	EDP ES	ELEKTRO	CELPE	COELBA
			ENEL	ELETROBRÁS				CEMIG	CELESC	COPEL	CPFL	EDP		NEOENERGIA	
1	Área de concessão	km2	4.526	1.559.146	27.933	238.000	567.478	95.346	194.854	187.943	9.600	41.200	121.000	98.900	563.000
2	Funcionários	Und	7.300	ND	ND	ND	6.957	3.348	8.716	10.195	1.612	1.349	3.108	2.368	2.942
3	Energia distribuída	GWh	42.982	8.907	4.055	3.656	26.934	22.581	27.524	62.988	13.953	9.703	15.500	13.348	19.679
4	Consumidores	Mil	7.078	992	1.157	633	8.342	2.899	4.560	8.819	1.839	1.538	2.605	3.658	5.899

Fonte: Elaboração própria

ND – Não disponível

\* Relato do grupo empresarial

A Tabela 30 apresenta o resultado de alguns índices associados às emissões de GEE das distribuidoras com os indicadores selecionados.

Os índices foram elaborados a partir da disponibilidade de dados existentes para a comparação. Considerando o inventário da Coelba, seria possível estabelecer outros índices,

entretanto, como a maioria das empresas não possui as informações, não foram apresentados nesse estudo.

Tabela 30 – Índices comparativos das emissões de GEE das distribuidoras brasileiras

Escopo	Indicador	Índice	ELETRO PAULO	AME	CEAL	CERON	CEMIG	CELESC*	COPEL*	CPFL*	EDP SP	EDP ES	ELEKTRO	CELPE	COELBA
			ENEL	ELETROBRÁS			CEMIG	CELESC	COPEL	CPFL	EDP	NEOENERGIA			
1	1	<b>Combustão móvel:</b> tCO <sub>2</sub> e / km <sup>2</sup> = tCO <sub>2</sub> e emitido pela frota da empresa por cada km <sup>2</sup> de área de concessão	1,84	0,001	0,0001	0,002	0,02	0,06	0,07	0,15	0,21	0,04	0,07	0,04	0,01
3	2	<b>Viagens à negócios:</b> tCO <sub>2</sub> e / funcionário = tCO <sub>2</sub> e emitido referente às viagens à negócios por cada funcionário	0,06	ND	ND	ND	0,12	0,04	0,09	0,12	0,10	0,17	0,08	0,24	0,24
2	3	<b>Perdas de energia:</b> tCO <sub>2</sub> e/GWh = tCO <sub>2</sub> e emitido referente às perdas técnicas por GWh de energia distribuído	6	49	17	25	18	8	12	8	11	15	7	13	14
TO TAL	3	<b>Energia Distribuída:</b> tCO <sub>2</sub> e / GWh = tCO <sub>2</sub> e total emitido por cada GWh de energia distribuído	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
TO TAL	4	<b>Consumidores:</b> tCO <sub>2</sub> e / mil consumidores = tCO <sub>2</sub> e total emitido por cada mil consumidores	601	1.275	385	684	365	790	635	722	787	683	600	426	372

Fonte: Elaboração própria

O índice de combustão móvel varia em decorrência do tipo de combustível e quantidade de km rodados ou litros consumidos. A empresa Eletropaulo apresentou um índice muito alto, pois sua área de concessão é a menor dentre as empresas analisadas. Não foi identificada nenhuma informação nos relatórios da empresa sobre o consumo de combustível. Em contrapartida, as empresas do grupo Eletrobrás possuem o menor índice. A AME e a CERON possuem as maiores proporções de entre área de concessão e quantidade de consumidores. Não foram identificadas informações sobre o baixo consumo da CEAL. A Coelba também possui um baixo índice, mas como já apresentado, possui uma representação muito alta de diesel no consumo total dos combustíveis. A empresa já adotou medidas de acompanhamento, mas ainda não possui metas de redução.

O índice de viagens à negócios apresenta grandes desvios entre as empresas. De acordo com o Guia Técnico para Cálculo das Emissões do Escopo 3 existem muitas fontes de emissão opcionais que podem distorcer a comparação. O índice da Coelba foi o maior, igual ao da Celpe. Em seu cálculo considerou as distâncias percorridas com táxis para reuniões e não contemplou viagens realizadas com ônibus.

O índice de perdas também apresenta grandes distorções, como o exemplo da AME. Este índice tem correlação direta com o % de perdas técnicas de distribuição e transmissão de cada empresa analisada.

O índice de tCO<sub>2</sub>e/GWh foi calculado para a realização desse estudo e como foi utilizado o mesmo parâmetro, não apresenta desvio entre as empresas. Ele demonstra quanto as empresas emitem de GEE para distribuir 1 GWh de energia.

Entretanto, quando se analisa o índice de tCO<sub>2</sub>e/mil consumidores, que demonstra quanto as empresas emitem de GEE para atender a cada mil consumidores, observa-se que o índice da Coelba é o menor, pois o consumo médio dos seus consumidores é mais baixo, devido à grande quantidade de consumidores classificados como baixa renda. Para esse índice foram consideradas apenas as emissões relacionadas à distribuição de energia.

### 3.4.6 Análise comparativa entre inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica internacionais

O Quadro 26 faz uma comparação entre inventários de GEE das empresas de energia elétrica que compõem o Grupo Iberdrola em cada país de atuação e inclui os resultados das emissões estimadas para a Coelba no ano de 2017.

Quadro 26 - Emissões totais (tCO<sub>2</sub>e) de distribuidoras de energia elétrica internacionais – 2014

ESCO PO	CATEGORIAS	Iberdrola	Espanha	Reino Unido	EEUU	México	Brasil	Coelba completo	Coelba 50,51%
ESCOPO 1	1 - Combustão estacionária	26.729.191	5.951.698	2.901.441	972.299	15.334.852	1.568.901	0,4	0,2
	2 - Combustão móvel	51.393	10.313	8.168	13.510	120	19.282	4.520	2.351
	4 - Emissões fugitivas	34.619	3.778	10.175	18.106		2.560	798	415
	5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo							108	56
	Perdas técnicas de energia	2.464.981	777.867	514.106	642.046		530.962	285.271	148.341
ESCOPO 2	Consumo de energia elétrica em edifícios	52.485	11.283	9.796	27.052	75	4.279	1.819	946
ESCOPO 3	1. Bens e Serviços comprados							41.698	21.683
	2. Bens de capital							11.207	5.828
	3. Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2	18.761.880	1.066.965	3.852.629	9.312.109		4.530.177	1.824.942	948.970
	4. Transporte e distribuição (upstream)	1.636.912	777.197	710.095	26.850	122.293	477	6.542	3.402
	5. Resíduos gerados nas operações							9.803	5.098
	6. Viagens a negócios	21.032	9.937	4.888	3.057	0	3.150	715	372
	7. Deslocamento de funcionários (casa-trabalho)	79.703	17.672	11.820	17.103	2.027	31.081	5.948	3.093
	8. Bens arrendados (a organização como arrendatária)							1.662	864
	12. Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos							1.570	816
	13. Bens arrendados (a organização como arrendadora)							26	14
<b>TOTAL</b>		<b>49.832.196</b>	<b>8.626.710</b>	<b>8.023.118</b>	<b>11.032.132</b>	<b>15.459.367</b>	<b>6.690.869</b>	<b>2.196.631</b>	<b>1.142.248</b>
<b>TOTAL DISTRIBUIÇÃO</b>		<b>25.175.121</b>	<b>2.675.012</b>	<b>5.121.677</b>	<b>10.059.833</b>	<b>-</b>	<b>5.121.968</b>	<b>2.196.631</b>	<b>1.142.248</b>
<b>CATEGORIAS RELATADAS</b>		<b>9</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>15</b>	<b>15,0</b>

Fonte: Elaboração própria com base no Inventário de GEE da Iberdrola (IBERDROLA, 2017)

A Iberdrola elabora o inventário de GEE de acordo com o *GHG Protocol*. A coleta de informações é feita através de um questionário enviado a todas as empresas do Grupo. Mesmo a Coelba não possuindo um inventário formalizado, uma parte das suas emissões está



contemplada no total de emissões apresentadas para o Brasil. Observa-se, no entanto, que muitas informações precisam ser inseridas nas próximas versões do inventário consolidado da Iberdrola.

As emissões apresentadas referem-se às emissões totais das empresas que compõem cada país e por isso, da mesma forma que inventários de grupos empresariais brasileiros, contemplam emissões de todos os segmentos de atuação.

A maior representação dos inventários demonstrados está relacionada à combustão estacionária. Essa categoria contempla as emissões dos processos de combustão de combustíveis fósseis de diversas instalações de geração de energia: geração térmica convencional (carvão, petróleo), de ciclos combinados e co-geração, termosolares e diesel de centrais nucleares. Essas emissões são provenientes principalmente das atividades do Reino Unido e do México. Considerando que é uma fonte de emissão típica do segmento de geração, foi excluída do “TOTAL DISTRIBUIÇÃO” para que as análises fossem comparáveis com a Coelba. Como o México não possui atividades de distribuição de energia também foi excluído da comparação.

As emissões relatadas ratificam a alta representação das fontes de emissão relacionadas às perdas de energia e à distribuição de energia elétrica em uma distribuidora de energia elétrica.

Ressalta-se que o cálculo das emissões relacionadas à energia utiliza o fator de emissão do mix de geração do país correspondente.

As informações selecionadas de cada país, apresentadas na Tabela 31, foram empregadas para análise das respectivas emissões. Para cada informação, foi inserida uma referência a ser utilizada nos indicadores.

Tabela 31- Indicadores de distribuidoras de energia elétrica internacionais

Ref	Indicador	Und	Iberdrola	Espanha	Reino Unido	EE.UU.	México	Brasil	COELBA
2	Funcionários	Und	34.607	10.587	6.067	6.561	944	10.448	<b>2.942</b>
3	Energia distribuída	GWh	233.436	93.897	34.677	39.579	NA	65.283	<b>19.679</b>
4	Consumidores	Mil	34	12	6	3	NA	14	<b>6</b>

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 32 apresenta o resultado de alguns índices associados às emissões de GEE das empresas com os indicadores selecionados, iguais aos utilizados para análise das distribuidoras brasileiras.

Tabela 32 - Índices comparativos das emissões de GEE das distribuidoras internacionais

Escopo	Indicador	Índice	Iberdrola	Espanha	Reino Unido	EEUU.	México	Brasil	COELBA
3	2	<b>Viagens à negócios:</b> tCO <sub>2</sub> e / funcionário = tCO <sub>2</sub> e emitido referente às viagens à negócios por cada funcionário	0,29	0,46	0,50	0,00	NA	0,07	0,13
2	3	<b>Perdas de energia:</b> tCO <sub>2</sub> e/GWh = tCO <sub>2</sub> e emitido referente às perdas técnicas por GWh de energia distribuído	11	8	15	16	NA	8	14
TO TAL	3	<b>Energia Distribuída:</b> tCO <sub>2</sub> e / GWh = tCO <sub>2</sub> e total emitido por cada Gwh de energia distribuído	108	28	148	254	NA	78	112
TO TAL	4	<b>Consumidores:</b> tCO <sub>2</sub> e / mil consumidores = tCO <sub>2</sub> e total emitido por cada mil consumidores	734	223	931	3.144	NA	377	372

Fonte: Elaboração própria

O índice de viagens à negócios apresenta grandes desvios entre as empresas, inclusive quando se compara a média Brasil com o índice Coelba. A falta de detalhamento da composição dessa fonte de emissão não permite identificar os motivos dos desvios.

Como as emissões relacionadas às perdas e à distribuição de energia são calculadas a partir do fator de emissão do mix de geração de cada país, é esperado que os índices correspondentes tenham valores distintos. Todavia, não foram identificadas informações sobre o fator de emissão brasileiro utilizado para justificar o desvio identificado entre o índice médio Brasil e o índice Coelba.

Já o índice de consumidores, está correlacionado com o índice apresentado na Tabela 38 de média de consumo por país, ratificando o maior consumo nos Estados Unidos e menor no Brasil.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse capítulo teve como objetivo elaborar o inventário de GEE da Coelba e comparar os inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais.

O inventário da Coelba foi elaborado a partir da metodologia do *GHG Protocol* e tomou como referência inicial o inventário da RGE Sul (antes AES SUL), além de manuais de cálculo disponibilizados pelo *GHG Protocol*. Para o mapeamento dos inventários das empresas nacionais foram utilizados dados secundários de inventários disponibilizados pelo

PBGHGP, relatórios de sustentabilidade e informações de banco de dados da Aneel. Já para as empresas internacionais foram utilizadas informações do inventário de GEE da Iberdrola e relatório de resultados.

Os resultados encontrados demonstram que mais de 90% das emissões de uma distribuidora de energia elétrica referem-se às perdas técnicas de energia e a própria distribuição de energia elétrica. Em relação à elaboração dos inventários, 77% das empresas nacionais relatam até 9 categorias de emissões das 22 possíveis a partir da metodologia do *GHG Protocol*. Já as empresas internacionais, relatam em média 8 categorias. Ressalta-se que o inventário elaborado para a Coelba contempla 15 categorias.

Para a elaboração de um inventário, normalmente, a empresa se utiliza de estimativas que geram incertezas no resultado, além de calcularem as emissões com base nos dados disponíveis, que nem sempre incluem todas as fontes de emissão existentes. Dentre as limitações encontradas, podem ser citadas:

- a) Estimativa de alguns dados e fontes de emissão não consideradas no inventário, devido a controles internos inadequados ou inexistência de controles internos de algumas fontes de emissão;
- b) Fontes de emissão não consideradas no inventário, devido a inexistência de controles das atividades executadas pelos prestadores de serviços;
- c) Utilização de fatores de emissão genéricos e não específicos para o cenário nacional que resultam em cálculos superestimados, como os apresentados nas categorias de bens e serviços comprados e bens de capital.

A análise comparativa entre os inventários das empresas nacionais e internacionais possui como principal limitação a ausência de detalhamento das fontes de emissão consideradas em cada categoria. Dessa forma, empresas que consideraram mais fontes de emissão, tenderão a ter índices mais altos que empresas que incluíram menos fontes. Ressalta-se que, provavelmente, alguns índices da Coelba são maiores que os das demais empresas, pois essa pesquisa buscou incluir a maior quantidade de fontes de emissão no cálculo, mesmo àquelas que são classificadas como opcionais. Também pode ser citada como limitação a ausência do cálculo da incerteza das emissões das fontes estimadas.

É importante que as empresas busquem incluir em seus inventários a maior quantidade

de fontes de emissão relacionadas as suas atividades. Dessa forma, o inventário seria uma ferramenta ideal para subsidiar a elaboração de planos de mitigação das emissões. Além disso, também seria possível estabelecer um processo de *benchmarking* no setor elétrico brasileiro.

Diante deste cenário, sugere-se que a Coelba elabore um sistema de informações necessário para o aprimoramento do inventário de GEE e controle dos dados utilizados nos cálculos e adote estratégia de redução das emissões causadas pelas perdas técnicas, segunda maior fonte de emissão de uma distribuidora de energia elétrica.

De modo adicional, recomenda-se que pesquisas futuras abordem as ações de mitigação adotadas por distribuidoras de energia elétrica brasileiras e internacionais para reduzir as emissões inerentes às atividades desse segmento.

## **4 AÇÕES ESTRATÉGICAS DE MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO SETOR ELÉTRICO: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS <sup>6</sup>**

### **4.1 INTRODUÇÃO**

O setor elétrico é um dos principais atores da mudança do clima global. Por isso, enfrenta múltiplas ameaças, principalmente devido a fenômenos meteorológicos extremos e do aumento da pressão sobre os recursos hídricos (MCALLISTER, 2011; GARCIA; DEBIZET, 2015; MORGAN et al., 2005; WILLIS; LOA, 2015). As mudanças climáticas impactarão a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como toda a cadeia de valor (WBCSD, 2014).

Possivelmente, o maior impacto deve ocorrer por conta de alterações no regime de chuvas, no regime hidrológico e também de ventos. Assim, é importante desenvolver uma estratégia de adaptação aos eventos extremos, como também às alterações que deverão ser impostas ao dia a dia da operação do setor elétrico (GARCIA, 2016).

Em consequência disso, vem aumentando a pressão para que empresas do setor elétrico adotem ações para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e relatem seus esforços e desempenho de ações estratégicas ao enfrentamento as mudanças climáticas (HOWARD-GRENVILLE et al., 2014).

Todavia, o que precisa ainda de esclarecimento é se o contexto institucional de um país influencia na adoção de ações estratégicas de enfrentamento das mudanças climáticas por parte de uma determinada empresa. Ou se esta decisão tem relação com a tendência contemporânea das empresas participarem de corporações multinacionais e possuírem sistema de governança multistakeholders (KOLK, 2005; MORISUE; RIBEIRO; PENTEADO, 2012; MOSEÑE et al., 2013; BRAGA; SILVA; SANTOS, 2015).

---

<sup>6</sup> Uma versão preliminar desse capítulo foi publicada na *Latin American J. of Management for Sustainable Development (LAJMSD)*, Vol. 4, No. 3, 2018 na forma de artigo intitulado *Strategic actions to mitigate climate change in the electricity sector: a comparative study between a european company and a brazilian company* (TORRES, ANDRADE e GOMES, 2018a).

Na busca de esclarecer este questionamento, o objetivo deste capítulo é mapear e realizar uma análise comparativa de ações de mitigação adotadas por distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais observando os contextos institucionais.

Uma importante contribuição desse trabalho é que as estratégias de enfrentamento das mudanças climáticas adotadas por empresas com maior engajamento, podem ser utilizadas como benchmarking para empresas do setor elétrico.

Este capítulo está estruturado em cinco seções, incluindo esta introdução. Na seção 4.2 apresentam-se a teoria e empreendedorismo institucional e exemplos de ações estratégicas empresariais de mitigação das mudanças climáticas aplicadas no setor elétrico. Na seção 4.3 são descritos os procedimentos metodológicos. Na seção 4.4 são apresentados e discutidos os resultados e, na última seção são apresentadas as principais conclusões e suas limitações, bem como sugestões para futuras investigações.

## 4.2 TEORIA INSTITUCIONAL X EMPREENDEDORISMO INSTITUCIONAL

A teoria institucional contribui para a compreensão do processo de construção e reconstrução dos arranjos estruturais nas organizações. Ela investiga como as estruturas sociais formadas por regras, normas e rotinas são criadas, difundidas e adotadas pelas organizações para gerar aceitabilidade e credibilidade em seus ambientes (SCOTT, 2014). Assim, o campo organizacional é constituído por fornecedores, clientes, agências reguladoras e concorrentes que produzem serviços e produtos congêneres (DIMAGGIO; POWELL 2005). Portanto, as empresas são unidades econômicas operando em contextos que contêm instituições que afetam seu comportamento e impõem expectativas sobre elas (BOSQUETTI; DÓRIA; FERNANDES, 2005).

Os teóricos institucionais reconhecem que as mudanças no contexto institucional e a percepção dos membros do campo central quanto à adequação das novas práticas podem ser conduzidas por certos agentes de mudança (DIMAGGIO; POWELL 2005). Os agentes de mudança quebram o *status quo* institucional em um campo de atividade e, assim, possivelmente contribuem para transformar as instituições existentes ou criar novas (BATTILANA; LECA; BOXENBAUM, 2009; GARUD; HARDY; MAGUIRE, 2007; MAGUIRE; HARDY; LAWRENCE, 2004).

Dessa forma, o conceito de empreendedorismo institucional foi introduzido com a finalidade de explicar como os atores podem contribuir para mudar as instituições, apesar das pressões existentes (HOLM, 1995; SEO; CREED, 2002). Introduzir a noção de empreendedorismo institucional no âmbito da teoria institucional dá mais ênfase sobre o papel dos atores em processos de mudança institucional (BATTILANA; LECA; BOXENBAUM, 2009).

Battilana, Leca e Boxenbaum (2009) também estabelecem alguns critérios para a classificação de um agente como empreendedor institucional: a) iniciar mudanças divergentes do contexto institucional em que está inserido e; b) participar ativamente na implementação dessas mudanças. Ressalta-se que essa classificação ainda se adequa nos casos em que as alterações não são adotadas, pois entende-se que o papel de agente transformador foi assumido independente do resultado alcançado.

A maioria dos estudos identificados sobre empreendedorismo institucional foi conduzido em contextos menos institucionalizados e com altos níveis de incerteza (DEJEAN; GOND; LECA, 2004; GARUD et al., 2002; LAWRENCE; PHILLIPS, 2004). Entretanto, Battilana, Leca e Boxenbaum (2009) ressaltam que o empreendedorismo institucional também pode ocorrer em áreas mais institucionalizadas.

Para Dias Filho e Machado (2004) a institucionalização é um processo mediante o qual valores sociais (práticas, crenças, obrigações) assumem a condição de regra no pensamento e na ação dos indivíduos, estejam eles aglutinados numa organização ou dispersos na sociedade de forma geral.

Com base nisso, as organizações nem sempre adotam este ou aquele procedimento por considerá-lo o mais racional em dada circunstância, porém são levadas a incorporar as práticas e procedimentos definidos por conceitos racionalizados de trabalho organizacional prevalentes e institucionalizados na sociedade (TOLBERT; ZUCKER, 1996).

Os fatores institucionais podem incentivar o desenvolvimento de ações que conciliem os interesses econômicos com a preservação ambiental (HOFFMAN; WOODY, 2008). Muitas empresas realizam ações ambientais voluntárias (DELMAS; TOFFEL, 2008), entretanto, alguns países têm adotado iniciativas obrigatórias, visando o aumento da transparência ou melhoria na gestão de emissões. Nesse sentido, pode-se citar os Estados Unidos que obriga a divulgação de emissões de todas as instalações que emitem pelo menos

25.000 toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalentes (EPA, 2017), o Reino Unido que exige a divulgação de emissões por todas as empresas com mais de 500 funcionários (U.K. GOVERNMENT, 2017) e a Suécia que estabelece uma quota mínima de venda de energia originária de fontes renováveis pelas distribuidoras de energia elétrica (BIRD et al., 2005).

Estudos demonstram que os incentivos políticos geram um ambiente regulatório favorável para o enfrentamento das mudanças climáticas e são o estímulo inicial para a tomada de ações ( DELMAS; MONTES-SANCHO, 2011; MENZ; VACHON, 2006). Quando o tema é energia limpa, muitas vezes são os únicos estímulos, induzidos pelo governo de forma top-down (NORBERG-BOHM, 2000; STENZEL; FRENZEL, 2008).

O ambiente regulatório pode ser visto como uma oportunidade ou como um fator inibidor para a adoção de iniciativas pelas empresas em relação às mudanças climáticas (HOFFMAN, 2005). Em contrapartida, as empresas que vão além das obrigações legais, os chamados agentes de mudança, tendem a ocupar uma posição de vantagem a longo prazo, em um contexto de regulamentações mais rigorosas (HOFFMAN; WOODY, 2008; KOLK; PINKSE, 2009).

Com base na teoria dos movimentos institucionais e sociais, Doblinger e Soppe (2013) demonstraram em estudo realizado sobre divulgação de emissões de GEE que o contexto institucional nacional tem impacto sobre as decisões ao nível da empresa. Portanto, empresas situadas em países com normas ambientais mais rigorosas são mais propensas a gerir e divulgar suas emissões de GEE que empresas situadas em países com normas ambientais fracas ou inexistentes.

Complementando a observação feita por Doblinger e Soppe (2013), Freedman e Jaggi (2011) e Prado-Lorenzo et al. (2009) identificaram uma relação positiva entre a ratificação do Protocolo de Quioto e a participação de empresas nacionais no CDP, concluindo que o ambiente institucional enfrentado pelas empresas de países desenvolvidos que compõem o Anexo I exerce forças isomórficas para a adoção de ações efetivas de redução das emissões de GEE, divergente de empresas situadas em países que possuem apenas compromissos voluntários e compõem outro contexto institucional.

Corroborando, Bird et al. (2005) concluíram que instrumentos de política estadual foram os fatores chaves para o desenvolvimento de energia eólica em 12 estados norte-americanos. Menz e Vachon (2006) afirmam que a obrigatoriedade em assumir compromissos



tem efeito positivo sobre a difusão de tecnologias renováveis. Kolk (2005) também demonstrou que contextos nacionais exercem uma quantidade diferente de influência sobre as empresas orientadas nos mercados nacionais e corporações multinacionais, sendo mais baixa na última.

As ações globais para lidar com as mudanças climáticas são influenciadas em grande parte por ações de determinados países, como os Estados Unidos, os países membros da União Europeia (UE) e a China.

O ambiente institucional em que se encontram os países da União Europeia é fundamental para o destaque que os mesmos possuem na atuação do enfrentamento das mudanças climáticas (TORGAL, 2013; RECKIEN, 2014; ROMANO, 2014), além de impulsionar a adoção de estratégias de mitigação das mudanças climáticas pelas empresas localizadas nesses países.

A União Europeia tem estado na vanguarda da luta contra as mudanças climáticas incentivando a passagem para uma economia com baixas emissões de carbono. Desde 1990 assumiu compromissos para reduzir as emissões de GEE e tomou uma série de medidas políticas. Em 2000, estabeleceu legislação vinculativa para o cumprimento dos objetivos assumidos para 2020 e lançou o Programa Europeu das Alterações Climáticas para realizar os objetivos do Protocolo de Quioto. Sua principal medida foi o comércio internacional de emissões na União Europeia, que entrou em vigor em 2005. Já em 2009, estabeleceu metas obrigatórias para aumentar a produção de energias renováveis pelos Estados-Membros e instituiu em 2013 a obrigatoriedade de cálculo anual das emissões de GEE. Em 2015, na 21ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP21), a UE adotou um quadro de ação ambicioso relativo ao clima e à energia para 2030 em consonância com o Acordo de Paris: a) reduzir as emissões de GEE em pelo menos 40% com base nos níveis de 1990; b) aumentar a contribuição de fontes de energias renováveis para 27% do consumo energético do bloco. Em 2010 a representação era de apenas 8,7%; e b) melhorar a eficiência energética em 27%. A longo prazo, a UE ainda estabeleceu o objetivo de reduzir até 2050 as suas emissões em 80% a 95% relativamente aos níveis registados em 1990 (COMISSÃO EUROPEIA, 2014; RECKIEN, 2014; ROMANO, 2014; CSEREKLYEI, 2017).

Os Estados Unidos e a China são responsáveis por cerca de 40% das emissões globais de GEE (IEA, 2017). Apesar de ambos terem ratificado o Acordo de Paris em 2015, após a

mudança da presidência, os Estados Unidos anunciaram a saída do acordo em 2017, alegando que o acordo traz desvantagens para o país em benefício de outros (HSIANG et al., 2017). Ao assinar o acordo, os EUA tinham se comprometido a reduzir em 28% sua produção de gases de efeito estufa, além de transferir cerca de US\$ 3 bilhões (cerca de R\$ 9,6 bilhões) para países pobres como forma de ajudá-los a lutar contra as mudanças climáticas (UNFCCC, 2016).

Já a China, maior emissor mundial de gases de efeito estufa (IEA, 2017), ignorou a mudança climática por muitos anos e atualmente inseriu esse tema como prioridade nacional com a proliferação de regulamentações e políticas (PENG; ZHU; FAN, 2017). As políticas relacionadas à emissão de gases de efeito estufa foram incorporadas no Plano Quinquenal (2006-10) do país com uma declaração geral sobre o controle das mudanças climáticas, sem especificar as metas reais, sendo inseridas apenas no Plano de 2011 (PENG; ZHU; FAN, 2017). A China assinou o Acordo de Paris com o compromisso de a) cortar as emissões de carbono por unidade do PIB em 18 por cento até 2020 dos níveis de 2015, b) aumentar as fontes de combustíveis não fósseis no consumo de energia primária para cerca de 15 por cento e c) aumentar suas emissões de carbono 2030 (UNFCCC, 2016).

Comparativamente à EU, aos Estados e a China e com o intuito de analisar os estímulos isomórficos exercidos pelo contexto institucional do Brasil, também é importante demonstrar os avanços desse país no tema mudanças climáticas.

O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 2002, mesmo não fazendo parte do Anexo I. Entretanto, apenas em 2009, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), através da Lei nº 12.187, para oficializar o compromisso voluntário de redução de emissões de GEE entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020. Não definiu metas vinculativas, todavia, estabeleceu planos setoriais de mitigação e adaptação nos âmbitos local, regional e nacional (MOREIRA; SENHORAS, 2015), focando inicialmente em reduzir o desmatamento das florestas, que representava mais de 50% das emissões de GEE nacionais em 2005 (SEEG, 2018). Em 2015, na COP21, o Brasil assumiu o compromisso de redução das emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, até 2025. No setor de energia adotou como objetivo alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo expandir o uso de fontes renováveis, além da hidráulica, para uma participação de 28% a 33% até 2030 (EPE, 2016).

### 4.3 AÇÕES ESTRATÉGICAS EMPRESARIAIS DE MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

O IPCC (2014) define mitigação das mudanças climáticas como a intervenção humana que visa reduzir as fontes de GEE. A mudança climática gera diversos problemas que necessitam de ação coletiva na escala global. As emissões de qualquer agente (indivíduo, comunidade, empresa ou país) afetam todos os outros agentes. A maioria dos GEEs se acumulam ao longo do tempo e se misturam globalmente. Assim, a mitigação efetiva desse fenômeno não será alcançada se agentes individuais avançarem seus próprios interesses de forma independente (IPCC, 2014).

Os mecanismos mais utilizados para financiar projetos de mitigação das mudanças climáticas no setor elétrico são os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), projetos de Eficiência Energética (EE) e títulos verdes (ANEEL, 2016c; CLIMATEBONDS, 2016).

O setor elétrico brasileiro possui a obrigatoriedade de aplicar anualmente 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de P&D como forma de aumentar a eficiência do setor, além de aplicar anualmente um percentual mínimo da sua ROL em projetos de Eficiência Energética (ANEEL, 2016c). A opinião de Morgan, Apt e Lave (2005) é que a aplicação deveria ser de pelo menos um por cento do valor adicionado dessas empresas na realização de P&D voltado para o desenvolvimento de novas tecnologias que promovam redução de impactos ambientais.

Os projetos de Eficiência Energética trazem benefícios diretos ao meio ambiente, pela adoção de equipamentos eficientes livres de gases que agredem a camada de ozônio ou com a redução da emissão de gases de efeito estufa. Além disso, a economia de energia proporcionada por projetos de EE, evitará significativos investimentos em geração, transmissão e distribuição de energia no horizonte de longo prazo (MORGAN; APT; LAVE, 2005).

Entre os anos 2008 e 2016, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras desenvolveram 1.704 projetos de EE e investiu R\$ 5,07 bilhões. Como resultados obtiveram a

economia de 4.628,68 GWh/ano de energia e redução de 627.109 tCO<sub>2</sub>e. Mais de 50% dos recursos foram utilizados em projetos direcionados para consumidores de energia com baixo poder aquisitivo, como projeto de substituição de geladeiras velhas por novas e eficientes (ANEEL, 2016a). Além de reduzir o consumo, esses projetos proporcionam a destinação adequada dos resíduos do equipamento antigo e retirada dos gases CFCs que geram emissão de CO<sub>2</sub>.

No mesmo período foram investidos R\$ 2,84 bilhões distribuídos em 1.349 projetos de P&D de distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Desse total, 23% foram direcionados para projetos que geram redução de gases de efeito estufa e dessa fatia, mais de 50% foram elaborados com o foco na redução de perdas, principalmente através da implantação de redes inteligentes – *Smarts Grids* (ANEEL, 2016a). *Smart grids* ou “redes inteligentes” são sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica com alto nível de tecnologia agregado e de elevada eficiência operacional. O sistema é baseado em medidores eletrônicos inteligentes que disponibilizam uma série de funcionalidades inovadoras (TOLEDO et al., 2012).

As perdas de energia são compostas por perdas técnicas, inerentes ao transporte da energia na rede e por perdas comerciais, relacionadas à furtos de energia, erros de medição, entre outros aspectos diretamente associados à gestão comercial da distribuidora (ANEEL, 2015). Além de impactarem nos custos das empresas, as perdas técnicas representam uma das principais fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica (TORRES; ANDRADE; GOMES, 2017).

O *Electric Power Reserarch Institute* (2017) afirma que as perdas técnicas brasileiras são umas das maiores do mundo e considera como principais motivos a característica da geração de energia baseada em energia hidráulica, onde a produção está longe do consumo principal existindo a necessidade de linhas de transmissões extensas, além do baixo nível de densidade de carga e tamanho do país.

O Banco Mundial, através de um documento que analisa a experiência de países em desenvolvimento, dentre eles o Brasil, na redução de perdas técnicas e não técnicas no setor de energia, traz alguns exemplos já implementados: manutenção de redes e subestações e instalação de novas subestações; inspeção e limpeza da vegetação em corredores de linhas de transmissão e distribuição; aquisição de novos transformadores que oferecem redução de até

20% das perdas técnicas e implementação da gestão e desenvolvimento de redes inteligentes – Smart Grids (ANTMANN, 2009).

Mesmo possuindo impactos diretos na redução das emissões de GEE, nenhum dos programas, P&D e EE, possui critérios de análise que inclua a avaliação das emissões de GEE.

Para enfrentamento das mudanças climáticas, também são adotados os títulos verdes. Essa alternativa ganhou espaço a partir de 2015 na COP-21. Investidores institucionais se comprometeram a trabalhar no crescimento do mercado de títulos verdes, conhecido pelo termo *Green Bonds* para contribuir com o cumprimento da meta de limitar o aumento da temperatura global abaixo de 2 graus Celsius até 2100 (CLIMATEBONDS, 2016). A principal diferença entre os títulos tradicionais e os títulos verdes é o destino dos recursos captados. Os títulos verdes são direcionados exclusivamente para projetos economicamente viáveis e responsáveis do ponto de vista socioambiental (FEBRABAN, 2015; CLIMATEBONDS, 2016). Aqueles títulos que visam mitigar especificamente os impactos das mudanças climáticas são denominados no mercado mundial como *Climate Bonds* ou títulos climáticos (MATHEWS; KIDNEY, 2010).

A Climate Bonds estima que há um saldo de \$694 bilhões em títulos climáticos. Energia é o segundo maior tema no universo climático, com saldo de \$130 bilhões, entretanto, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), apenas o setor energético necessita de um investimento acumulado de \$53 trilhões até 2035. A New Climate Economy estima ser necessário um investimento de \$93 trilhões em toda a economia até 2030 (CLAPP, 2014). Foram identificados no Brasil \$ 2,4 bilhões em títulos climáticos. O setor de energia é o segundo maior emissor de títulos, com 23% das emissões, incluindo energia eólica e outras fontes renováveis (CLIMATEBONDS, 2016).

Diante das opções existentes, é preciso priorizar as ações para assegurar que os esforços estejam alinhados aos objetivos da empresa. A decisão de adotar alguma ação de mitigação deverá considerar as trocas e ganhos nas dimensões social e ambiental em conjunto com a avaliação econômico-financeira.

#### 4.4 METODOLOGIA

Para dar conta de atingir o objetivo do capítulo realizou-se um estudo comparativo entre a Iberdrola com as distribuidoras de energia elétrica brasileiras que adotam pelo menos 3 iniciativas de enfrentamento das mudanças climáticas, conforme Figura 13, incluindo a Coelba.

Como métodos de coleta de dados das distribuidoras brasileiras e da Iberdrola foram utilizados somente dados secundários de documentos institucionais disponibilizados em websites: a) inventário de GEE; b) relatório de sustentabilidade e c) questionário enviado ao CDP para identificação de ações adotadas para mitigar as mudanças climáticas.

Foram feitas algumas tentativas de contato com profissionais da Iberdrola na Espanha que atuam com a gestão das emissões de GEE para coleta de dados primários através de entrevistas, entretanto a empresa não deu retorno.

Para a Coelba, foram utilizados dados secundários coletados de documentos institucionais da empresa, como relatório de sustentabilidade e relatório de administração para o levantamento das ações adotadas e dados primários obtidos através de entrevistas com oito pontos focais da empresa. As entrevistas realizadas foram não estruturadas e conduzidas pelo autor dessa pesquisa nos locais de trabalho de cada ponto focal de diversas áreas como: meio ambiente, departamento de pessoal, administração, perdas, comercial, projeto de P&D, projeto de Eficiência Energética e atendimento.

As entrevistas realizadas na Coelba foram fundamentais para entender os impactos que as ações de mitigação identificadas poderiam ter na redução das emissões de GEE, já que os documentos não apresentavam essa relação. No entanto, essa análise não pode ser feita a partir de dados secundários das demais empresas. Então a interpretação limitou-se às informações divulgadas.

Ressalta-se que como os documentos não especificavam as empresas que adotam as iniciativas, a comparação foi realizada considerando os grupos empresariais. Assim, as ações da Coelba estarão incluídas na Neoenergia. A Tabela 33 demonstra a relação dos grupos empresariais considerados na análise comparativa e o respectivo país de origem do principal acionista.

Tabela 33 - Relação de grupos empresariais analisados

Grupo empresarial	País de origem
CELESC	Brasil (estadual)
CEMIG	Brasil (estadual)
COPEL	Brasil (estadual)
CPFL	China
EDP	Espanha
ENEL	Itália
ELETROBRÁS	Brasil (federal)
NEOENERGIA	Espanha
IBERDROLA	Espanha

Fonte: Elaboração própria

Na próxima seção serão apresentados os resultados alcançados com o levantamento dos dados.

#### 4.5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O Quadro 27 demonstra algumas ações estratégicas e os respectivos anos de implementação pela Iberdrola com o objetivo de enfrentar as mudanças climáticas e reduzir as emissões de GEE.

Quadro 27 - Ações estratégicas para mitigação das emissões - Iberdrola

Ações / Iniciativas / Compromissos	2000	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Preço interno do carbono	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Compromissos assumidos para redução de GEE	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Adesão de plataformas, coalizões e organizações globais	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Política contra as alterações climáticas		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tecnologias e ações inovadoras e eficientes		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Campanha de sensibilização e medição de efeito estufa - Fornecedores			X	X	X	X	X	X	X	X
Certificação inventário GEE					X	X	X	X	X	X
Empréstimo Verde							X			
Plano de mobilidade sustentável									X	X

Fonte: Dados da pesquisa, com base em Iberdrola (2017)

A estratégia de negócios da Iberdrola para enfrentamento das mudanças climáticas iniciou em 2000, no mesmo ano em que a UE estabeleceu legislação vinculativa para o cumprimento dos objetivos assumidos para 2020. Ainda em 2000, a Iberdrola adotou um preço interno do carbono para impulsionar as decisões de investimento e a redução das emissões europeias de GEE.

No sentido de reforçar a preocupação com as mudanças climáticas, periodicamente a Iberdrola assume compromissos públicos com o intuito de redução de emissões de GEE e amplia suas metas a cada ano. O último compromisso foi assumido na COP 21 em 2015, em alinhamento às metas da UE: reduzir 30% a intensidade de suas emissões de gases de efeito

estufa em 2020, de 50% em 2030 e ser neutro em carbono em 2050.

A Iberdrola também atua em organizações multilaterais, como o Programa britânico *Energy Company Obligation* (ECO) que visa reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> e os custos de aquecimento de clientes residenciais; a Cúpula de Doah, uma iniciativa da *The Prince of Wales's*, Líderes Empresariais Grupo sobre Mudança do Clima, o CDP que contribui para a gestão das emissões de GEE, o *Carbon Pricing Corridor*, primeira iniciativa mundial liderada pela indústria destinada a definir os preços do carbono necessários para o setor de energia cumprir o Acordo de Paris, entre outros.

Apesar de já possuir um processo estruturado, a Iberdrola implantou a política contra as mudanças climáticas em 2009. Esse documento articula e divulga o compromisso em relação à mudança climática e inclui em seus princípios básicos de ação o aumento de fontes de energias renováveis, conforme metas obrigatórias estipuladas pela UE também em 2009.

Como meio de mitigar as emissões de carbono e alinhado ao compromisso da UE de melhorar a eficiência energética, a Iberdrola investe em tecnologias e ações inovadoras eficientes, como investimento em transformadores que geram perdas de energias menores, implementação de gestão e desenvolvimento de redes inteligentes, substituição de medidores eletromecânicos por eletrônico e automatização do processamento dos registos de inspeção.

Ainda alinhado ao objetivo de melhorar a eficiência e também de aumentar as fontes renováveis, a Iberdrola adquiriu em 2014 um empréstimo verde (*Green Bond*) no valor de 500 milhões de euros. Essa categoria de empréstimo deve ser direcionada para projetos relacionados com a eficiência de energia e fontes de energia renováveis. Essa foi a primeira operação deste tipo no setor da energia em todo o mundo, como também foi o maior montante subscrito neste tipo de financiamento.

Já com o objetivo de ampliar o conhecimento da pegada de carbono de toda a cadeia de valor, a Iberdrola realiza anualmente, desde 2010, campanha de sensibilização e medição de efeito estufa através de questionários enviados aos prestadores de serviços de todos os países de atuação.

A Iberdrola criou em 2016 o plano de mobilidade sustentável que agrupa medidas e planos adotados para reduzir as emissões de GEE provenientes dos transportes e das viagens. Esta iniciativa envolve funcionários, empresas, clientes e fornecedores. Podem ser citadas: a) priorização de reuniões através de videoconferências: em 2016 foram evitadas 19,6 kt CO<sub>2</sub>e



com a realização de 38.271 videoconferências na Espanha; b) disponibilização de carros elétricos aos funcionários para que realizem suas atividades; c) auxílio aos funcionários para a aquisição de carros elétricos e instalação de pontos de carregamento; d) realização de acordo com a primeira plataforma nacional de táxis elétricos para funcionários e visitantes e; e) exigência de um plano de mobilidade urbana sustentável para fornecedores contratados.

Todas as ações citadas geram redução de emissões de GEE. Assim, para garantir a confiabilidade das informações divulgadas no inventário de emissões, a Iberdrola realizou a certificação em 2010 e a recertificação nos anos posteriores. Dessa forma, tornou-se a primeira empresa espanhola e uma das pioneiras do mundo a obter a certificação.

Observa-se que o ambiente institucional em que a Iberdrola está inserida impulsiona a adoção de ações de enfrentamento das mudanças climáticas. Entretanto, vale destacar, que a Iberdrola já assume um importante papel de agente transformador, antecipando-se as mudanças regulatórias e incentivando a UE a avançar ainda mais no tema.

A Iberdrola apoia a descarbonização da economia por meio da substituição do consumo de combustíveis fósseis por energias renováveis, a modernização das tarifas de energia elétrica para que cada cliente pague de acordo com seu uso da rede/ fonte de energia, estabelecimento de taxaço do carbono com preço proposto de € 20 / t em 2020 e € 30 / t em 2025.

O Quadro 28 apresenta a comparação entre as ações estratégicas desenvolvidas pela Iberdrola e pelos grupos empresariais que atuam no segmento de distribuição de energia elétrica

Quadro 28 - Ações estratégicas mitigação das emissões – Iberdrola x grupos empresariais de energia elétrica brasileiras

Ações / Iniciativas / Compromissos	IBERDROLA	CPFL	ELETR OBRÁS	CEMIG	COPEL	ENEL	NEOENERGIA	CELES C	EDP
Política contra as alterações climáticas	X	X*	X	X	X	X*	X*	X*	X*
Tecnologias e ações inovadoras e eficientes	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Adesão de plataformas, coalizões e organizações globais	X	X	X		X	X			X
Campanha de sensibilização e medição de efeito estufa - Fornecedores	X	X	X	X	X				
Plano de mobilidade sustentável	X	X				X	X		
Compromisso de otimizar os recursos	X	X	X	X	X	X	X	X	
Compromissos assumidos para redução de GEE	X	X	X	X	X				
Preço interno do carbono	X	X	X	X					
Empréstimo Verde	X	X							
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

Fonte: Elaboração própria

X\* - Política de sustentabilidade que inclui o tema mudanças climáticas

As informações da Coelba estão contempladas na Neoenergia

Apesar do quadro demonstrar que existe política contra as alterações climáticas em todas as empresas, a maioria delas possui apenas política de sustentabilidade que engloba o tema mudanças climáticas nas diretrizes corporativas para a condução dos negócios.

Em cumprimento à obrigatoriedade de aplicação da ROL em projetos de P&D, as empresas brasileiras têm implantado tecnologias que melhoram os resultados operacionais. Um dos projetos identificados em todas as empresas é o *Smart Grid*, que visa a redução de perdas de energia e melhoria da continuidade do fornecimento de energia (ANTMANN, 2009).

Ainda por meio de incentivos regulatórios, todas as empresas brasileiras realizam projetos de EE de substituição de refrigeradores antigos e em mau estado de conservação por equipamentos novos com Selo Procel, que atende clientes de comunidades populares. Essa ação garante a destinação adequada do refrigerador descartado e a regeneração do gás CFC-R12.

Também pode ser citado o projeto de eficiência energética que permite ao consumidor de comunidades populares a troca de resíduos sólidos recicláveis por desconto na fatura de energia elétrica.

Considerando o engajamento das empresas com as partes interessadas, observou-se a adesão nas Iniciativa Empresarial em Clima (IEC) e Empresas pelo Clima (EPC) já relatadas no item 0. Dentre as empresas analisadas, a CPFL destaca-se por realizar a articulação entre algumas iniciativas empresariais em clima, como o desenvolvimento de estudos, posicionamentos e participação nas Conferências das Nações Unidas sobre Clima.

Também foram identificadas algumas empresas que realizam projetos de redução de emissões de GEE em conjunto com a cadeia de valor. Apesar da Coelba possuir um projeto de logística reversa das bobinas de cabos de energia, com o foco na gestão de resíduos, nessa análise não foi considerada, pois a empresa não realiza o engajamento do fornecedor em relação ao tema emissões de GEE. Nesse item a CPFL também tem destaque, pois já inseriu no seu processo de compras, critérios relevantes como mudanças climáticas e emissões de gases de efeito estufa, geração e tratamento de resíduos, consumo de água, energia e combustíveis e preservação da biodiversidade (CPFL, 2017).

Como ações que contribuem para a mobilidade sustentável desenvolvidas pelas empresas analisadas podem ser citadas: a) fatura eletrônica substituindo a conta em papel –

obrigatoriedade para todas as distribuidoras de energia brasileiras; b) processo *On Site Billing*: em apenas uma visita ao cliente são realizados os serviços de leitura, faturamento, impressão e entrega de conta de energia de forma simultânea; c) instalação de medidores inteligentes, com base em Resolução normativa, que realizam remotamente o gerenciamento do consumo de energia, a detecção e localização imediata de perdas comerciais, fraudes e defeitos, a execução de cortes e religações à distância, bem como o faturamento automático.

De forma diferenciada, a ENEL (Eletropaulo) fez uma parceria com a BYD (*Build Your Dreams*), desenvolvedora de soluções para mobilidade urbana, dentro do direcionador Veículos Elétricos com o objetivo de viabilizar o uso de carros elétricos nas frotas da AES Eletropaulo. De forma similar a CPFL já possui alguns carros elétricos em sua operação e tem projetos de expansão.

Dentre as empresas analisadas, mais de 85% possuem metas de otimização de recursos, como meta de redução de consumo de energia, redução de resíduos, entre outras. Entretanto, apenas 50% possuem metas específicas de redução de emissões de GEE.

Como já apresentados no item 0, apenas 3 grupos empresariais (9 empresas) utilizam a precificação interna<sup>7</sup> de carbono em seu *business plan*, antecipando-se a futuras regulações.

A utilização de empréstimo verde foi verificada apenas pela CPFL. A CPFL Renováveis obteve de Título Climático Certificado pelo critério de Energia Eólica (*green bond*) pelo ‘Conselho de Normas da *Climate Bonds*’ (Climate Bonds Standard Board) para emissão de debêntures no valor de R\$ 200 milhões. Sendo assim, foi a primeira empresa da América do Sul a emitir título verde com certificação internacional e a primeira do setor a emitir um título certificado.

Os recursos foram liquidados e utilizados para a construção dos projetos eólicos Campos dos Ventos e São Benedito, com 231 MW de capacidade instalada, localizados no Rio Grande do Norte (CPFL, 2017).

Observa-se que apesar da maioria das empresas possuir diversas ações que reduzem as emissões de GEE, não possuem um processo de gestão estruturado que trate o tema de forma estratégica. Essa afirmação pode ser comprovada com a falta de uma política específica que direcione as ações de mitigação das mudanças climáticas, a falta de adesão à grupos que

---

<sup>7</sup> A precificação interna será explorada no capítulo 5 (item 5.2.1)

contribuam com o engajamento do tema, e principalmente, a inexistência de metas de redução de emissões de GEE.

#### 4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como o propósito a realização de uma análise comparativa de iniciativas de mitigação adotadas por distribuidoras de energia elétrica internacionais e distribuidoras de energia elétrica brasileiras a partir de contextos institucionais distintos.

Para dar conta de atingir o objetivo proposto foram utilizados dados primários coletados a partir de documentos institucionais e entrevistas com funcionários da Coelba e apenas dados secundários de distribuidoras internacionais do Grupo Iberdrola e de distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

Comparando especificando a Iberdrola com a Neoenergia (grupo em que a Coelba pertence), a análise realizada demonstra que apesar das empresas estudadas terem relação direta devido a participação acionária da Iberdrola na Neoenergia, elas estão em patamares muito distantes quanto a gestão das emissões de GEE e as respectivas ações estratégicas de mitigação das mudanças climáticas. Poder-se-ia inferir que o contexto nacional interfere no avanço do tema nas empresas estudadas. Contudo, os resultados verificados na Copel, Cemig, Eletrobrás e principalmente da CPFL demonstram que não existe uma correlação direta.

Enquanto os três primeiros grupos possuem capital nacional e apresentam grande engajamento no enfrentamento das mudanças climáticas, a CPFL é uma empresa com predominância de capital Chinês e mesmo assim destaca-se entre todas as empresas analisadas. Conforme Hoffman e Woody (2008) e Kolk e Pinkse (2009) os agentes de mudança tendem a ocupar uma posição de vantagem a longo prazo.

Sabe-se que os incentivos políticos e a existência de metas nacionais são o estímulo inicial para a tomada de ações de enfrentamento das mudanças climáticas (VACHON, 2006; DELMAS; MONTES-SANCHO, 2011; MENZ et al. 2011), contudo empresas como a Neoenergia e a AES que possuem a predominância de capital europeu, deveriam adotar um alinhamento maior com as empresas do grupo devido ao benchmarking interno e independente do contexto institucional em que estão inseridas.

No caso da Iberdrola, pode-se argumentar que não teve influência suficiente para definir as ações que deveriam ser adotadas pela Coelba e por todo o grupo Neoenergia porque tinha participação minoritária do grupo. Esse cenário mudou em junho de 2017, após o aumento da participação da Iberdrola para 50,51%, o que gera uma perspectiva de alinhamento futuro.

Conclui-se, no entanto, que o contexto institucional do país não é predominante na definição e adoção de estratégias de mitigação por parte das empresas, mesmo sendo considerado um importante incentivo. Nas verificações realizadas, detectou-se a importância de empresas atuarem como agentes de mudança de um *status quo* institucional estabelecido.

Dentre as limitações deste estudo, pode ser citada a ausência de dados primários da Iberdrola e das demais distribuidoras de energia brasileiras, sendo necessário basear-se apenas em dados secundários coletados através de documentos institucionais disponibilizados ao público. É possível que as empresas possuam um quadro maior de ações estratégicas de mitigação das mudanças climáticas, mas não foi possível apresentá-las neste trabalho devido à falta de detalhamento nos documentos utilizados.

Diante deste cenário, sugere-se que, tanto a Coelba como as demais distribuidoras brasileiras, utilizem a Iberdrola e a CPFL como Benchmarking para a adoção de ações de mitigação das mudanças climáticas ainda não implementadas, além das atuais obrigações legais do contexto nacional.

Para dar continuidade a este trabalho, recomenda-se: 1) atualizar o histórico de ações de mitigação das mudanças climáticas adotadas pela Coelba nos próximos três anos, após o aumento da participação acionária da Iberdrola, com o intuito de verificar qual o impacto na empresa em relação a esse tema com um novo contexto institucional, assim como de outras distribuidoras que tiverem mudança em sua participação acionária; 2) coletar dados primários da Iberdrola que complementem os dados secundários obtidos através de documentos institucionais; 3) correlacionar as ações de mitigação das demais distribuidoras de energia elétrica brasileiras com as ações adotadas pelo principal acionista.

## 5 IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NA COELBA <sup>8</sup>

### 5.1 INTRODUÇÃO

O Acordo de Paris foi um passo importante rumo a transição para uma economia de baixo carbono. Entretanto, sua aplicação implica no cumprimento das metas de redução de gases de efeito estufa acordadas pelos países nas suas respectivas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC).

O papel das políticas a nível local é considerado crucial para o cumprimento da meta global de redução de emissões de GEE (AZEVEDO; HORTA; LEAL, 2017). Associado a importância da adoção de ações locais, o rápido crescimento do PIB e das emissões de GEE contribuíram com o aumento da cobrança da comunidade internacional para que os países em desenvolvimento implantem políticas climáticas (ARAVENA; HUTCHINSON; LONGO, 2012; RONG, 2010). Nesse sentido, alguns estudos (CDP, 2017; IEA, 2017; SILVA FREITAS et al., 2016) projetaram que com o aumento da demanda por eletricidade, as emissões nestes países corresponderão a mais da metade das emissões globais em 2030. Nesse contexto, o IPCC (2014) alerta que para enfrentar o desafio da mudança climática será necessário utilizar a energia elétrica de forma mais eficiente, assim como promover a descarbonização do setor elétrico.

Por isso, a implantação de instrumentos de precificação de carbono, como parte das políticas climáticas, tem ganhado impulso nos últimos anos. As expectativas de que o crescimento dessas iniciativas ocorra de maneira exponencial tornaram-se ainda maiores a partir de 2015, após a adoção do Acordo de Paris (CDP; CEBDS, 2015; NARASSIMHAN et al., 2017). Segundo a OCDE (2017), aproximadamente 20% das emissões globais de gases de efeito estufa estão, atualmente, cobertas por algum mecanismo de precificação.

---

<sup>8</sup> Uma versão preliminar desse capítulo foi apresentada no *24th Annual International Sustainable Development Research Society (ISDRS) Conference*, Messina/Italy, 2018 (TORRES, ANDRADE e GOMES, 2018b). Este capítulo também foi base para um estudo realizado no setor de distribuição de energia brasileiro aceito para publicação na *International Journal of Global Warming (IJGW)* na forma de artigo intitulado *The impacts of carbon pricing on the brazilian power distribution sector* (TORRES, ANDRADE e GOMES, 2019, no prelo).

Dessa forma, o preço do carbono é uma das políticas amplamente utilizada para a mitigação das alterações climáticas (CDP; CEBDS, 2016; FGV; EPC, 2016; IEA, 2017). A adoção do preço de carbono é uma maneira eficaz de encorajar as empresas e as famílias de um país a consumir energia de maneira mais eficiente e, assim, reduzir as emissões de GEE (LI; SU, 2017). Além disso, auxilia na compreensão do custo total ou do preço real dos produtos e serviços (AZEVEDO et al., 2017; VÉLIZ et al., 2017). Até 2018, 51 iniciativas mandatórias de preços de carbono (tributação e sistema de comércio de emissões do tipo *cap-and-trade*) foram implantadas ou já estavam definidas para implantação em curto prazo por economias como a União Européia, Canadá, China, Japão e Chile (FGV; EPC, 2016; VIVID ECONOMICS, 2017; WORLD BANK; ECOFYS, 2018).

Cresce o número de empresas, reflexo da precificação mandatória do carbono que, de forma voluntária, adotam um preço interno para o carbono, utilizando-o em sua gestão de riscos e oportunidades (FGV; EPC, 2016). De acordo com o CDP (2017), a precificação de carbono interna já é adotada por 517 corporações globais como meio de se preparar para o possível impacto desse preço sobre os investimentos, operações e cadeia de valor, além de fomentar a implementação de medidas de menor intensidade carbônica.

Ademais, as NDCs de 88 países, que representam 56% das emissões globais, declararam que estão planejando ou considerando o uso de precificação de carbono como uma ferramenta para cumprir suas metas (WALKER; SWARTZ, 2016), dentre eles o Brasil. Todavia, a NDC brasileira ainda não indica como os instrumentos de precificação serão utilizados (FGV; EPC, 2016). No entanto, algumas pesquisas (ANG; TOPER; GAMBHIR, 2016; SILVA FREITAS et al., 2016) alertam que no curto prazo a adoção de um preço de carbono eleva os custos de produção, prejudicando a competitividade das empresas em decorrência dos custos adicionais para a sociedade, como aumento dos preços da energia e contas das empresas.

Em concordância com estas pesquisas, autores como Silva Freitas et al. (2016), Rahmana e Edwards (2014), e Véliz et al. (2017), demonstraram, a partir de estimativas empíricas, as influências de políticas de descarbonização do setor elétrico no aumento do preço da energia elétrica. Em contrapartida, Adaman et al. (2011), Aravena, Hutchinson e Longo (2012), Bergmann, Hanley e Wright (2006), Cheng, Cao, Woo e Yatchew (2017) e Nastis e Mattas (2018) evidenciaram a disposição dos consumidores da Turquia, Chile, Escócia, Hong Kong e Grécia em pagar mais pela energia elétrica em decorrência da adoção

de políticas para mitigar as mudanças climáticas. Todavia, faz-se necessários estudos que apresentem os impactos da internalização do preço de carbono para uma distribuidora de energia elétrica brasileira e para o consumidor final.

Este trabalho busca preencher esta lacuna, ao internalizar os custos/despesas referentes as emissões de GEE e avaliar o impacto da adoção de um preço interno de carbono no resultado econômico de uma distribuidora de energia elétrica brasileira e na tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor final. Para tanto, utilizou-se a Coelba para simular cenários a partir de preços de carbono adotados em alguns países e empresas, a fim de compreender as internalizações correspondentes ao preço a ser pago pela empresa correspondente as emissões de GEE de suas atividades, em um contexto de precificação de carbono mandatário e/ou voluntário. Sendo assim, este trabalho atende ao objetivo geral proposto para a tese.

Adotou-se Modelo de Planejamento Empresarial (MPE) empregado pela Coelba para realizar as simulações. O MPE é o modelo que operacionaliza o plano de negócios de uma empresa e subsidia a tomada de decisão, podendo ser de curto ou longo prazo (GUIMARÃES, 2005). Este instrumento é desenvolvido para atender as demandas específicas de cada empresa, e nesse contexto, pode ser adaptada a qualquer momento em resposta a demandas de partes interessadas, mudanças no ambiente externo ou interno, ou qualquer necessidade existente (BOHNSACK; PINKSE; KOLK, 2014; MILLER; MCADAM; MCADAM, 2014, VOELPEL; LEIBOLD; TEKIE, 2004)

Para além de analisar os riscos futuros dos investimentos, como aponta diversos relatórios (CDP; CEBDS, 2016; CDP, 2017; ECOFYS, 2017; FGV; EPC, 2016; VIVID ECONOMICS, 2017; WORLD BANK; ECOFYS, 2017), esta pesquisa demonstra os impactos da internalização do preço de carbono, por meio do instrumento gerencial (MPE). Portanto, a principal contribuição deste capítulo é avaliar o impacto que a adoção do preço de carbono tem no resultado econômico empresarial e na tarifa da energia elétrica para o cliente, baseando-se em regulações existentes no segmento de distribuição de energia elétrica. Os resultados encontrados subsidiarão a tomada de decisão dos gestores desse segmento do setor elétrico. Além disso, os cenários criados podem ser utilizados pelos formuladores de políticas para apoio de uma futura regulação tarifária, haja a vista exhibe as variações específicas de cada valor internalizado, assim como, identifica o padrão existente nessas variações. Todavia, ressalta-se que os impactos reais para a empresa e consumidor final dependerão do preço de carbono a ser adotado.



Esta pesquisa é um avanço de todos os outros trabalhos apresentados nesta tese. O primeiro desenvolvido por Torres, Andrade e Santos (2014) mapeou as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para o enfrentamento das mudanças climáticas, dentre elas a precificação interna. O segundo trabalho desenvolvido por Torres, Andrade e Gomes (2017) mapeou as emissões de GEE da Coelba referentes às suas atividades no período de 2012 a 2016 e comparou com inventários de outras distribuidoras brasileiras e internacionais. O total de emissões de GEE da Coelba foi utilizado na internalização. Por fim, o terceiro trabalho também desenvolvido por Torres, Andrade e Gomes (2018) mapeou medidas de mitigação de GEE adotadas por empresas brasileiras e pela Iberdrola e além de demonstrar ações que podem ser utilizadas, evidenciou o avanço no cenário de precificação adotado por outros países.

O capítulo está estruturado em cinco seções, incluindo esta introdução. Na seção 5.2 são abordados o conceito e tipos de mecanismos de precificação, além de oferecer uma visão panorâmica do setor elétrico brasileiro e seus avanços, com informações sobre a regulamentação tarifária do setor elétrico. Na seção 5.3 são detalhados os procedimentos metodológicos adotados para alcançar o objetivo proposto. Na seção 5.4 são apresentados e discutidos os resultados encontrados após a aplicação dos procedimentos, e, na última seção são apresentadas as principais conclusões e suas limitações, bem como sugestões para futuras investigações.

## 5.2 PRECIFICAÇÃO DE CARBONO

Há um consenso de que a precificação de carbono conseguirá orientar a transição econômica necessária para manter as temperaturas globais dentro dos 2°C dos níveis pré-industriais (CDP, 2017; CDP; CEBDS, 2016; FENG; ZOU; WEI, 2011; KARIER, 2015; JÄGEMANN et al., 2013; WORLD BANK; ECOFYS, 2017).

A precificação de carbono está baseada no princípio do poluidor-pagador, que define a responsabilidade e estabelece um custo para as emissões de GEE, internalizando a externalidade negativa (CDP; CEBDS, 2015; RAHMAN; EDWARDS, 2004). Esse mecanismo pode ser implementado de forma mandatória com a imposição de um preço fixo a

ser pago a cada tonelada de carbono emitida (tributação), ou criando um título de permissão de emissão, que pode ser negociado em bolsas de valores (sistema de comércio de emissões, conhecido por ETS - *Emissions Trading Schemes*) e de forma voluntária a partir da adoção de um preço interno para o carbono (FGV; EPC, 2016; VIVID ECONOMICS, 2017).

Os preços de carbono podem ser afetados por diversas variáveis, tais como: a) nível da atividade econômica em países desenvolvidos; b) decisões decorrentes das COPs; c) nível de eficiência energética alcançado pelos países de maiores economias do planeta e; d) leilões de carbono promovidos periodicamente por governos europeus, buscando a fixação de um preço sombra para esta commodity ambiental. Ressalta-se, entretanto, que o preço do carbono no mercado é regulado pela oferta e pela procura ao longo do período de tempo examinado (VIVID ECONOMICS, 2017).

A precificação interna compreende a definição de um preço interno para emissões de gases de efeito estufa. Esta precificação visa adaptar as estratégias de negócio e de investimentos a serem realizados antecipando-se a um cenário futuro de precificação mandatória (FGV; EPC, 2016; NARASSIMHAN et al, 2017). Em qualquer mecanismo de precificação de carbono, as empresas possuem diversas opções para mitigar e abater suas emissões, com respectivos potenciais de redução de custos atrelados (AZEVEDO et al., 2017; CDP, 2015).

Na literatura, são citadas como motivações para a adoção de um preço interno: a) identificação e priorização de medidas de mitigação mais custo-efetivas, b) conscientização de colaboradores, clientes e fornecedores sobre os impactos das ações da empresa e c) subsídio para a tomada de decisão por parte de investidores e clientes (CDP, 2015; CDP; CEBDS, 2015). Matsumura, Prakash e Vera-Muñoz (2014) também consideram como motivação a análise de risco feita pelos investidores. Atualmente a análise já contempla o gerenciamento do carbono que cada empresa faz. Os autores citam o exemplo da Drax (geradora de energia do Reino Unido) que teve sua dívida rebaixada pela *Standard & Poor's* devido aos futuros riscos de regras de comércio com prováveis aumentos no custo de carbono.

Classificando a precificação interna como uma atividade corporativa de mudanças climáticas, o estudo de Okereke (2017) também destaca algumas motivações e condutores para que empresas do FTSE 100 do Reino Unido adotassem o gerenciamento do carbono. Como motivadores podem ser citados o crescimento do lucro, pró-atividade relacionada ao

aumento da credibilidade, antecipação de riscos e ética. Como condutores, relacionam a previsão do aumento de energia, mudança do mercado, regulamentação e pressão dos investidores.

Na escolha de um preço interno, as empresas podem se basear em valores adotados em sistemas de comércio de emissões já em andamento, em tributos sobre emissões, ou ainda em sistemas híbridos. Também podem optar por preços já empregados por outras empresas que possuem objetivos similares para a precificação interna (FGV; EPC, 2016). Atualmente, os preços adotados voluntariamente pelas empresas variam entre US\$1 a US\$357 tCO<sub>2</sub>e, a depender dos objetivos e das premissas adotadas (CDP, 2017; VIVID ECONOMICS, 2017). Já os preços de mecanismos mandatórios variam entre US\$1 a US\$ 140/ tCO<sub>2</sub>e (WORLD BANK; ECOFYS, 2018).

Destaca-se que 75% das iniciativas de precificação de carbono têm preço inferior a US \$ 10/tCO<sub>2</sub>e. De acordo com o Pacto Global das Nações Unidas (UNGC, 2016), os preços médios de carbono adotados não são suficientes para manter o aquecimento abaixo de 2° Celsius, conforme meta estabelecida no Acordo de Paris, na COP 21. A UNGC recomenda a adoção de um preço de carbono de pelo menos US \$ 100/tCO<sub>2</sub>e até 2020 para que a meta seja cumprida. Além do preço de carbono recomendado pela ONU, foram selecionadas outras referências para analisar os impactos das internalizações que serão apresentadas neste capítulo. Ressalta-se que, foram utilizados preços muito distintos, sem análise de qual seria mais adequado ao contexto nacional, visto que essa definição estaria associada a uma futura política pública.

- Chile: primeiro país da América do Sul com uma taxa sobre a poluição climática. Possui uma taxa reduzida de US \$ 5 por tonelada de CO<sub>2</sub>e. É aplicada nas indústrias e no setor elétrico, que representam 55% das emissões do país.

A precificação de carbono no Chile mudou completamente a matriz energética do país e ampliou drasticamente o desenvolvimento de energia renovável (CEBDS, 2017).

- British Columbia: classificada como a taxa sobre o carbono mais significativa do Hemisfério Ocidental. O imposto sobre o carbono se aplica à compra e uso de combustíveis fósseis e cobre aproximadamente 70% das emissões provinciais de gases de efeito estufa.

Entre 2007 e 2015, o PIB real provincial cresceu mais de 17%, enquanto as emissões

líquidas caíram 4,7% (CARBONTAX, 2018).

A taxa foi iniciada em 2008 e atualmente é de US \$ 35 por tonelada de CO<sub>2</sub>e. A alíquota do imposto aumentará a cada ano em US \$ 5 por tonelada até atingir US \$ 50 por tonelada em 2021 (BRITISH COLUMBIA, 2018).

Novas receitas geradas pelo aumento do imposto sobre o carbono serão usadas para

- Fornecer alívio fiscal de carbono e proteger acessibilidade;
  - Manter a competitividade da indústria;
  - Incentivar novas iniciativas verdes.
- Suécia: taxa sobre o carbono mais antiga, promulgada em 1991. Essa taxa é paga por todos os setores, exceto pelas empresas incluídas no EU-ETS. De acordo com a Carbon Pricing Leader Ship, uma consequência dessa segmentação, é que os maiores emissores pagam o menor custo pelas emissões de carbono, enquanto as famílias e a indústria de pequena escala pagam muito mais por cada quilo de CO<sub>2</sub> emitido (CPLC, 2018).

Com a aplicação da taxa, a Suécia tem como objetivo reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> e estimular a inovação da indústria. Desde a introdução desta taxa, as descargas de gases com efeito de estufa na Suécia diminuíram em 9%, apesar de no mesmo período, o crescimento econômico ter sido de 48% e está na vanguarda no uso de biomassa e biocombustíveis (CARBONTAX, 2018).

O preço adotado em 2018 foi de US \$ 140/tCO<sub>2</sub>e. Além disso, a Suécia aprovou uma lei em 2017, comprometendo-se a ser o primeiro país do mundo a ser carbono neutro em 2045. Esse compromisso antecipa em cinco anos o que a Suécia havia assinado no Acordo de Paris, quando tinha afirmado que iria reduzir suas emissões a zero até 2050.

- EU ETS - sistema europeu de comércio de emissões: estabelecida em 2005, é a maior iniciativa de precificação de carbono no mundo com a maior fonte de receitas de preços do carbono. Cerca de 45% das emissões totais de gases de efeito estufa da UE são regulamentadas pelo EU ETS.

O preço negociado pelo EU ETS em 2018 foi de cerca de US \$ 6/tCO<sub>2</sub>e.

O EU ETS provou que colocar um preço no carbono e comercializá-lo pode funcionar.

Dados de 2016, demonstram que as emissões das instalações do sistema estão caindo conforme o esperado - um pouco acima de 8% (EUROPEAN COMMISSION, 2018)

- Iberdrola: A companhia Espanhola utiliza um preço interno de carbono de 30 € / tCO<sub>2</sub>e para avaliar o impacto económico das emissões de CO<sub>2</sub> nos seus investimentos (IBERDROLA, 2017).

Ao incluir um preço interno mais alto do carbono do que o preço oficial de mercado, a Iberdrola promove mais projetos renováveis (que podem não ser elegíveis para investimento sem esse preço adicional) e o fechamento de instalações que poderiam ser lucrativas se não estivessem considerando as externalidades

O Brasil ainda não implantou mecanismos de precificação, entretanto, já tem adotado algumas ações para avançar na discussão do tema, como exposto no Quadro 29.

Quadro 29 - Evolução do tema precificação carbono no Brasil

Continua

Ano	Ação
2009	Implantação da Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC que oficializa o compromisso voluntário do Brasil junto à UNFCCC na COP 15 de reduzir as emissões antrópicas de GEE em um nível entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas para 2020
2011	Definição de Grupo de Trabalho Interministerial - GTI sobre Mercado de Carbono, com o objetivo de analisar a viabilidade e os requisitos para a implantação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões - MBRE.
2011	Realização de estudos para avaliação de possíveis configurações e impactos de instrumentos de precificação de carbono no Brasil desenvolvido no âmbito do <i>Partnership for Market Readiness - PMR</i> , iniciativa administrada pelo Banco Mundial para preparação de políticas de mercado de carbono em diversos países em desenvolvimento.
2012	Criação do projeto “Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil”, desenvolvido entre 2012 e 2015 com o objetivo de fortalecer a capacidade técnica do governo brasileiro para implementação de ações de mitigação referentes a GEE.
2013	Criação de Grupo de Trabalho sobre Registro de Emissões com o objetivo de elaborar recomendações técnicas para a criação do Sistema Nacional de Registro de Emissões e Remoções por Sumidouros
2014	Apresentação de Proposta de Preparação de Mercado ao PMR contemplando três componentes 1) estudos setoriais sobre o desenho e modelagem da política – tributação de carbono e ETS para setores chaves, dentre eles, o setor de energia (produção de combustíveis e eletricidade) 2) trabalho de modelagem dos impactos econômicos da precificação de carbono e 3) engajamento e mobilização com diversos stakeholders.
2015	Assumiu na COP-21 a redução absoluta de emissões de gases de efeito estufa para conter o aquecimento global, exigida apenas para economias desenvolvidas.
2016	Realização de Workshop Técnico sobre "Pós-2020 Cenários de Mitigação e Modelagem de Preços de Carbono ". O evento teve como proposta o engajamento das partes interessadas brasileiras na implementação do PMR.
2016	Lançamento do Projeto "Políticas sobre o Programa de Mudanças Climáticas - PoMuc", em parceria com a República Federal da Alemanha. O projeto sob a gestão da Agência Alemã de Cooperação Internacional - GIZ e integrado com as atividades do PMR tem como objetivo o desenvolvimento de um programa nacional de relatórios de GEE e o registro das emissões / remoções de GEE.

Ano	Ação
2017	Apresentação da carta de apoio do setor privado à precificação de carbono na COP23, elaborada pela Iniciativa Empresarial em Clima - IEC com apoio da <i>Carbon Pricing Leadership Coalition</i> - CPLC, iniciativa do Banco Mundial. O documento defende o estabelecimento de um mecanismo de precificação adequado às características da economia e ao perfil de emissões de GEE do país.
2018	O Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas elaborou uma Proposta Inicial para Implementação da Contribuição Determinada do Brasil, que abrange o estudo de cenários para a adoção da precificação do carbono. A NDC brasileira prevê o alcance de emissões líquidas zero por volta de 2060 e projeta uma precificação do carbono por volta de US \$ 10/tCO <sub>2</sub> e em 2030.

Fonte: CEBDS (2017); FGV & EPC (2016)

Diante desse cenário, considera-se importante que as empresas brasileiras adotem estratégias proativas no sentido de antecipar-se a adoção, em um futuro próximo, da precificação do carbono no país simulando os impactos que essa medida pode trazer nos seus resultados econômico-financeiros, como também nos preços dos produtos/serviços para o consumidor final.

Como apresentado no 2.5 dessa tese, a precificação interna já é adotada por oito distribuidoras de energia elétrica brasileiras pertencentes aos grupos CPFL, Eletrobrás e Cemig (TORRES; ANDRADE; SANTOS, 2014).

A CPFL considera um preço de carbono em seu *business plans* com o objetivo de dimensionar os riscos e traçar suas estratégias. Para isso, baseia-se no ponto de equilíbrio do fluxo de caixa da termelétrica Epasa. Esse valor, que não foi divulgado, é utilizado na modelagem de novos negócios e planos de negócios.

A Eletrobrás utiliza dois cenários de taxação das emissões de GEE (US \$ 5/ tCO<sub>2</sub>e utilizado pelo Chile e US \$ 20/tCO<sub>2</sub>e de outros mercados internacionais) para prever os impactos financeiros sobre o faturamento de suas usinas termelétricas até o ano final de contrato de concessão/autorização/comercialização. Já a Cemig, inclui na análise de viabilidade financeira o risco de carbono e seu impacto financeiro sobre a Companhia para toda aquisição de projetos que utilizam combustíveis fósseis. Os resultados são incorporados como custos operacionais e tem como parâmetro o valor US \$ 10/tCO<sub>2</sub>e (CDP, 2018).

Alguns autores afirmam que a imposição de um preço do carbono nas emissões incorre em custos adicionais para a sociedade, por exemplo, Ang, Toper e Gambhir (2016) avaliaram os impactos cumulativos das políticas de energia e alterações climáticas do Reino Unido sobre os preços da energia e projetaram um aumento em cerca de 46% até 2020. A pesquisa de Silva Freitas, Santana Ribeiro e Souza (2016) também contribuem a partir da

análise realizada do impacto de política de tributação do carbono no Brasil. O estudo engloba diversos setores da economia e considera a transferência total da carga fiscal para os consumidores. Os resultados identificaram que no curto prazo, há uma redução significativa das emissões, mas impacta negativamente os consumidores, principalmente os mais pobres, devido ao aumento dos preços finais dos produtos.

Entretanto, Véliz et al. (2017) analisou os impactos da adoção de políticas climáticas em Massachusetts e detectou que mesmo se não forem adotados mecanismos de mercado como a precificação de carbono, o aumento de 2° C na temperatura média global acarretará maiores despesas de eletricidade pelo cliente residencial e comercial em cerca de 12% e 9%, respectivamente.

De forma complementar, Deschênes e Greenstone (2011) concluíram que o aumento da temperatura acarretará um crescimento de 11% no consumo anual de energia residencial até o final do século. A mudança climática afeta a necessidade de aquecimento e resfriamento e conseqüentemente a demanda por eletricidade e o custo final da energia elétrica (PILLI-SIHVOLA, et al., 2010).

Já Gibson, et al. (2015) demonstram o impacto que as empresas possuem na adoção de um mecanismo de precificação. Os autores identificaram que a viabilidade econômica de um sistema de cogeração foi comprometida com a introdução da responsabilidade sob a precificação de carbono nos cinco cenários analisados.

A Eletrobrás também prevê uma elevação de cerca de 12% nos custos e despesas operacionais das usinas térmicas, caso o Brasil adote uma taxa de US\$ 5/ tCO<sub>2</sub>e. Entretanto, não aborda como seria o repasse para o consumidor final (CDP, 2017).

Dessa forma, Rahman e Edwards (2004), seguindo o Princípio do poluidor-pagador (PPP), sugerem o compartilhamento dos encargos das externalidades econômicas com as partes responsáveis e sustentam o argumento demonstrando que a produção de energia é rentável para a empresa, mas também garante o atendimento das necessidades básicas e manutenção de um estilo de vida adotado pelo usuário final.

Em concordância com Rahman e Edwards (2004), a Iberdrola (2017) defende que a melhor e mais eficiente maneira de descarbonizar a economia é fazer com que todos os consumidores paguem uma taxa pela quantidade de CO<sub>2</sub> que cada um emite na atmosfera. A responsabilidade compartilhada também é defendida por Mishan (1971) e Randall (1972).

Alguns estudos já demonstram a disposição do consumidor final em assumir a sua responsabilidade no processo de descarbonização. Adaman et al. (2011) realizou entrevista com consumidores da Turquia e detectou que os mesmos estão dispostos a pagar para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, assim como em Hong Kong (CHENG, CAO, WOO E YATCHEW, 2017). Já os consumidores do Chile mostraram-se dispostos a assumir os custos de um incremento das energias renováveis, incentivados por tarifas verdes ou prêmios ambientais (ARAVENA, HUTCHINSON E LONGO, 2012). Bergmann, Hanley e Wright, (2006) também verificou que os consumidores da Escócia pagariam até 75% dos custos necessários para o aumento de energia renováveis. Nastis e Mattas (2018) também demonstraram que as famílias estão dispostas a pagar, em média, imposto anual sobre o carbono de € 81 para os próximos dez anos, a fim de reduzir emissões de gases em 17% até 2025. Entretanto, a elasticidade da vontade de pagar pela mudança climática aumenta com renda.

Alinhado com a premissa de compartilhamento, a regulamentação atual do setor elétrico brasileiro divide a responsabilidade entre a empresa e os consumidores. A empresa é responsável pelo desempenho das atividades que gerencia (Parcela B) e os custos das cadeias de geração e transmissão são transferidos para os consumidores finais (Parcela A).

Em contrapartida, existem pesquisadores, como Dolbear (1967) que defende que apenas uma das partes (produtores ou consumidores) deve assumir a responsabilidade pelas externalidades.

Andrade et al. (2018) sugerem a realização de um inventário na perspectiva produção-consumo. Os autores detectaram que o inventário da cidade de Madrid que considerava apenas a produção, apresentava um impacto muito menor que a realidade.

De forma análoga, Barrett et al. (2011) acreditam que as emissões baseadas no consumo são complementares aos inventários de emissões baseados na produção e necessárias para uma visão completa do progresso na redução de emissões regional e nacional. Essa foi a conclusão ao analisarem a viabilidade da contabilização das emissões baseadas no consumo para contribuir para uma estrutura política mais abrangente no Reino Unido.

Estas pesquisas demonstram a importância e representatividade das emissões relacionadas por ambas as partes (quem produz x quem consome). Portanto, tais estudos é uma sinalização de que a precificação de carbono conseguirá orientar a transição econômica



necessária para manter as temperaturas globais dentro dos 2°C dos níveis pré-industriais.

### 5.3 MODELO E REGULAMENTAÇÃO TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Conforme item 2.2, a característica peculiar da matriz elétrica brasileira introduz uma série de dificuldades ao planejamento do sistema elétrico, em termos de segurança energética, de modicidade tarifária e de volatilidade do preço.

A modicidade tarifária passou a ser fragilizada, principalmente no enfrentamento de situações de escassez hídrica e com a utilização de mecanismos centralizados de gestão de risco no mercado de energia. E o que vem sendo proposto mais recentemente busca adequar o modelo setorial a estas mudanças no quadro regulatório, comercial e operacional, e também aquelas provocadas por pressões tecnológicas e socioambientais (MME, 2017).

Assim, de acordo com propostas recentes, os consumidores regulados e supridos pelas distribuidoras poderão, em breve, expressar suas preferências individuais na gestão de seu consumo de energia (ANEEL, 2017d).

Podem ser citadas algumas medidas sugeridas pelo Ministério de Minas e Energia a partir da Consulta Pública nº 33/2017: a) implantação de tarifa binômica e autorização legal para definição de tarifas diferenciadas por horário e para o pré-pagamento de energia elétrica; b) redução dos limites de acesso ao mercado livre e realização de estudos para abertura na baixa tensão; c) possibilidade de separação da contratação da capacidade de geração (lastro) da contratação de energia; d) desenvolvimento de mecanismo de mercado para valoração de atributos ambientais, por exemplo, o estabelecimento de obrigação mínima de contratação para cada consumidor; entre outros.

Pela Aneel, em 2017, foi criada uma tarifa opcional para os consumidores regulados que oferece desconto nos horários de menor demanda e tarifa mais alta em horário com maior demanda. Anteriormente, o sistema de bandeiras tarifárias buscou repassar ao consumidor regulado uma sinalização econômica do custo da geração de energia elétrica no país (Aneel, 2017d).

Não obstante, o governo federal trabalha para que ocorra a implantação do preço

horário em 2019, sinalizando para uma maior eficiência do uso do sistema elétrico também pelos consumidores livres.

De acordo com a Aneel (2016d), a tarifa de energia elétrica deve garantir o fornecimento de energia com qualidade e assegurar aos prestadores dos serviços a cobertura dos custos operacionais e remuneração dos investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento.

O reajuste tarifário anual é um dos mecanismos de atualização do valor da energia paga pelo consumidor, aplicado anualmente, para restabelecer o poder de compra da distribuidora. São considerados: a) custos não gerenciáveis (denominado Parcela A), a exemplo dos custos da geração (compra de energia) e da transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais; e b) custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, que estão sujeitos às práticas adotadas pela empresa (denominado Parcela B). Além desses custos, ainda há a incidência de tributos para a composição do preço final da tarifa de energia elétrica (Aneel, 2016d).

A Aneel (2016d) estima que a tarifa média de energia elétrica brasileira é composta por 53,5% de custos não gerenciáveis pela distribuidora, 29,5% de tributos e 17% de custos gerenciáveis.

Os custos não gerenciáveis pela distribuidora (Parcela A) são repassados integralmente para a tarifa de energia elétrica, com exceção das perdas de Transmissão e Distribuição (T&D), limitadas por um percentual regulatório. Já os custos gerenciáveis (Parcela B), são atualizados e repassados para a tarifa com a dedução dos ganhos de produtividade da atividade da distribuição (ANEEL, 2016d).

As perdas de energia de T&D, tanto de natureza técnica e não técnica, possuem percentuais regulatórios definidos pela Aneel (BRASIL, 2015). Quando os percentuais de perdas são superiores ao regulatório, o valor correspondente ao excedente é classificado como Parcela B e o valor até o limite regulatório é classificado como Parcela A.

Tanto os encargos setoriais quanto os tributos são instituídos por leis, recolhidos pelas distribuidoras por meio da tarifa de energia e repassados integralmente às respectivas competências, responsáveis por sua aplicação conforme definido em regulamentações ou políticas. Os encargos setoriais são criados para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro e possuem objetivos, abrangência e método de cálculo pré-

definidos. Atualmente existem oito encargos setoriais no Brasil (ANEEL, 2016d).

A tarifa de energia elétrica é calculada através do Índice de Reajuste Tarifário Anual - IRT. Ele é composto pela Receita Anual requerida - RA1 e a Receita Anual reconhecida na tarifa no último reajuste, conhecida como Receita de Referência - RA0. A RA1 constitui a nova receita da distribuidora na data do reajuste e corresponde ao somatório das novas Parcelas “A” e “B” (ANEEL, 2016d).

O IRT é calculado pela seguinte Equação 04:

$$IRT = [ \textit{Receita Anual requerida (RA1)} / \textit{Receita de Referência (RA0)} ] - 1$$

(04)

#### 5.4 METODOLOGIA

Para realizar a simulação da internalização dos preços de carbono foram utilizados os dados da Coelba.

Para simular a internalização dos preços de carbono na Coelba utilizou-se o modelo de planejamento Empresarial descrito no item 5.4.1. Para realizar a classificação de cada fonte de emissão de carbono da Coelba (item 5.4.2) foi utilizado o inventário de emissões de GEE da empresa tendo como ano-base 2014 e detalhado no item 3 e adotadas três premissas seguindo o Princípio do Poluidor-Pagador (PPP).

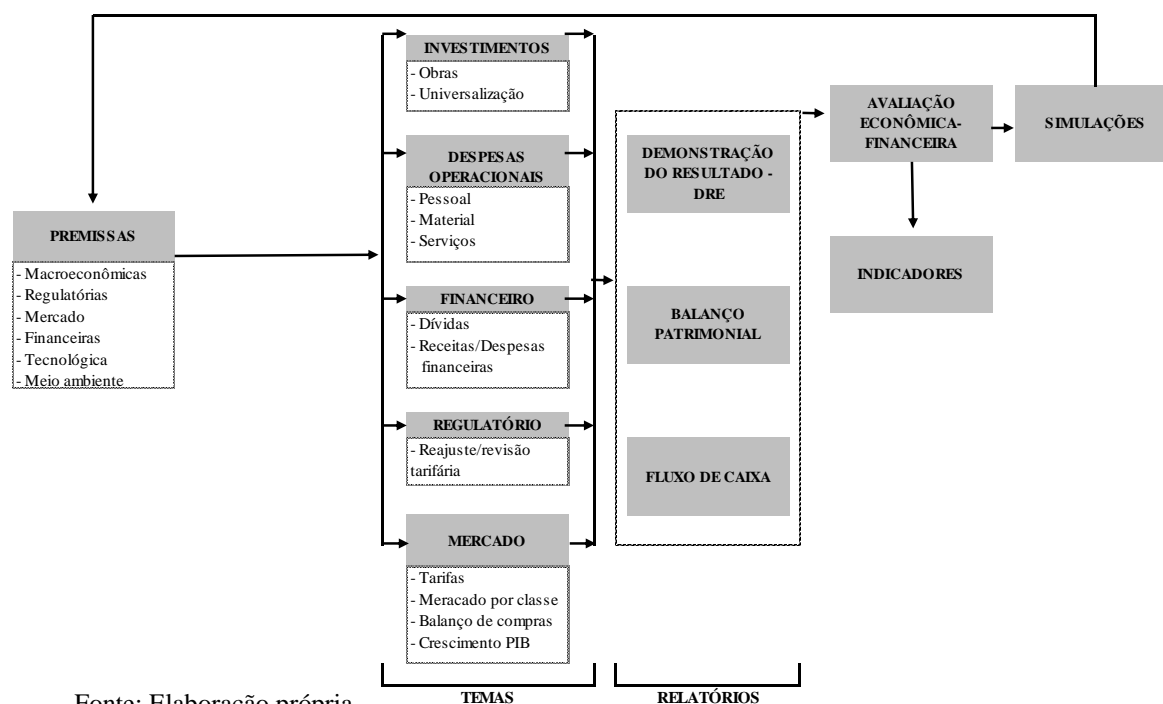
Já para a seleção de preços (item 5.4.3) foram adotados dois mecanismos de precificação e criados cenários a partir de preços de carbono adotados em alguns países e por algumas empresas para simular as internalizações correspondentes ao preço a ser pago pela Coelba correspondente as emissões de GEE das suas atividades, em um contexto de precificação de carbono mandatório ou voluntário.

### 5.4.1 Especificação do modelo econômico-financeiro

A Figura 61 ilustra a estrutura do MPE utilizado para simular o impacto da adoção de um preço interno de carbono. O MPE foi desenvolvido por profissionais de diversas áreas (planejamento, regulação, mercado, etc) da Coelba, a partir de premissas macroeconômicas, regulatórias, de mercado, financeiras, tecnológicas e do meio ambiente definidas pela empresa e também pela regulação do setor elétrico.

O MPE permite a realização de avaliação econômico-financeira e fornece diversos relatórios, tais como: Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), Fluxo de Caixa, Balanço Patrimonial, dentre outros. Ele também gera indicadores e faz simulações com variações de premissas que auxiliam a tomada de decisão.

Figura 61 - Modelo de Planejamento Empresarial – Coelba



Periodicamente, o Comitê de Projeções da Neoenergia aprimora as metodologias de projeções para atender novas premissas ou com o objetivo de melhoria de processos, conforme previsto por Bohnsack et al. (2014); Miller et al. (2014), Voelpel et al. (2004). Dois membros deste comitê contribuíram na parametrização do MPE para permitir a internalização do preço de carbono, consequente do inventário de GEE da Coelba.

Até então, o MPE era utilizado para fazer simulações econômico-financeiras com base em premissas definidas pela Aneel e dados de mercado. As variáveis internas comumente utilizadas eram associadas a premissas financeiras e por isso, para incluir uma variável ambiental foi necessária uma análise prévia de profissionais das áreas de planejamento e de regulação, além da realização de diversos testes de consolidação das informações em um modelo que não contemplava tal variável.

Na parametrização, considerou-se a criação de um encargo a ser pago pelos consumidores para subsidiar as compensações das emissões de GEE relativas ao setor elétrico, seguindo os mesmos princípios de outros encargos setoriais definidos pela Aneel (2016d) e classificado no tema regulatório. As simulações mantiveram as mesmas premissas econômicas - financeiras adotadas no MPE, utilizando valores fictícios. O cenário sem a internalização do preço de carbono foi chamado de “caso base”.

#### **5.4.2 Classificação das fontes de emissão**

Como input para o modelo MPE, foi usado o inventário de GEE referente às atividades da empresa no ano de 2017.

O Quadro 30 exhibe as fontes de emissão medidas no inventário da Coelba, associadas aos seus respectivos escopos e detalhamento das informações usadas no cálculo. Além das classificações para cada premissa assumida neste estudo.

O CDP e CEBDS (2015) e Rahman e Edwards (2004) ressaltam que para realizar a internalização do preço de carbono é necessário definir a responsabilidade das externalidades. Portanto, seguindo o princípio do poluidor-pagador, foram definidas três premissas para realizar as classificações de cada fonte de emissão: 1) responsabilidade compartilhada entre empresa e consumidor; 2) responsabilidade total da empresa e, 3) responsabilidade total do consumidor.

Na premissa 1 - Regulação atual do setor elétrico brasileiro (Status Quo): responsabilidade compartilhada entre a empresa e o consumidor, seguindo a atual regulação tarifária (ANEEL, 2016d).

Assim, todas as fontes de emissão sob responsabilidade da empresa foram

classificadas como despesas operacionais. As emissões associadas à demanda dos consumidores foram classificadas como encargos setoriais de energia (ANEEL, 2017). Assim, as emissões geradas tanto pela energia adquirida quanto pelas perdas (dentro do limite regulatório) seriam transferidas para os consumidores, enquanto as empresas assumiriam a responsabilidade pelas emissões geradas pelas perdas que excedessem o limite regulatório, bem como as emissões decorrentes das emissões internas. processos (resíduos, combustão móvel e outros).

Nesse sentido, foram utilizados dois tipos de classificação: i) encargos setoriais de energia, que considera a criação de uma nova carga que os consumidores pagariam pelas emissões geradas a partir de suas demandas; e ii) despesas operacionais, que consideram as fontes de emissão da empresa.

A responsabilidade compartilhada é defendida tanto por estudiosos como Mishan (1971), Rahman e Edwards (2004) e Randal (1972), quanto por empresas como a Iberdrola (2017).

Na premissa 2 – Responsabilidade total da empresa: Considera que a distribuidora de energia elétrica arca com todo o ônus da internalização das emissões de GEE. Nesse caso, todos os valores são classificados como despesa operacional.

Na premissa 3 - Responsabilidade total do consumidor: Considera que o consumidor final de energia elétrica arca com todo o ônus das emissões geradas para que a energia chegue em seu destino final. Nesse caso, todos os valores são classificados como encargo setorial de energia.

Vale ressaltar que Dolbear (1967) defendia a responsabilidade das externalidades para uma das partes envolvidas (produtores ou consumidores), assim como nas premissas 2 e 3.

A relação observada entre as premissas definidas é semelhante aos focos adotados nas metodologias de inventário baseados em produção e no consumo (Andrade et al., 2018). Enquanto o primeiro aloca as emissões para o produtor (neste caso representado pela distribuidora de energia), como na premissa 2, o último aloca as emissões para o consumidor final, como na premissa 3.

Como não foram identificados estudos que estabeleçam a responsabilidade pela geração de cada fonte de emissão no segmento de energia (empresa x consumidores), este

estudo assumirá essas classificações. Os cenários criados podem ser utilizados para apoio de uma futura regulação.

Quadro 30 - Classificação das fontes de emissão x premissas

ESCOPO	CATEGORIAS	O QUE CONTEMPLA	tCO2e	PREMISSA 1	PREMISSA 2	PREMISSA 3	
Escopo 1	1 - Combustão estacionária	Diesel de geradores	0,38	DO			
Escopo 1	2 - Combustão móvel	Consumo de combustível por veículos e embarcações próprios e locados sob controle operacional da organização inventariante	4.520	DO			
Escopo 1	4 - Emissões fugitivas	CO2 das recargas dos extintores de incêndio	0,38	DO			
Escopo 1		Gás SF6 adquirido para reposição dos equipamentos que compõem o sistema elétrico	798	DO			
Escopo 1	5 - Emissões agrícolas e de mudança de uso do solo	Supressão vegetal	108	DO			
Escopo 2	Compra de energia elétrica	Consumo de eletricidade nas unidades administrativas e operacionais	1.819	DO			
Escopo 2		Perdas técnicas de energia elétrica na rede de transmissão até o % regulatório	46.089	ES			
Escopo 2		Perdas técnicas de energia elétrica na rede de distribuição até o % regulatório	191.625	ES		DO	ES
Escopo 2		Perdas técnicas de energia elétrica na rede de distribuição acima do % regulatório	47.557	DO			
Escopo 3	1- Bens e Serviços comprados	Ciclo de vida dos bens e serviços adquiridos	41.698	DO			
Escopo 3	2- Bens de capital	Ciclo de vida dos bens de capital adquiridos	11.207	DO			
Escopo 3	3- Atividades relacionadas com combustível e energia não incluídas nos Escopos 1 e 2	Energia elétrica adquirida para distribuição ao consumidor final	1.824.942	ES			
Escopo 3	4- Transporte e distribuição	Transporte e distribuição de produtos adquiridos em veículos e instalações que não são de propriedade nem operados pela organização	6.542	DO			
Escopo 3	5- Resíduos gerados nas operações	Resíduos gerados e destinados à aterro controlado por terceiro	9.803	DO			
Escopo 3	6- Viagens a negócios	Quantidades de Kms rodados em viagens realizadas através de aviões	715	DO			

ESCOPO	CATEGORIAS	O QUE CONTEMPLA	tCO2e	PREMISSA 1	PREMISSA 2	PREMISSA 3
Escopo 3	7- Deslocamento de funcionários (casa-trabalho)	Deslocamento de funcionários entre suas casas e seus locais de trabalho	5.948	DO		
Escopo 3	8- Bens arrendados (a organização como arrendatária)	Arrendamento de bens pela organização inventariante (arrendatária)	1.662	DO		
Escopo 3	12- Tratamento de fim de vida dos produtos vendidos	Venda de produtos ao final de sua vida útil: veículos leiloados, resíduos vendidos	1.570	DO		
Escopo 3	13- Bens arrendados (a organização como arrendadora)	Arrendamento de bens de propriedade da organização inventariante (arrendadora)	26	DO		
<b>TOTAL</b>			<b>2.196.631</b>			

Fonte: Elaboração própria com base em Torres, Andrade e Gomes (2018)

Legenda: ES – Encargos Setoriais / DO – Despesas operacionais

Observa-se que no Escopo 2 houve segmentação das perdas técnicas da rede de distribuição em duas classificações, pois a realização dessas perdas tem sido maior que a regulatória. Já as perdas na rede de transmissão foram inseridas apenas na classificação de custo de energia, pois o percentual realizado estava abaixo do percentual regulatório.

### 5.4.3 Seleção de Preços de Carbono

Como referência para os preços a serem internalizados, foram adotados dois mecanismos de precificação: a) tributação das emissões emitidas, sendo selecionadas as taxas praticadas pelo Chile, British Columbia e Suécia e b) precificação interna do carbono: preço comercializado pela EU ETS, valor internalizado nas análises de investimentos da Iberdrola, da Cemig e da Eletrobrás e preço recomendado pela UNGC.

As referências são abrangentes, pois as abordagens para a utilização da precificação interna dependem dos objetivos e premissas adotadas pelas empresas. Não foram feitas análises dos preços mais adequados ao contexto nacional.

O Quadro 31 apresenta os cenários estabelecidos para a análise dos impactos da internalização do preço do carbono nos resultados da empresa e na tarifa de energia elétrica do



consumidor. Também demonstra os mecanismos de precificação de cada preço selecionado, assim como a indicação da moeda local e o preço convertido para real (R\$/tCO<sub>2</sub>e).

Quadro 31 - Preços de carbono 2018

CENÁRIO	Mecanismo	Referência	Moeda	Moeda/tCO <sub>2</sub>	R\$/tCO <sub>2</sub>
CENÁRIO 1	Tributação	Chile	US \$	5	19
CENÁRIO 2		British Columbia	US \$	35	135
CENÁRIO 3		Suécia	US \$	140	539
CENÁRIO 4	Precificação interna	Cemig	R\$	10	39
CENÁRIO 5		EU ETS	US \$	6	23
CENÁRIO 6		Eletrobrás	US \$	20	77
CENÁRIO 7		Iberdrola	E	30	133
CENÁRIO 8		UNGC	US \$	100	385

Fonte: Elaboração própria

Moedas: US \$ - Dólar / E - Euro

O Quadro 32, expõe o total de emissões (tCO<sub>2</sub>e) segmentadas em despesas operacionais e encargos setoriais de energia para cada premissa estabelecida, conforme classificação demonstrada no Quadro 30. Também proporciona um detalhamento dos preços a serem internalizados respeitando as classificações correspondentes e valores (R\$/tCO<sub>2</sub>e) selecionados para cada cenário (ver Quadro 31).

Quadro 32 - Emissões (tCO<sub>2</sub>e) x preços de carbono (R\$)

PREMISSA	CLASSIFICAÇÃO	tCO <sub>2</sub> e	(%)	CEN 1 (R\$ 19)	CEN 2 (R\$ 135)	CEN 3 (R\$ 539)	CEN 4 (R\$ 39)	CEN 5 (R\$ 23)	CEN 6 (R\$ 77)	CEN 7 (R\$ 133)	CEN 8 (R\$ 385)
1	Desp. Operacionais (R\$ Milhões)	133.975	6%	2,6	18,1	72,2	5,2	3,1	10,3	17,8	51,6
	Encargos Setoriais (R\$ Milhões)	2.062.656	94%	39,7	277,9	1.111,8	79,4	47,6	158,8	274,1	794,1
2	Desp. Operacionais (R\$ Milhões)	2.196.631	100%	42,3	296,0	1.184,0	84,6	50,7	169,1	291,9	845,7
3	Encargos Setoriais (R\$ Milhões)	2.196.631	100%	42,3	296,0	1.184,0	84,6	50,7	169,1	291,9	845,7

Fonte: Elaboração própria

Os preços de cada cenário são calculados a partir da multiplicação do total de emissões (tCO<sub>2</sub>e) pelo valor (R\$/tCO<sub>2</sub>e) definido no cenário. Exemplo: Premissa 2 – Despesas Operacionais – 2.196.631 tCO<sub>2</sub>e x R\$ 19 (preço adotado no cenário 1) / 1 milhão (para transformar a unidade de medida em milhão) = R\$ 42,3 Milhões. Observa-se que apenas a premissa 1 possuiu duas classificações e consequentemente, emissões segmentadas.

## 5.5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A DRE disponibilizada no MPE (Quadro 33) apresenta os impactos da internalização das emissões de GEE no lucro líquido da Coelba a partir de todos os cenários analisados.

Conforme a Aneel (2016d), os custos não gerenciáveis pela distribuidora (Parcela A), classificados nesse estudo como encargos setoriais, são transferidos em sua totalidade ao consumidor final. Eles não geram impacto no resultado da empresa e não são apresentados na DRE.

Quadro 33 - Impactos da internalização das emissões no Lucro Líquido – Todos os cenários

DRE-CENÁRIO 1	C. Base	REGULAMENT.		DESPESAS		CUSTOS	
		PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>(0,0)</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>(0,0)</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.431)	(2,6)	(1.471)	(42,3)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>667</b>	<b>(2,6)</b>	<b>627</b>	<b>(42,3)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	(0,2)	(234)	(0,9)	(233)	(0,0)
IR/CS	(54)	(54)	0,2	(48)	6,5	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido (LL)</b>	<b>382</b>	<b>379</b>	<b>(2,6)</b>	<b>345</b>	<b>(36,76)</b>	<b>382</b>	<b>0,0</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-0,6%</b>		<b>-9,6%</b>		<b>0,0%</b>

DRE-CENÁRIO 2	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
		<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.447)	(18,1)	(1.725)	(296,0)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>651</b>	<b>(18,1)</b>	<b>373,23</b>	<b>(296,0)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	0,6	(234,00)	(0,9)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(53)	1,8	(15,50)	39,0	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>366</b>	<b>(15,7)</b>	<b>124</b>	<b>(258,0)</b>	<b>382</b>	<b>(0,0)</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-4,1%</b>		<b>-67,6%</b>		<b>0,0%</b>

Quadro 33 - Impactos da internalização das emissões no Lucro Líquido – Todos os cenários

DRE-CENÁRIO 3	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.501)	(72,2)	(2.613)	(1.184,0)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>597</b>	<b>(72,2)</b>	<b>(514,77)</b>	<b>(1.184,0)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(234)	(0,7)	(234,00)	(0,9)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(44)	10,1	105,95	160,4	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>319</b>	<b>(62,8)</b>	<b>(643)</b>	<b>(1.024,5)</b>	<b>382</b>	<b>(0,0)</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-16,5%</b>		<b>-268,4%</b>		<b>0,0%</b>

DRE-CENÁRIO 4	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.434)	(5,2)	(1.513)	(84,6)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>664</b>	<b>(5,16)</b>	<b>584,66</b>	<b>(84,6)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	0,1	(234,00)	(0,9)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(54)	0,6	(42,60)	11,9	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>377</b>	<b>(4,46)</b>	<b>308</b>	<b>(73,6)</b>	<b>382</b>	<b>0,0</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-1,2%</b>		<b>-19,3%</b>		<b>0,0%</b>

DRE-CENÁRIO 5	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.432)	(3,1)	(1.479)	(50,7)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>666</b>	<b>(3,1)</b>	<b>618,49</b>	<b>(50,7)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	(0,1)	(235,00)	(1,9)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(54)	0,5	(46,01)	8,5	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>379</b>	<b>(2,7)</b>	<b>337</b>	<b>(44,2)</b>	<b>382</b>	<b>0,0</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-0,7%</b>		<b>-11,6%</b>		<b>0,0%</b>

DRE-CENÁRIO 6	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.439)	(10,3)	(1.598)	(169,1)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>659</b>	<b>(10,3)</b>	<b>500,09</b>	<b>(169,1)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	0,6	(233,50)	(0,4)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(54)	0,8	(32,00)	22,5	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>373</b>	<b>(9,0)</b>	<b>235</b>	<b>(147,1)</b>	<b>382</b>	<b>0,0</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-2,4%</b>		<b>-38,5%</b>		<b>0,0%</b>

DRE-CENÁRIO 7	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.446)	(17,8)	(1.721)	(291,9)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>651</b>	<b>(17,8)</b>	<b>377,29</b>	<b>(291,9)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	0,5	(234,00)	(0,9)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(53)	1,8	(15,00)	39,5	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>366</b>	<b>(15,5)</b>	<b>128</b>	<b>(253,4)</b>	<b>382</b>	<b>0,0</b>

DRE-CENÁRIO 8	C. Base	PREMISSA 1		PREMISSA 2		PREMISSA 3	
		R\$ MM	PREM1 x Base	R\$ MM	PREM2 x Base	R\$ MM	PREM3 x Base
<b>Receita Líquida</b>	<b>5.499</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>	<b>5.499</b>	<b>0,0</b>
(-) Custos Compra Energia	(3.401)	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0	(3.401)	0,0
<b>(=) Lucro Bruto</b>	<b>2.098</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>	<b>2.098</b>	<b>0,0</b>
Despesas Operacionais	(1.429)	(1.480)	(51,6)	(2.274)	(845,7)	(1.429)	0,0
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>669</b>	<b>618</b>	<b>(51,6)</b>	<b>(176,48)</b>	<b>(845,7)</b>	<b>669</b>	<b>0,0</b>
Resultado Financeiro	(233)	(233)	0,6	(234,00)	(0,9)	(233)	0,0
IR/CS	(54)	(48)	6,3	56,30	110,8	(54)	0,0
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>382</b>	<b>337</b>	<b>(44,7)</b>	<b>(354)</b>	<b>(735,9)</b>	<b>382</b>	<b>0,0</b>
<b>Desvio em % do Lucro Líquido</b>			<b>-11,7%</b>		<b>-192,8%</b>		<b>0,0%</b>

Fonte: Elaboração própria

Considerando o Cenário 1 para analisar os resultados, as emissões internalizadas nas premissas 1 e 2 (ver Quadro 32), como despesas operacionais sob a responsabilidade da empresa, correspondente aos valores de R\$ 2,6 milhões e R\$ 42,3 milhões respectivamente, provocaram uma redução no lucro líquido de R\$ 2,6 milhões e R\$ 36,76 milhões (Quadro 33

– cenário 1). Já as emissões internalizadas na premissa 3 foram classificadas como responsabilidade do consumidor e não geraram nenhum impacto no resultado da empresa.

O Quadro 34 ilustra o cálculo do IRT, conforme estabelecido pela Aneel (2016d). A demonstração exibe os impactos da internalização das emissões de GEE na tarifa de energia elétrica. Nesse caso, são demonstradas apenas as emissões classificadas como encargos setoriais, sob a responsabilidade do consumidor. Assim como na DRE, também será utilizado o cenário 1 para análise da demonstração.

O valor de referência do último reajuste (RA0) mantém-se igual. Entretanto, a RA1 é alterada em consequência da internalização das emissões classificadas como encargo setorial de energia nas premissas 1 e 3, correspondente a de R\$ 39,7 milhões e R\$ 42,3 milhões, respectivamente.

O IRT expõe os impactos no reajuste da tarifa de energia, sendo de 0,80% na premissa 1 e 0,85% na premissa 3. Com esses reajustes, uma tarifa média que antes era de 335 R\$/MWh, passa ser cobrada ao preço de 337,50 R\$/MWh e 337,6 R\$/MWh, sucessivamente, considerando o cenário 1.

Ressalta-se que a tarifa média considera todas as classes atendidas pela distribuidora de energia. A tarifa média nacional em 2017 era de R\$ 421,95 R\$/MWh. Cada distribuidora possui uma tarifa relacionada ao mix de consumidores, área de concessão, entre outros atributos.

Quadro 34 - Impactos da internalização das emissões na Tarifa de Energia Elétrica – Todos os cenários

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 1	C. Base	REGULAMENT.			DESPESAS			CUSTOS		
		PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)			
RA1 (R\$)	6.020	6.060	39,7	0,7%	6.020	-	0%	6.062	42,3	0,7%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	22,5%	0,0	0,80%	21,7%	0	0,0%	22,5%	0,0	0,85%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	337,5	2,7	0,80%	335	0,00	0,0%	337,6	2,9	0,85%

Quadro 35 - Impactos da internalização das emissões na Tarifa de Energia Elétrica – Todos os cenários

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 2	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	6.298	277,9	4,6%	6.020	-	0%	6.316	296,0	4,9%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	27,3%	0,1	5,6%	21,7%	0	0,0%	27,7%	0,1	6,0%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	353,6	18,8	5,6%	335	0,00	0,0%	354,8	20,0	6,0%

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 3	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	7.132	1.111,8	18,5%	6.020	-	0%	7.204	1.184,0	19,7%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	44,2%	0,2	22,5%	21,7%	0	0,0%	45,6%	0,2	23,9%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	410,0	75,2	22,5%	335	0,00	0,0%	414,9	80,1	23,9%

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 4	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	6.099	79,4	1,32%	6.020	-	0%	6.104	84,6	1,40%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,00%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	23,3%	0,0	1,61%	21,7%	0	0,0%	23,4%	0,0	1,71%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	340,2	5,4	1,61%	335	0,00	0,0%	340,5	5,7	1,71%

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 5	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	6.068	47,6	0,79%	6.020	-	0%	6.071	50,7	0,84%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,00%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,00%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	22,7%	0,0	0,96%	21,7%	0	0,0%	22,7%	0,0	1,03%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	338,0	3,2	0,96%	335	0,00	0,0%	338,2	3,4	1,03%

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 6	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	6.179	158,8	2,6%	6.020	-	0%	6.189	169,1	2,8%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	24,9%	0,0	3,2%	21,7%	0	0,0%	25,1%	0,0	3,4%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	345,5	10,7	3,2%	335	0,00	0,0%	346,2	11,4	3,4%

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 7	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	6.294	274,1	4,6%	6.020	-	0%	6.312	291,9	4,8%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	27,2%	0,1	5,5%	21,7%	0	0,0%	27,6%	0,1	5,9%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	353,3	18,6	5,5%	335	0,00	0,0%	354,5	19,8	5,9%

Quadro 36 - Impactos da internalização das emissões na Tarifa de Energia Elétrica – Todos os cenários

REAJUSTE TARIFÁRIO- CENÁRIO 8	C. Base	PREMISSA 1			PREMISSA 2			PREMISSA 3		
		REF	PREMI x Base		REF	PREM2 x Base		REF	PREM3 x Base	
			Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)		Desvio (R\$)	Desvio (%)
RA1 (R\$)	6.020	6.814	794,1	13,2%	6.020	-	0%	6.866	845,7	14,0%
RA0 (R\$)	4.947	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%	4.947	-	0,0%
IRT = RA1 / RA0 (%)	21,7%	37,7%	0,2	16,1%	21,7%	0	0,0%	38,8%	0,2	17,1%
Tarifa média de venda (R\$/MWh)	335	388,5	53,7	16,1%	335	0,00	0,0%	392,0	57,2	17,1%

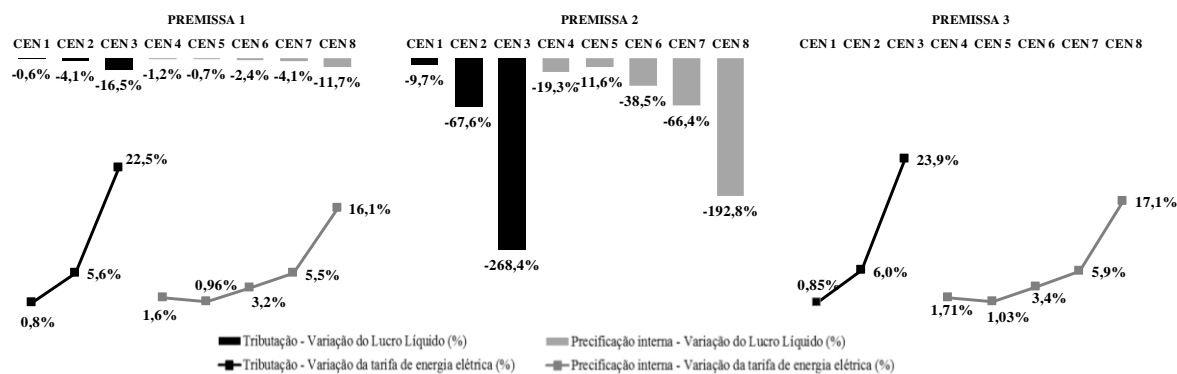
Fonte: Elaboração própria

Os impactos detectados no lucro líquido (na premissa 2) e na tarifa de energia elétrica (na premissa 3) são consequências da responsabilização de apenas um dos agentes (empresa ou consumidor final). Essa prática de responsabilização total foi identificada no Estado de Ohio, que permite o repasse total dos custos de adequação aos padrões de emissões definidos no país pelas empresas de eletricidade aos usuários finais (RAHMAN; EDWARDS, 2004). Salienta-se que não foram identificados estudos que consideram a responsabilidade total da empresa.

Barrett et al. (2011) apontam que um sistema integrado de contabilidade de carbono de produção-consumo é fundamental para o desenvolvimento de políticas de baixo carbono. Rahman e Edwards (2004) também defendem uma responsabilidade intermediária por seguir princípios de justiça na distribuição de custos externos. Essas características podem ser identificadas na Premissa 1, onde os custos são compartilhados entre empresa e consumidor final, gerando impacto tanto no lucro líquido (Quadro 33) como na tarifa de energia elétrica (Quadro 34).

As variações identificadas no lucro líquido da Coelba e na tarifa de energia elétrica de todos os cenários das internalizações realizadas nesse estudo são demonstradas na Figura 62.

Figura 62 - Variação lucro líquido x tarifa de energia



Fonte: Elaboração própria

As premissas 1 e 3 exibem resultados parecidos quanto ao impacto na tarifa de energia elétrica, pois a classificação das emissões também é análoga. As variações são mais perceptíveis nos cenários com maiores valores internalizados, a exemplo do cenário 3. A Premissa 1 possui fontes de emissão classificadas como despesas operacionais, entretanto, 94% delas são classificadas como encargos setoriais.

Apesar da premissa 1 utilizar a responsabilização compartilhada entre empresa e consumidor, o ponto de partida para a sua classificação foi a regulação do setor elétrico brasileiro. Atualmente, os maiores custos de uma distribuidora de energia elétrica são repassados para o consumidor final (ANEEL, 2016d).

A premissa 2 exhibe apenas as variações no lucro líquido da Coelba, pois todas as emissões foram classificadas como despesas operacionais.

Os resultados gerais mostram uma redução no lucro líquido da empresa entre 0,6 e 268,4%, quando as emissões são classificadas como despesas operacionais e um acréscimo na tarifa de energia elétrica entre 0,8 e 23,9%, quando as emissões são classificadas como encargo setorial de energia.

Isso indica que a penalidade financeira imposta pelos sistemas de precificação é bem-sucedida como um incentivo para reduzir ou eliminar as emissões de carbono (Gibson, et al., 2015).

Os desvios detectados entre os cenários são semelhantes às diferenças de valores adotados nos mecanismos de precificação, seja voluntariamente ou mandatário (CDP, 2017; VIVID ECONOMICS, 2017; WORLD BANK; ECOFYS, 2017).

De forma similar, Ang, Toper e Gambhir (2016) detectaram que as políticas de energia e mudanças climáticas do Reino Unido adicionaram 33% à fatura de eletricidade em 2013, com uma previsão de aumento para 46% em 2020. Por outro lado, Silva Freitas et al. (2016) e Rahmana e Edwards (2014) alertam que este aumento tem um impacto maior para famílias de renda inferior devido à representatividade do preço pago pela energia elétrica no total dos gastos familiares e por isso, é importante que sejam adotadas medidas compensatórias.

Em relação ao impacto para as empresas que realizam a internalização, o *Committee on Climate Change* (2013) estima que as políticas de energia e mudança climática poderiam reduzir os lucros totais das indústrias de eletricidade intensiva em £ 150 milhões a £ 600



milhões em 2020. No entanto, destaca que os riscos são gerenciáveis e os impactos no lucro são proporcionais às medidas de mitigação de GEE adotadas pelas empresas.

De fato, Okereke (2017) destaca que algumas empresas obtiveram bons resultados após a implantação de programas de gerenciamento de carbono. A exemplo da Shell que alcançou uma economia anual de cerca de US \$ 60 milhões, a Alliance Boots que reduziu em 10% os custos com energia e a Aviva que reduziu em 11% o consumo de papel.

Enquanto a Figura 62 exhibe as variações específicas de cada valor internalizado, o Quadro 37 identifica o padrão existente nessas variações. Essa é uma perspectiva mais gerencial que pode ser utilizada por empresas e governos para a tomada de decisão.

Quadro 37 - Impactos das internalizações

PREMISSA	CLASSIFICAÇÃO	CEN 1 (R\$ 19)	CEN 2 (R\$ 135)	CEN 3 (R\$ 539)	CEN 4 (R\$ 39)	CEN 5 (R\$ 23)	CEN 6 (R\$ 77)	CEN 7 (R\$ 133)	CEN 8 (R\$ 385)
PREMISSA 1	Despesas (R\$ Milhões)	2,6	18,1	72,2	5,2	3,1	10,3	17,8	51,6
	Redução no LL (%)	-0,6	-4,1	-16,5	-1,2	-0,7	-2,4	-4,1	-11,7
	<b>Impacto no LL (R\$ MM / %)</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>
	<b>Impacto no LL (R\$ carbono / %)</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,7</b>
	Custo de energia (R\$ Milhões)	39,7	277,9	1.111,8	79,4	47,6	158,8	274,1	794,1
	Aumento na tarifa (%)	0,8	5,6	22,5	1,6	1,0	3,2	5,5	16,1
	<b>Impacto na tarifa (R\$ MM / %)</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>
	<b>Impacto na tarifa (R\$ carbono / %)</b>	<b>24,0</b>	<b>24,0</b>	<b>24,0</b>	<b>24,0</b>	<b>23,9</b>	<b>24,0</b>	<b>24,0</b>	<b>24,0</b>
PREMISSA 2	Despesas (R\$ Milhões)	42,3	296,0	1.184,0	84,6	50,7	169,1	291,9	845,7
	Redução no LL (%)	-9,7	-67,6	-268,4	-19,3	-11,6	-38,5	-66,4	-192,8
	<b>Impacto no LL (R\$ MM / %)</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>	<b>-4,4</b>
	<b>Impacto no LL (R\$ carbono / %)</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>-2,0</b>
PREMISSA 3	Custo de energia (R\$ Milhões)	42,3	296,0	1.184,0	84,6	50,7	169,1	291,9	845,7
	Aumento na tarifa (%)	0,9	6,0	23,9	1,7	1,0	3,4	5,9	17,1
	<b>Impacto na tarifa (R\$ MM / %)</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>49</b>
	<b>Impacto na tarifa (R\$ carbono / %)</b>	<b>22,5</b>	<b>22,5</b>	<b>22,5</b>	<b>22,5</b>	<b>22,4</b>	<b>22,5</b>	<b>22,5</b>	<b>22,5</b>

Fonte: Elaboração própria

O índice R\$ MM / % apresenta o valor a ser internalizado para gerar um impacto de 1% no lucro líquido e também na tarifa de energia elétrica.

Para cada R\$ 4,4 MM sob a responsabilidade da empresa, o lucro líquido é reduzido em 1% (premissas 1 e 2). Para cada R\$ 49 MM internalizado sob a responsabilidade do consumidor final, a tarifa de energia elétrica aumenta 1% (premissas 1 e 3).

O segundo índice (R\$ carbono / %) apresenta o valor a ser internalizado para ter um reflexo de 1% no lucro líquido e na tarifa de energia elétrica.

Premissa 1 - Quando o preço do carbono é de R\$ 32,7, o lucro líquido diminui 1%, e quando o preço do carbono é de R\$ 24,00, a tarifa de energia aumenta em 1%;

Premissa 2 – Quando o preço do carbono é de R\$ 2,00, o lucro líquido diminui em 1%;

- Premissa 3: Quando o preço do carbono é de R\$ 22,50, a tarifa de energia aumenta em 1%.

- As premissas 1 e 3 tiveram resultados semelhantes em relação ao impacto na tarifa de energia, uma vez que a classificação das emissões também foi semelhante. 96% das emissões de carbono são classificadas como responsabilidade do consumidor final na Premissa 1 e somente 4% como responsabilidade da empresa.

É importante salientar, que a premissa 1 não retrata os mesmos índices, pois segue a mesma proporção de classificação das emissões, conforme Quadro 32. Assim, o impacto no lucro líquido será de 6% do impacto apresentado na premissa 2 e o impacto na tarifa será de 94% do apresentado na premissa 3, como demonstra

Quadro 38 – Análise do índice (% / R\$ carbono) na premissa 1

Classificação / impacto Premissa 1	tCO <sub>2</sub> e	%	Premissas	Impacto no LL	%	Premissas	Impacto na tarifa	%
Desp. Operacional / LL	133.975	6%	Premissa 1	-32,70		Premissa 1	24,0	
Encargos sociais / Tarifa	2.062.656	94%	Premissa 2	-2,0	6%	Premissa 3	22,5	94%
<b>Total</b>	<b>2.196.631</b>	<b>100%</b>						

Fonte: elaboração própria

As análises realizadas neste estudo consideram apenas a internalização das emissões de GEE dentro de um cenário estático. Entretanto, outras variáveis podem ser consideradas, como a alteração no padrão de consumo devido às mudanças climáticas, avaliada Pilli-Sihvola, Aatola, Ollikainen e Tuomenvirta (2010), o impacto desse padrão de consumo na tarifa de energia elétrica (DESCHÊNES; GREENSTONE, 2011) e a influência de eventos climáticos nos resultados econômicos (DELL; JONES; OLKEN, 2014).

Ao quantificar o efeito da mudança climática nos gastos com eletricidade em Massachusetts, Véliz et al. (2017) detectou que o aumento do preço da energia elétrica impacta diretamente o consumo pelo usuário final e estimula a gestão pelo lado da demanda. Esse estudo demonstra a importância das medidas adotadas pela Aneel (2017d) e pelo MME (2017) referente ao processo de conscientização e avanço para um modelo do setor elétrico

brasileiro que permite mais autonomia de escolha e gerenciamento do consumo por parte do consumidor.

Pelo viés da empresa, foram considerados os impactos no lucro líquido a partir da compensação total das emissões. No entanto, as empresas têm a opção de adotar iniciativas de mitigação e compensar apenas o excedente (AZEVEDO et al., 2017; CDP, 2015).

O Quadro 39 apresenta os impactos no lucro líquido e na tarifa de energia elétrica em um cenário de compensação de apenas uma parte das emissões geradas. Nesse caso, considera-se que a empresa adotou medidas de mitigação que reduziram as emissões.

A partir do cenário 1 foi considerada a redução de 1%, 5% e 10% das emissões geradas. Os resultados demonstram que o impacto é proporcional ao percentual de redução. Pode-se citar a premissa 2 que possui uma redução no lucro líquido de 8,7% a partir da internalização total das emissões. Com a redução de 10% das emissões, a redução no lucro líquido cai para 8,7%, ou seja, uma redução dos mesmos 10%  $[(8,7 / 9,7) - 1]$ .

Quadro 39 - Impactos da internalização parcial das emissões

PREMISSA	CLASSIFICAÇÃO	tCO2e	CENÁRIO 1 (R\$ 19)	tCO2 (mitigando 1%)	Mitigando 1% (R\$ 13)	tCO2 (mitigando 5%)	Mitigando 5% (R\$ 13)	tCO2 (mitigando 10%)	Mitigando 10% (R\$ 13)
PREMISSA 1	Desp. Operacionais (R\$ Milhões)	133.975	2,6	132.635	2,6	127.276	2,5	120.578	2,3
	Redução no LL (%)		-0,59		-0,58		-0,56		-0,53
	<b>Desvio dos impactos (%)</b>				<b>-1,1</b>		<b>-5,0</b>		<b>-10,0</b>
	Encargos Setoriais (R\$ Milhões)	2.062.656	39,7	2.042.029	39,3	1.959.523	37,7	1.856.390	35,7
	Aumento na tarifa (%)		0,80		0,79		0,76		0,72
	<b>Desvio</b>				<b>-1,1</b>		<b>-5,0</b>		<b>-10,0</b>
PREMISSA 2	Desp. Operacionais (R\$ Milhões)	2.196.631	42,3	2.174.665	41,8	2.086.799	40,1	1.976.968	38,0
	Redução no LL (%)		-9,7		-9,5		-9,2		-8,7
	<b>Desvio</b>				<b>-1,1</b>		<b>-5,0</b>		<b>-10,0</b>
PREMISSA 3	Encargos Setoriais (R\$ Milhões)	2.196.631	42,3	2.174.665	41,9	2.086.799	40,2	1.976.968	38,1
	Aumento na tarifa (%)		0,85		0,84		0,81		0,77
	<b>Desvio</b>				<b>-1,1</b>		<b>-5,0</b>		<b>-10,0</b>

Fonte: Elaboração própria

Considerando os cenários e premissas assumidas nesse estudo, tanto a empresa quanto o consumidor final tendem a ser responsabilizados pelas externalidades associadas às emissões de GEE. Salienta-se, entretanto, que a empresa não possui autonomia de repassar nenhum custo adicional ao consumidor final, devendo seguir os procedimentos definidos pela Aneel (2016e). Porém, pode antecipar-se à futuras regulações, através da adoção da precificação interna das emissões sob a sua responsabilidade (FGV; EPC, 2016; NARASSIMHAN et al, 2017).

Neste ponto, Matsumura, Prakash e Vera-Muñoz (2014) faz uma análise interessante com dados divulgados pelas S&P 500 (EUA) no CDP entre 2006-2008. As empresas que

gerem e divulgam as suas emissões possuem uma aparente desvantagem com uma redução média de US \$ 212.000 em seu valor. Em contrapartida, também se observou que o valor mediano de empresas que divulgam suas emissões de carbono é de cerca de US \$ 2,3 bilhões maior de empresas comparáveis não divulgadas.

## 5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo objetivou internalizar os custos/despesas referentes às emissões de GEE a partir da precificação do carbono e avaliar os impactos no resultado econômico de uma distribuidora de energia elétrica brasileira e na tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor final. As emissões de GEE geradas pela Coelba foram classificadas seguindo o princípio do poluidor-pagador a partir da responsabilização unilateral (empresa ou consumidor) e responsabilização compartilhada (empresa e consumidor). Também foram utilizados alguns preços de carbono de mecanismos de precificação mandatória e voluntária para a internalização das emissões adotando o MPE utilizado pela empresa.

Os resultados mostram uma queda de 1% no lucro líquido para cada R\$ 2,00 no preço do carbono internalizado sob a responsabilidade da empresa ou se a empresa internalizar R\$ 4,4 milhões como despesa operacional e um aumento de 1% na tarifa de energia para cada R\$ 22,50 no preço do carbono internalizado sob a responsabilidade do consumidor final ou se a empresa internalizar R\$ 49 milhões como encargo setorial. Apesar das simulações adotarem como premissa a maior responsabilização para os consumidores, os impactos identificados são diluídos entre todos eles. Assim sendo, o aumento na tarifa será mais perceptível para os maiores consumos.

A depender dos preços de carbono que serão adotados, e conseqüentemente dos valores que serão internalizados, os impactos econômico-financeiros podem ser significativos tanto para a empresa como para o consumidor final.

Esses resultados são um alerta sobre a necessidade das distribuidoras de energia fazerem a gestão do carbono, mesmo sem a obrigatoriedade, e se antecipar a futuras regulações com a adoção de precificação voluntária. Essa afirmativa considera o cenário brasileiro: a) país em desenvolvimento com metas de redução de GEE arrojadas e assumidas no Acordo de Paris; b) país que tem adotado medidas no setor elétrico para que o consumidor

final tenha autonomia de controle do seu consumo; c) país que ainda não se posicionou quanto a implantação de mecanismos de precificação, mas tem evoluído nas discussões e tratamento do tema.

É importante que as empresas busquem através da governança corporativa responder de forma proativa quanto à impactos e riscos das emissões de GEE. Para isso, um dos caminhos é que o modelo de planejamento econômico-financeiro adotado contemple uma variante de emissões, como demonstrado nesse estudo. Atualmente, a análise de risco das emissões é utilizada para a seleção de investimentos e dessa forma não possui uma visão sistêmica que considere outros impactos para a empresa.

Pelo viés do consumidor, é fundamental que já sejam utilizados os mecanismos de gerenciamento da demanda disponibilizados pelo setor elétrico, a fim identificar o padrão de consumo e poder se adequar às futuras regulações e prováveis alterações das tarifas de energia.

Pela perspectiva do Governo, é necessária a análise dos impactos da adoção de uma política de precificação, tanto para o meio ambiente quanto para a sociedade, para que a sua implementação alcance a redução das emissões de GEE e seja justa para a nação.

Ainda que este estudo não demonstre uma correlação entre os impactos gerados para o consumidor final e para a empresa, vale ressaltar que o aumento na tarifa de energia elétrica também gera implicações para a empresa. Atualmente o Brasil possui 12% (aproximadamente 8 milhões) dos consumidores residenciais classificados como baixa renda, podendo alcançar percentuais maiores, a exemplo da Coelba com 22%. Esses clientes possuem uma renda mensal familiar per capita de até R\$ 477 (meio salário mínimo nacional) e se beneficiam de uma tarifa de energia reduzida subsidiada pelos demais consumidores, a partir de um encargo setorial. Entretanto, a renda média familiar per capita brasileira é de R\$ 1.268, com destaque para o estado da Bahia com a renda de R\$ 862. Como a maior parte dos países em desenvolvimento, o Brasil possui uma grande concentração de renda.

Diante deste cenário, em que o aumento na tarifa de energia elétrica impacta principalmente os consumidores com menores rendas, é esperado que as empresas tenham algum impacto em indicadores operacionais, como perdas comerciais e inadimplência.

Os indicadores de perdas e inadimplência impactam diretamente a tarifa de energia elétrica e o resultado econômico da empresa e, nesse sentido, surge uma preocupação

adicional quanto à definição de uma política de precificação. Tal questionamento mostra a importância do debate sobre a adoção de medidas que viabilizem a transição para uma economia de baixo carbono no país associada a medidas tributárias compensatórias, principalmente para a população mais carente.

Este estudo traz uma contribuição importante para o setor elétrico, visto que não foram identificadas pesquisas que apresentem a internalização de um preço de carbono de forma estruturada e gerencial para identificar os impactos existentes para a empresa e para a sociedade. Dessa forma, o método apresentado pode ser utilizado por outras empresas no setor elétrico que possuem interesse em adotar a precificação interna.

Embora o presente estudo amplie o conhecimento sobre os impactos da adoção do mecanismo de precificação interna de carbono, seus resultados devem ser vistos no contexto de suas limitações. As simulações realizadas consideraram preços selecionados a partir de critérios estabelecidos pelo autor. Preços diferentes também geram impactos diferentes para a empresa e consumidor final. Entretanto, os resultados aqui apresentados na perspectiva gerencial equalizam os impactos independente dos valores utilizados.

Além disto, as premissas adotadas, apesar de considerarem cenários bem distintos, ainda podem ser diferentes de um cenário de precificação adotado futuramente. Destaca-se, também, o modelo de planejamento empresarial empregado para realizar as simulações, que apesar de atender ao modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, pode possuir premissas econômicas e financeiras próprias da Coelba. Por fim, deve ser ressaltado que todos os resultados expostos consideraram a internalização das emissões em sua totalidade. Todavia, o pagamento de taxas, precificação interna ou outras iniciativas de compensação de emissões, devem considerar apenas as emissões que não puderam ser evitadas pela empresa através de iniciativas de mitigação.

Diante deste cenário, sugere-se que pesquisas futuras ampliem a análise da precificação de carbono além da compensação e considerem outras variantes:

- 1) Alteração do padrão de consumo. Alguns estudos já demonstram que as mudanças climáticas por si tendem a alterar esse padrão. Outro aspecto que influenciará é a futura gestão do consumo por parte do usuário final de energia, a partir da implementação das atuais propostas da Aneel e do MME. Portanto, é importante analisar a correlação da mudança do padrão de consumo com a tarifa de energia elétrica.

2) Custo-benefício da alocação de recursos para iniciativas de redução de GEE. Essa é uma variante fundamental para que as empresas possam optar entre a mitigação e compensação das emissões. Nesse ponto, devem ser considerados os impactos a curto e médio prazo, visto que, muitas vezes, a implantação de ações de mitigação pode gerar uma despesa adicional em um ano, mas ter impactos positivos em anos posteriores.

3) Correlação entre os impactos gerados para a empresa e para o consumidor final. Mesmo em um cenário de responsabilidade total do consumidor, a empresa terá impactos indiretos. Assim sendo, torna-se essencial analisar a correlação existente entre a adoção da precificação do carbono e os possíveis impactos em indicadores operacionais, comerciais, entre outros.

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS

O aumento da população mundial e conseqüentemente da produção de energia contribuiu para que as emissões de GEE relacionadas à matriz elétrica, mundial e brasileira, tivessem um grande incremento desde os anos 90. Alguns estudos projetam que com o aumento da demanda por eletricidade, as emissões nos países em desenvolvimento corresponderão a mais da metade das emissões globais em 2030. Dessa forma, o setor elétrico é considerado como um dos principais atores da mudança do clima global. Além disso, enfrenta múltiplas ameaças, principalmente devido a fenômenos meteorológicos extremos e do aumento da pressão sobre os recursos hídricos.

Diante desse cenário, vem aumentando a pressão para que empresas do setor elétrico adotem ações para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e relatem seus esforços e desempenho de ações estratégicas ao enfrentamento das mudanças climáticas. O IPCC alerta que para enfrentar o desafio da mudança climática será necessário utilizar a energia elétrica de forma mais eficiente, assim como promover a descarbonização do setor elétrico.

Entretanto, alguns autores demonstram que as políticas de descarbonização do setor elétrico podem influenciar no aumento do preço da energia elétrica. Em contrapartida, há estudos que evidenciam a disposição dos consumidores em pagar mais pela energia elétrica em decorrência da adoção de políticas para mitigar as mudanças climáticas.

Diante desse contexto, esta pesquisa foi orientada pela necessidade de demonstrar os impactos derivados da internalização das emissões de GEE de uma distribuidora de energia elétrica no resultado econômico da empresa e na tarifa de energia elétrica. Para tanto, realizou-se uma pesquisa teórica sobre inventário de GEE, medidas de mitigação, além de uma pesquisa empírica na Companhia de Energia Elétrica do Estado da Bahia (Coelba).

A partir do referencial teórico e das informações coletadas na Coelba, foi possível elaborar o inventário de GEE da empresa com o detalhamento das fontes de emissões de uma distribuidora de energia elétrica. Apesar da Coelba não possuir controle dos dados para a realização de todos os cálculos, a pesquisa demonstrou que é possível adotar mecanismos



simples de controle para consolidação das informações necessárias.

O inventário de GEE é uma ferramenta essencial de apoio que fornece uma visão quantitativa das emissões efetuadas por países, regiões, cidades, empresas ou qualquer outra organização. Ele demonstra o perfil das emissões e dá subsídios para que uma organização possa estabelecer estratégias, planos e metas para redução e gestão das emissões de GEE.

A análise documental de relatórios públicos de empresas do setor elétrico permitiu a identificação de ações de mitigações adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras e internacionais. Essas ações podem ser replicadas à Coelba, a partir de uma análise de custo x benefício que deve ser realizada pela empresa. Ressalta-se, entretanto, que existem diversas ações que não demandam tantos recursos financeiros, mas que possuem grande impacto, principalmente no processo de mudança cultural da empresa.

Outro mecanismo, amplamente utilizado para a mitigação das alterações climáticas, e que tem ganhado impulso nos últimos anos, principalmente após o Acordo de Paris, é a precificação de carbono. Aproximadamente 20% das emissões globais de gases de efeito estufa estão, atualmente, cobertas por algum mecanismo de precificação. Também cresce o número de empresas, que de forma voluntária, adotam um preço interno para o carbono, utilizando-o em sua gestão de riscos e oportunidades.

O princípio do poluidor-pagador baseia a precificação de carbono a partir da internalização de um custo gerado pela externalidade negativa e responsabilização das emissões de forma compartilhada pela empresa e pelos consumidores finais ou assumida por uma das partes.

Nesse sentido, o modelo de planejamento empresarial da Coelba foi parametrizado para inserir as emissões de GEE como uma variante e simular os impactos no resultado da empresa e na tarifa de energia elétrica do consumidor final, a partir de premissas de responsabilização compartilhada e unilateral.

Apesar de não existir exigência legal para a adoção da precificação interna de carbono, essa prática pode ser utilizada pela empresa como apoio no processo de gestão. Ela auxilia a análise de riscos associados aos investimentos, a análise de custo x benefício para adoção de ações de mitigação ou compensações, e, principalmente, na compreensão do custo total ou do preço real dos produtos e serviços. Além de ser uma prática de adequação e antecipação à futuras regulações.

Ressalta-se, dessa forma, que a utilização da precificação interna, por ser uma ação voluntária, não pressupõe o pagamento de um tributo. A tributação é um mecanismo mandatário derivado de uma política pública.

Esta pesquisa apresenta como contribuição a identificação de variáveis que devem ser consideradas no processo de gestão de emissões de GEE de uma empresa. Dentre elas a identificação das principais fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica.

A pesquisa apresentou a elaboração processual de um inventário de GEE customizado para uma distribuidora de energia elétrica. O inventário construído para a Coelba contempla todas as fontes de emissão relacionadas ao segmento e é mais completo do que os inventários de empresas do setor elétrico de empresas nacionais e internacionais.

Outra contribuição importante desse trabalho foi a demonstração da internalização de um preço de carbono de forma estruturada e gerencial com a finalidade de identificar os impactos existentes para a empresa e para a sociedade.

Os próximos itens apresentarão um resumo de cada estudo, apresentado nesta tese em formato de capítulos.

## 6.1 INICIATIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO PARA ENFRENTAR AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS

Tabela 34 – Resumo estudo 1

Pergunta	Quais as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para enfrentar as mudanças climáticas e quais as empresas com maior engajamento?
Objetivo específico 1	Identificar as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para enfrentar as mudanças climáticas e as empresas com maior engajamento.
Conclusões	1. Dentre as iniciativas adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, destacam-se a participação no CDP, EPC, IEC, além de adesão a P&Ds estratégicos da Aneel e adoção de precificação interna do carbono; 2. Das 31 distribuidoras analisadas, apenas 9 adotam 4 ou mais iniciativas das 5 selecionadas.
Limitações	1. Classificação das empresas com maior engajamento de forma linear, sem considerar tempo de adesão e periodicidade em cada iniciativa. 2. Inexistência de análise documental para identificar as propostas das empresas.
Recomendações Práticas	Utilizar uma das empresas com maior engajamento como <i>benchmarking</i> para a realização do inventário de GEE.

Recomendações Teóricas	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Detalhar as emissões de GEE de cada distribuidora que elabora o inventário de GEE;</li> <li>2. Verificar como as empresas que adotam a precificação interna de carbono associam ao seu <i>business plan</i>.</li> </ol>
------------------------	---

Fonte: Elaboração própria

## 6.2 CONSTRUÇÃO DE INVENTÁRIO DE GÁS EFEITO ESTUFA PARA A COELBA E COMPARAÇÃO COM OUTRAS DISTRIBUIDORAS

Tabela 35 – Resumo estudo 2

Pergunta	Quais as maiores fontes de emissão de uma distribuidora de energia elétrica?
Objetivo específico 2	Elaborar inventário de GEE para a Coelba e comparar com inventários de GEE de distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais
Conclusões	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mais de 90% das emissões de uma distribuidora de energia elétrica referem-se às perdas técnicas de energia e a distribuição de energia elétrica;</li> <li>2. As empresas não calculam e divulgam todas as suas fontes de emissão.</li> </ol>
Limitações	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ausência de detalhamento dos cálculos das estimativas de emissões de cada empresa;</li> <li>2. Ausência do cálculo da incerteza da estimativa das emissões.</li> </ol>
Recomendações Práticas para a Coelba	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Elaborar um sistema de informações necessário para o aprimoramento do inventário de GEE e controle dos dados utilizados nos cálculos;</li> <li>2. Adotar estratégia de redução das emissões causadas pelas perdas técnicas e demais fontes.</li> </ol>
Recomendações Teóricas	Verificar as ações adotadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras e internacionais para mitigar as emissões geradas em suas atividades

Fonte: Elaboração própria

## 6.3 AÇÕES ESTRATÉGICAS DE MITIGAÇÃO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO SETOR ELÉTRICO: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS

Tabela 366 – Resumo estudo 3

Pergunta	O contexto institucional de um país influencia na adoção de ações estratégicas de enfrentamento das mudanças climáticas por parte de uma determinada empresa?
Objetivo específico 3	Mapear e comparar ações de mitigação adotadas por distribuidoras de energia elétrica nacionais e internacionais
Conclusões	O contexto institucional do país não é predominante na definição e adoção de estratégias de mitigação por parte das empresas. Estas podem atuar como agentes de mudança de um <i>status quo</i> institucional estabelecido.

Limitações	Ausência de dados primários da Iberdrola e das demais distribuidoras de energia brasileiras.
Recomendações Práticas para a Coelba	Utilizar a Iberdrola e a CPFL como benchmarking para a adoção de ações de mitigação das mudanças climáticas ainda não implementadas.
Recomendações Teóricas	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Atualizar o histórico de ações de mitigação das mudanças climáticas adotadas pela Coelba e por outras distribuidoras de energia que tiverem alterações recentes na composição acionária;</li> <li>2. Coletar dados primários da Iberdrola e de distribuidoras de energia brasileiras;</li> <li>3. Correlacionar as ações de mitigação das demais distribuidoras de energia elétrica brasileiras com as ações adotadas pelo principal acionista.</li> </ol>

Fonte: Elaboração própria

## 6.4 IMPACTOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NA COELBA

Tabela 377 – Resumo estudo 4

Pergunta	Qual o impacto da adoção de precificação interna para uma distribuidora de energia elétrica brasileira e para o consumidor final?
Objetivo geral	Internalizar os custos/despesas referentes às emissões de GEE a partir da precificação do carbono e avaliar os impactos no resultado econômico de uma distribuidora de energia elétrica brasileira e na tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor final
Conclusões	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para cada R\$ 4,4 MM sob a responsabilidade da empresa, o lucro líquido é reduzido em 1%. Para cada R\$ 49 MM internalizado sob a responsabilidade do consumidor final, a tarifa de energia elétrica aumenta 1%;</li> <li>2. As premissas demonstraram que: <ul style="list-style-type: none"> <li>Premissa 1 - Quando o preço do carbono é de R\$ 32,7, o lucro líquido diminui 1%, e quando o preço do carbono é de R\$ 24,00, a tarifa de energia aumenta em 1%;</li> <li>Premissa 2 - Quando o preço do carbono é de R\$ 2,00, o lucro líquido diminui em 1%;</li> <li>Premissa 3 - Quando o preço do carbono é de R\$ 22,50, a tarifa de energia aumenta em 1%.</li> </ul> </li> </ol>
Limitações	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Preços selecionados a partir de critérios estabelecidos pelos pesquisadores;</li> <li>2. Premissas definidas pelo autor;</li> <li>3. Modelo de planejamento empresarial utilizado por uma empresa.</li> </ol>
Recomendações Práticas para a Coelba	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Adotar a precificação interna de carbono em seu <i>business plan</i>;</li> <li>2. Incentivar que os consumidores utilizem os mecanismos de gerenciamento da demanda disponibilizados pelo setor elétrico.</li> </ol>
Recomendações Teóricas	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Analisar a correlação da mudança do padrão de consumo com a tarifa de energia elétrica;</li> <li>2. Avaliar o custo-benefício da alocação de recursos para iniciativas de redução de GEE;</li> <li>3. Estabelecer correlação entre os impactos da precificação interna com indicadores operacionais, comerciais, entre outros</li> </ol>

Fonte: Elaboração própria

Os estudos realizados possuem uma sequência e foram importantes para atingir o objetivo geral proposto para a tese.

Algumas recomendações teóricas propostas nessa tese já foram atendidas no avanço das pesquisas. Todavia, algumas recomendações serão utilizadas como embasamento para estudos futuros, principalmente àquelas associadas à exploração dos impactos da internalização de carbono.

Ressalta-se que todas as recomendações práticas sugeridas para a Coelba, serão formalmente entregues à empresa, de modo que esse trabalho seja utilizado como motivação para melhorias internas e avanço no tema mudanças climáticas.



## 7 REFERÊNCIAS

- ABRADEE, **Visão geral do setor**. 2018. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 05 abr. 2018.
- ABRAMOVAY, R. Innovations to democratize access to energy without increasing emissions. **Ambiente & Sociedade**, 17(3). 2014.
- ADAMAN, F. et al. What determines urban households' willingness to pay for CO2 emission reductions in Turkey: A contingent valuation survey. **Energy Policy**, 39(2), 689-698. 2011.
- ADEME – AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAITRISE DE L'ENERGIE. **BILAN GES: Centre de ressources sur les bilans de gaz à effet de serre**. Disponível em: < <http://bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil> >. Acesso em: 5 fev. 2018.
- AESBRASIL. **Relatório de Sustentabilidade**. 2016. Disponível em:< [http://relatorios2016.aesbrasil.com.br/pdf/aesbrasil/pt/Relatorio\\_2016.pdf/](http://relatorios2016.aesbrasil.com.br/pdf/aesbrasil/pt/Relatorio_2016.pdf/)>. Acesso em 18 jun. 2018.
- \_\_\_\_\_. **Enel adquire controle da Eletropaulo**. 2018 Disponível em: <<http://saladeimprensa.aesbrasil.com.br/Paginas/Pauta.aspx?slug=enel-adquire-controle-da-eletropaulo-05062018>>. Acesso em 10 jun. 2018.
- ALBUQUERQUE, S. R. C. **A influência de pressões institucionais na divulgação de projetos de mudança climática em empresas de petróleo e gás natural**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza/CE. 2013
- ANDRADE, J. C. S. et al. Implementing city-level carbon accounting: A comparison between Madrid and London. **Journal of Cleaner Production**, 172, 795-804. 2018.
- ANDRADE, J. C. S.; COSTA, P. Mudança Climática, Protocolo de Kyoto e Mercado de Créditos de Carbono: Desafios à Governança Ambiental Global. **Organização e Sociedade**, v. 15, n. 45, abr/jun, 2008.
- ANG, C. P.; TOPER, B.; GAMBHIR, A. Financial impacts of UK's energy and climate change policies on commercial and industrial businesses. **Energy Policy**, 91, 273-286. 2016.
- ANEEL. **Perdas de Energia**. 2015. Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800](http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800)>. Acesso em 14 set. 2016.
- \_\_\_\_\_. **Pesquisa e Desenvolvimento**. 2016a. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=75>> Acesso em: 12 de jan. 2017.
- \_\_\_\_\_. **Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. 2016b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos\\_institucionais/2\\_4\\_1.htm](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm)>. Acesso em 20 mar. 2018
- \_\_\_\_\_. **Chamada de P&D Estratégico nº 21/2016**. 2016c. Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/)>

zXQREz8EVIZ6/content/divulgado-cronograma-da-chamada-de-p-d-estrategico-n-21-2006/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 26 out. 2017.

\_\_\_\_\_. **Por dentro da conta de luz.** 2016d. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_1p_atual.pdf). Acesso em 15 abr. 2017.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.** 2016e. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em 15 abr. 2017.

\_\_\_\_\_. **Projetos de Chamada Estratégica.** 2017a. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset\\_publisher/ahiml6B12kVf/content/temas-para-investimentos-em-p-d/656831?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/temas-para-investimentos-em-p-d/656831?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 12 de jan. 2017.

\_\_\_\_\_. **Regulação do Setor elétrico.** 2017b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em 14 set. 2016.

\_\_\_\_\_. **Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE.** 2017c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-social-baixa-renda>>. Acesso em 15 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Tarifa branca.** 2017d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em 20 nov. 2017.

\_\_\_\_\_. **Estrutura organizacional.** 2018a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/estrutura-organizacional>>. Acesso em 22 mai. 2018.

\_\_\_\_\_. **Indicadores de distribuição.** 2018b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-da-distribuicao>>. Acesso em 05 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Programa de P&D.** 2018c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>>. Acesso em 05 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Transferências de controle societário.** 2018d. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/home?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=%2F&\\_101\\_assetEntryId=14983168&\\_101\\_type=content&\\_101\\_groupId=656815&\\_101\\_urlTitle=transferencias-de-controle-societario&inheritRedirect=true](http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14983168&_101_type=content&_101_groupId=656815&_101_urlTitle=transferencias-de-controle-societario&inheritRedirect=true)>. Acesso em 15 mai. 2018.

\_\_\_\_\_. **Perdas.** 2018e. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800](http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800)>. Acesso em 20 mai. 2018.

ANTMANN, P. **Reducing technical and non-technical losses in the power sector.** 2009. Disponível em: <[http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background\\_paper\\_Reducing\\_losses\\_in\\_the\\_power\\_sector.pdf](http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background_paper_Reducing_losses_in_the_power_sector.pdf)> Acesso em 15 fev.2017.

ANVISA. **Esclarecimentos sobre capina química em ambiente urbano de intersecção com outros ambientes.** 2016. Disponível em: <<http://ambientesst.com.br/wp-content/uploads/2016/11/Nota-T%C3%A9cnica-ANVISA-2016.pdf>> . Acesso em: 05 mai. 2018.

ARAVENA, C., HUTCHINSON, W. G.; LONGO, A. Environmental pricing of externalities from different sources of electricity generation in Chile. **Energy economics**, 34(4), 1214-1225. 2012.

AZEVEDO, I.; HORTA, I.; LEAL, V. M. Analysis of the relationship between local climate



change mitigation actions and greenhouse gas emissions—Empirical insights. **Energy Policy**, 111, 204-213. 2017.

BANCO MUNDIAL. **Estudo de Baixo Carbono para o Brasil**. 2010. Disponível em: <[http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/Resources/3817166-1276778791019/UsoTerra\\_Final\\_Portugue.pdf](http://siteresources.worldbank.org/BRAZILINPOREXTN/Resources/3817166-1276778791019/UsoTerra_Final_Portugue.pdf)> . Acesso em: 20 fev. 2018.

BARRETT, J. et al. Consumption-based GHG emission accounting: a UK case study. **Climate Policy**, 13(4), 451-470. 2013.

BASF. **Arsenal NA**. 2018. Disponível em: <<https://products.basf.com/documents/pim;view/pt/8884929669589.Bula%20-%20Arsenal%C2%AE%20NA.pdf>> . Acesso em: 05 mai. 2018.

BATTILANA, J; LECA, B.; BOXENBAUM, E. 2 How actors change institutions: towards a theory of institutional entrepreneurship. **Academy of Management annals**, v. 3, n. 1, p. 65-107, 2009.

BERGMANN, A., HANLEY, N., WRIGHT, R. Valuing the attributes of renewable energy investments. **Energy policy**, 34(9), 1004-1014. 2006.

BIRD, L. et al. Policies and market factors driving wind power development in the United States. **Energy Policy**, v. 33, n. 11, p. 1397-1407, 2005.

BOHNSACK, R.; PINKSE, J.; KOLK, A. Business models for sustainable technologies: Exploring business model evolution in the case of electric vehicles. **Research Policy**, 43(2), 284-300. 2004.

BOSQUETTI, M.; DÓRIA, R. J. ; Fernandes, B. R. Ambiente e empresas do setor elétrico brasileiro: um estudo comparativo de casos múltiplos. **Revista Alcance**, v. 12, n. 1, 2005.

BRAGA, C.; SILVA, P.; SANTOS, A. Level of Disclosure of Environmental Information in the Electricity Sector: An Empirical Study of Brazil and the Iberian Peninsula. **Global Journal of Management And Business Research**, 2015.

BRASIL. Lei n.12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, Seção 1, Edição Extra, p.109-10, 2009.

\_\_\_\_\_. **Pretendida Contribuição Nacionalmente determinada para consecução do objetivo da Convenção-Quadro Das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima**. 2015a. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80108/BRASIL%20iNDC%20portugues%20FINAL.pdf>. Acesso em 20 fev. 2017.

BRITISH COLUMBIA. **EU Emissions Trading System (EU ETS)**. 2018. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en)>. Acesso em: 15 jun. 2018

BRUNNER, R. D.; LYNCH, A. H. Adaptative Governance and Climate Change. **American Meteorological Society**. 2010.

BUOSI, M. E. S. **Estudo de Correlação e Causalidade entre o Desempenho Financeiro e de Eficiência no Combate às Emissões de Gases de Efeito Estufa das Empresas do Mercado de Capitais Brasileiro**. 2014. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

- CARBONTAX. **British Columbia's Carbon Tax.** 2018. Disponível em: <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/carbon-tax>>. Acesso em: 15 jun. 2018
- CARVALHO, R.; SANTOS, G.; BARROS N. Gestão Estratégica de P&D+ i em uma Empresa Pública do Setor Elétrico Brasileiro. **Revista Gestão & Tecnologia**, v. 15, n. 1, p. 32-67, 2015.
- CBCS. **Benchmarking e etiquetagem energética “em uso”.** 2013. Disponível em: < <http://www.cbcs.org.br/download.asp?fsfCode=ED90DAE2-CC84-C37B-6B78-0CBAFE6C4658>>. Acesso em: 20 fev. 2018.
- CCEE. **Entenda o modelo brasileiro.** 2018. Disponível em: < <https://www.ccee.org.br>>. Acesso em 05 jun. 2018.
- CDP. **Navegando por cenários de precificação de carbono.** 2015. Disponível em: < [http://www.cdpla.net/sites/default/files/CDP\\_Cebds\\_Guia\\_precificacao\\_carbono.pdf](http://www.cdpla.net/sites/default/files/CDP_Cebds_Guia_precificacao_carbono.pdf)>. Acesso em 20 mai 2016.
- \_\_\_\_\_. **Putting a price on carbon: Integrating climate risk into business planning.** 2017. Disponível em: < <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-29828-prix-carbone-entreprises-cdp.pdf>. > . Acesso em: 05 jun., 2017.
- \_\_\_\_\_. **Procure e visualize respostas de empresas e cidades.** 2018. Disponível em: <<https://www.cdp.net/pt>>. Acesso em 20 mai. 2018.
- CDP; CEBDS. **Navegando por cenários de precificação de carbono.** 2015. Disponível em: <[http://cebds.org/wp-content/uploads/2015/10/CDP\\_Cebds\\_Guia\\_precificacao\\_carbono.pdf](http://cebds.org/wp-content/uploads/2015/10/CDP_Cebds_Guia_precificacao_carbono.pdf)>. Acesso em: 05 jun. 2017.
- \_\_\_\_\_. **Precificação de Carbono: o que o setor empresarial precisa saber para se posicionar.** 2016. Disponível em: < <http://cebds.org/publicacoes/precificacao-de-carbono-o-que-o-setor-empresarial-precisa-saber-para-se-posicionar/#.Wk62yFWnHIU> .> Acesso em: 15 ago. 2017.
- CEB. **Institucional.** 2018. Disponível em:< <http://www.ceb.com.br/index.php/institucional-ceb-separator/historia/>>. Acesso em 18 jun. 2018.
- CEBDS. **Carta de apoio do setor privado à precificação de carbono é lançada na COP23.** 2015. Disponível em: < <http://cop23.cebds.org/carta-de-apoio-do-setor-privado-a-precificacao-de-carbono-e-lancada-na-cop23/>>. Acesso em: 15 ago. 2017.
- \_\_\_\_\_. **Iniciativa Empresarial em Clima.** 2018. Disponível em: <<http://cebds.org/projetos/iniciativa-empresariais-em-clima-iec/#.WyHJF1VKjIU>>. Acesso em: 02 mai. 2018.
- CEEE. **O Grupo CEEE** 2018. Disponível em:< <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=12430/>>. Acesso em 18 jun. 2018.
- CEMIG. **Onde estamos.** 2018. Disponível em:< [http://www.cemig.com.br/pt-br/a\\_cemig/Paginas/onde\\_estamos.aspx/](http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Paginas/onde_estamos.aspx/)>. Acesso em 18 jun. 2018.
- CELESC. **Perfil.** 2017. Disponível em:< <http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-holding/perfil-holding/>>. Acesso em 18 jun. 2018.

- CHENG, Y. S. et al. Residential willingness to pay for deep decarbonization of electricity supply: Contingent valuation evidence from Hong Kong. **Energy Policy**, 109, 218-227. 2017.
- CHRISTMANN, P. Effects of “Best Practices” of Environmental Management on Cost Advantage: The Role of Complementary Assets. **The Academy of Management Review**, v.43, nº 4, p. 663-680, 2000.
- CLAPP, C. Climate finance: capitalising on green investment trends. The Way Forward in International **Climate Policy**, p. 44, 2014.
- CLIMATEBONDS. **Títulos de Dívida e Mudança Climática**. 2016. Disponível em: < <https://www.climatebonds.net/t%C3%ADtulos-verdes-e-mudan%C3%A7a-clim%C3%A1tica-edi%C3%A7%C3%A3o-brasileira>>. Acesso em 09 de ago. 2017.
- CMUGDI – CARNEGIE MELLON UNIVERSITY GREEN DESIGN INSTITUTE. **Economic Input-Output Life Cycle Assessment (EIO-LCA) US 2002 (428 sectors) Producer model**. 2017. Disponível em: < <http://www.eiolca.net/>>. Acesso em: 5 fev. 2018.
- COELBA. **Relatório de Sustentabilidade**. 2014. Disponível em: < [http://www.coelba.com.br/ARQUIVOS\\_EXTERNOS/Relat%C3%B3rio%20de%20Sustentabilidade%20Coelba\\_2014.PDF](http://www.coelba.com.br/ARQUIVOS_EXTERNOS/Relat%C3%B3rio%20de%20Sustentabilidade%20Coelba_2014.PDF)>. Acesso em: 7 abr. 2015.
- COELBA. **Números da Coelba**. 2017. Disponível em:< <http://servicos.coelba.com.br/a-coelba/Paginas/Quem%20Somos/principais-numeros.aspx>>. Acesso em 18 jun. 2018.
- COMISSÃO EUROPEIA. **Ação Climática – Construir um mundo que nos agrada com um clima que gostamos**. Disponível em: < [https://europa.eu/european-union/topics\\_pt](https://europa.eu/european-union/topics_pt)>. Acesso em: 17 set. 2017.
- COMMITTEE ON CLIMATE CHANGE **Managing Competitiveness Risks of Low-carbon Policies**. 2013. Disponível em: <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2013/04/Competitiveness-report.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2017.
- COPEL. **A COPEL no Brasil**. 2018. Disponível em:< <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ffacopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F01C009432D735E57032573FA00687CC4/>>. Acesso em 18 jun. 2018.
- CPFL. **CPFL assume a operação da AES Sul**. 2016. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-assume-a-operacao-da-aes-sul.aspx>>. Acesso em 05 fev. 2018.
- CPFL. **Relatório de Sustentabilidade**. 2017. Disponível em:< <https://www.cpfl.com.br/institucional/relatorio-anual/Documents/relatorio-anual-2017.pdf> />. Acesso em 18 jun. 2018.
- CPLC. **The Swedish experience of carbon taxation**. 2018. Disponível em<<https://www.carbonpricingleadership.org/blogs/2018/11/6/the-swedish-experience-of-carbon-taxation-get-a-fossil-free-beer-or-carton-of-milk>>. Acesso em 15 jun. 2018.
- CRUZ, F. ; D’AVILA, S. L. **Inventário de emissões de gases de efeito estufa da Universidade Tecnológica Federal Do Paraná** - Câmpus Curitiba – Sede Central E Ecoville. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Tecnologia em Processos Ambientais do Departamento Acadêmico de Química e Biologia) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba: 2013.

CSEREKLYEI, Z. et al. Energy Paths in the European Union: A Model-Based Clustering Approach. **Energy Economics**, 2017.

DCCEE, 2011 **Putting a Price on Carbon Pollution**. 2011. Disponível em: <[www.climatechange.gov.au](http://www.climatechange.gov.au)>. Acesso em: 15 ago. 2017.

DÉJEAN, F.; GOND, J.P.; Leca, B. Measuring the unmeasured: An institutional entrepreneur's strategy in an emerging industry. **Human Relations**, 57(6), 741–764. 2004.

DELL, M.; JONES, B. F.; OLKEN, B. A. What do we learn from the weather? The new climate-economy literature. **Journal of Economic Literature**, 52(3), 740-98. 2004.

DELMAS, M.; TOFFEL, M. W. Organizational responses to environmental demands: Opening the black box. **Strategic Management Journal**, v. 29, n. 10, p. 1027-1055, 2008.

DELMAS, M. A.; MONTES-SANCHO, M. US state policies for renewable energy: Context and effectiveness. **Energy Policy**, v. 39, n. 5, p. 2273-2288, 2011.

DESCHÊNES, O.; GREENSTONE, M. Climate change, mortality, and adaptation: Evidence from annual fluctuations in weather in the US. **American Economic Journal: Applied Economics**, 3(4), 152-85. 2011.

DIAS FILHO, J. M.; MACHADO, L. H. B. Abordagens da pesquisa em contabilidade. Teoria avançada da contabilidade. São Paulo: Atlas, p. 15-69, 2004.

DIMAGGIO, P. J.; POWELL, W.W. A gaiola de ferro revisitada: isomorfismo institucional e racionalidade coletiva nos campos organizacionais. **RAE-Revista de Administração de Empresas**, v. 45, n. 2, p. 74-89, 2005.

DOBLINGER, C.; SOPPE, B. Change-actors in the US electric energy system: The role of environmental groups in utility adoption and diffusion of wind power. **Energy policy**, v. 61, p. 274-284, 2013.

DOLBEAR, F. T. On the theory of optimum externality. **The American Economic Review**, 57(1), 90-103. 1967.

ECOFYS. **Sectoral Greenhouse Gas Emission Reduction Potentials in 2030**. 2017. Disponível em: < <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2017-sectoral-ghg-emission-reduction-potentials-2030.pdf>> Acesso em: 26 nov. 2017.

EDP. **Perfil**. 2018. Disponível em: < <http://www.edpbr.com.br/>>. Acesso em 18 jun. 2018.

ELEKTRO. **Neoenergia incorpora Elektro**. 2017. Disponível em: < <https://www.elektro.com.br/noticias/08/24/2017/neoenergia-incorpora-elektro-holding-apos-aprovacao-das-assembleias-de-acionistas-das-duas-empresas>>. Acesso em 05 fev. 2018.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Intelligrid**, 2012. Disponível em: < <http://smartgrid.epri.com/IntelliGrid.aspx>> Acesso em: 26 mai. 2017.

ELETROBRÁS. **Quem somos**. 2018. Disponível em: < <http://www.elektrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMIS91985BD5PTBRIE.htm> >. Acesso em 18 jun. 2018.

EPA (AGÊNCIA DE PROTEÇÃO AMBIENTAL DOS ESTADOS UNIDOS). **Greenhouse Gas Reporting Program Requirements for Importers and Exporters**. 2017. Disponível em: < <https://www.epa.gov/importing-exporting/greenhouse-gas-reporting-program-requirements-importers-and-exporters>>. Acesso em: 05 de mai. 2017.

EMPRESA PELO CLIMA (EPC). **Sobre a EPC**. 2018. Disponível em: <<http://empresapeloclima.com.br/sobre-a-epc?locale=pt-br>>. Acesso em 20 mai. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2014**. 2014. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal.aspx?anoColeta=2014&anoFimColeta=2013>>. Acesso em: 20 jan 2016.

\_\_\_\_\_. **Balanco Energético Nacional 2015**. 2015. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal.aspx?anoColeta=2015 &anoFimColeta=2014>>. Acesso em: 20 jan. 2016.

\_\_\_\_\_. **Balanco Energético Nacional 2016**. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 15 jun 2016.

\_\_\_\_\_. **Balanco Energético Nacional 2017**. 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal.aspx?anoColeta=2017 &anoFimColeta=2016>>. Acesso em: 19 out. 2017.

ENEL. **Quem somos**. 2017. Disponível em: <<https://www.enel.com.br/pr/quemsomos.html>>. Acesso em 18 jun. 2018.

ENERGISA. **Perfil corporativo**. 2018. Disponível em: <<https://ri.energisa.com.br/a-energisa/perfil-corporativo>>. Acesso em 18 jun. 2018.

EQUATORIAL. **Histórico e perfil corporativo**. 2018. Disponível em: <[http://www.equatorialenergia.com.br/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=1969](http://www.equatorialenergia.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=1969)>. Acesso em 18 jun. 2018.

ESTRELA, D. A. **Quantificação da Pegada de Carbono da Empresa Vestas Portugal**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Ambiente – Ramo de Gestão). Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2011.

EUROPEAN COMMISSION. **Energy union and climate**. 2018. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate\\_en](https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_en)>. Acesso em: 15 jun. 2018.

FAO. **Global Ecological Zones**. 2018. Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/006/ad652e/ad652e18.htm>>. Acesso em: 02 mai. 2018.

FEBRABAN. **Green Bonds** 2015. Disponível em: <<https://cmsportal.febraban.org.br/Arquivos/documentos/PDF/Green%20Bonds.pdf>>. Acesso em 26 mai. 2017.

FENG, Z. H.; ZOU, L. L.; WEI, Y. M. Carbon price volatility: Evidence from EU ETS. **Applied Energy**, 88(3), 590-598. 2011.

FGV. **Membros do Programa Brasileiro GHG Protocol**. 2017. Disponível em: <<http://ghgprotocolbrasil.com.br/membros?locale=pt-br>>. Acesso em: 02 mai. 2018.

FGV; EPC. **Diretrizes empresariais para precificação interna de carbono**. 2016. Disponível em: <[http://mediadrawer.gvces.com.br/epc/original/depic\\_material-introdutorio-vf.pdf](http://mediadrawer.gvces.com.br/epc/original/depic_material-introdutorio-vf.pdf)>. Acesso em: 22 set. 2017.

FGV; WRI – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (CENTRO DE ESTUDOS EM SUSTENTABILIDADE DA EAESP); WORLD RESOURCES INSTITUTE. **Especificações do Programa Brasileiro GHG Protocol**. 2008. Disponível em: <

<http://ghgprotocolbrasil.com.br/especificacoes-e-notas-tecnicas-do-programa-brasileiro-ghg-protocol/?locale=pt-br> >. Acesso em 10 set. 2017.

\_\_\_\_\_. **Ferramenta de estimativa de gases de efeito estufa para fontes intersetoriais.** Ferramenta v2016. 2016. Disponível em: < <http://www.ghgprotocolbrasil.com.br/ferramenta-de-calculo> >. Acesso em: 10 mai. 2018.

FREEDMAN, M.; JAGGI, B. Global warming disclosures: impact of Kyoto protocol across countries. **Journal of International Financial Management & Accounting**, v. 22, n. 1, p. 46-90, 2011.

GARCIA, K.C.; DEBIZET, G. **Água e energia: uma reflexão sobre a adaptação à mudança climática no setor elétrico brasileiro.** In: XXI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2015, Brasília – DF. Apresentação no XXI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2015.

GARCIA, K.C. The French experience in Climate Change Adaptation Strategy – possible contributions to Brazilian power companies. In: **22th Annual International Sustainable Development Research Conference**, 2016, Lisboa - Portugal. 22th Annual International Sustainable Development Research Conference, 2016, 2016.

GARUD, R.; HARDY, C.; MAGUIRE, S. Institutional entrepreneurship as embedded agency: An introduction to the special issue. **Organization Studies**, 28(7), 957–969. 2007.

GERLAND, P., et al. World population stabilization unlikely this century. **Science**, 346(6206), 234-237. 2014.

GERMANY. Federal Ministry for the Environment, **Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)**. Electricity from renewable energy sources. What does it cost? Berlin/Germany, 2009.

GIBSON, C. A., MEYBODI, M. A., and BEHNIA, M. Combined heat and power system optimisation under carbon pricing policy: a comparison of five carbon markets. **International Journal of Global Warming**, 8(3), 375-400. 201

GIDDENS, A. A política da mudança climática. Rio de Janeiro: **Zahar**, 2010

GODOY, S. M.. Projetos de redução de emissões de gases de efeito estufa: desempenho e custos de transação. **Rev. Adm.**, São Paulo, v. 48, n. 2, June 2013.

GOLDEMBERG, J. ; LUCON, O. Energia e meio ambiente no Brasil. **Estudos avançados**, v. 21, n. 59, p. 7-20, 2007.

GOOGLE MAPS. 2015. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps>>. Acesso em: 17 jun. 2016.

GUENTHER, A. B.et al.. **The Model of Emissions of Gases and Aerosols from Nature version 2.1 (MEGAN2. 1): an extended and updated framework for modeling biogenic emissions.** 2012.

GUIMARÃES, H. M. R. MAN – Modelo de avaliação de negócios. Salvador: **Edição do autor**. 2005.

HALL, G.; LEE, J. **Making Advances in Carbon Management - Best practice from the Carbon Information Leaders.** [s.l.]: A Joint CDP and IBM study. 2008.

- HOFFMAN, A. J. Climate Change Strategy: The Business Logic behind Voluntary Greenhouse Gas Reductions, **California Management Review**. v. 47, n. 3, 2005.
- HOFFMAN, A. J.; WOODY, J. G. **Climate change: what's your business strategy?** 2008. Disponível em: <<http://webuser.bus.umich.edu/ajhoff/books/Climate%20Change-Grn%20Skeptic%202008%20Review.pdf>> Acesso em: 19 mai. 2017.
- HOLM, P. The dynamics of institutionalization: Transformation processes in Norwegian fisheries. **Administrative Science Quarterly**, 40(3), 398–422. 1995.
- HSIANG, S. et al. Estimating economic damage from climate change in the United States. **Science**, v. 356, n. 6345, p. 1362-1369, 2017.
- HOWARD-GRENVILLE, J. et al. Climate change and management. **Academy of Management Journal**, v. 57, n. 3, p. 615-623, 2014.
- IBERDROLA. **Informe de Sostenibilidad**. 2017. Disponível em: <[https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es\\_ES/corporativos/docs/IB\\_Informe\\_Sostenibilidad.pdf](https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/es_ES/corporativos/docs/IB_Informe_Sostenibilidad.pdf)>. Acesso em: 20 ago. 2017.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change. Mitigation of Climate Change**. 2014. Disponível em: [https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_full.pdf). Acesso em 23 fev. 2015.
- \_\_\_\_\_. **Generic methodologies Applicable to multiple landuse Categories**. 2006. Disponível em: <[https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4\\_Volume4/V4\\_02\\_Ch2\\_Generic.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4/V4_02_Ch2_Generic.pdf)>. Acesso em: 02 mai. 2018.
- \_\_\_\_\_. **Climate Change**. 2007. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-errata.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2018.
- \_\_\_\_\_. **Summary for Policymakers. In: Climate Change 2014**. Disponível em: <[https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_summary-for-policymakers.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_summary-for-policymakers.pdf)> Acesso em: 7 mai. 2017.
- JÄGEMANN, C.; FÜRSCH, M.; HAGSPIEL, S.; NAGL, S. Decarbonizing Europe's power sector by 2050—Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways. **Energy Economics**, 40, 622-636. 2013.
- KARIER, T. Utility Pricing and Public Policy. **The Electricity Journal**, 28(6), 12-19. 2015.
- LAWRENCE, T.B.; PHILLIPS, N. From Moby Dick to Free Willy: Macro-cultural discourse and institutional entrepreneurship in emerging institutional fields. **Organization**, 11(5), 689–711 . 2004.
- LI, Y.; SU, B. The impacts of carbon pricing on coastal megacities: A CGE analysis of Singapore. **Journal of Cleaner Production**, 165, 1239-1248. 2017.
- LIGHT. **Light energia**. 2018. Disponível em:< <http://www.light.com.br/grupo-light/Empresas-do-Grupo/light-energia.aspx>>. Acesso em 18 jun. 2018.
- KOLK, Ans. Environmental reporting by multinationals from the Triad: convergence or divergence?. **MIR: Management International Review**, p. 145-166, 2005.
- KOLK, A.; PINKSE, J. **International Business and Global Climate Change**. London: **Routledge**, 2009.

KOTLER, P.; ARMSTRONG, G. Introdução ao marketing. 4. ed. Rio de Janeiro: **LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A**, 2000.

LASH, J.; WELLINGTON, F. **Competitive advantage on a warming planet**. 2007. Disponível em: < [http://courseresources.mit.usf.edu/sgs/geb6930/module\\_3/read/competative\\_advantage.pdf](http://courseresources.mit.usf.edu/sgs/geb6930/module_3/read/competative_advantage.pdf)>. Acesso em: 16 abr. 2014.

LEITE, D. B.; SOUZA, E. P. tendências do cenário energético brasileiro: fonte de energia eólica e "visual" do afetado. **Ciência e Natureza**. Santa Maria, v. 37 n.4 sep./dec, p. 243-250. 2015.

MAAMOUN, Nada. The Kyoto protocol: Empirical evidence of a hidden success. **Journal of Environmental Economics and Management**, v. 95, p. 227-256, 2019.

MAGGIO, G., & CACCIOLA, G. When will oil, natural gas, and coal peak?. **Fuel**, 98, 111-123. 2012.

MARCOVITCH, J. **Certificação e sustentabilidade ambiental : uma análise crítica..** Disponível em : <http://www.mma.gov.br/clima/ciencia-da-mudanca-do-clima/adaptacao-a-mudanca-do-clima/>. Acesso em : 09 dez. 2012.

MARTINOV-BENNIE, N., HOFFMAN, R. **Greenhouse gas and energy audits under the newly legislated Australian Audit Determination: perceptions of initial impacts AFAANZ Conference Darwin**, pp. 1–35. 2011.

MATHEWS, J. A.; KIDNEY, S. Climate bonds: mobilizing private financing for carbon management. **Carbon Management** Vol. 1 , Iss. 1, 2010.

MATSUMURA, E. M.; PRAKASH, R.; VERA-MUÑOZ, S. C. Firm-value effects of carbon emissions and carbon disclosures. **The Accounting Review**, 89(2), 695-724. 2014.

MCALLISTER, L. K.. Adaptive Mitigation in the Electric Power Sector. **BYU Law Review Volume** 2011. Issue 6

McKINSEY; COMPANY. **Caminhos para uma Economia de Baixa Emissão de Carbono no Brasil**. São Paulo: McKinsey & Company. 2009. Disponível em:< <http://veja.abril.com.br/40anos/ambiente/pdf/relatorio-mckinsey.pdf>>. Acesso em: 15 mai. 2017.

MCTIC. **Fator médio - Inventários corporativos. 2018**. Disponível em: <[http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_corporativos.html](http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html)>. Acesso em: 05 mai. 2018.

MENDES, T. A.; RODRIGUES FILHO, S. Antes do pré-sal: emissões de gases de efeito estufa do setor de petróleo e gás no Brasil. **Estud. av. [online]**. 2012, vol.26, n.74, pp. 201-218. ISSN 0103-4014.

MENZ, F. C.; VACHON, S. The effectiveness of different policy regimes for promoting wind power: Experiences from the states. **Energy policy**, v. 34, n. 14, p. 1786-1796, 2006.

MILLER, K.; MCADAM, M.; MCADAM, R. The changing university business model: a stakeholder perspective. **R&D Management**, 44(3), 265-287. 2014.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Acordo de Paris**. 2017. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>. Acesso em: 20 abr. 2018.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Aprimoramento do marco legal do setor elétrico**. 2017. Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_consultaId=33&\\_consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp)> . Acesso em: 15 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico, do MME**. 2018. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+++Mar%C3%A7o+++2018\\_1.pdf/a87b8720-c030-4bfa-8c10-e19cb8d2854c](http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+++Mar%C3%A7o+++2018_1.pdf/a87b8720-c030-4bfa-8c10-e19cb8d2854c)>. Acesso em: 02 jun. 2018.

MISHAN, E. J. Pangloss on pollution. In: **The Economics of Environment** (pp. 66-73). Palgrave Macmillan, London. 1971.

MOREIRA, F. A.; SENHORAS, E. M. Brasil e México no regime ambiental internacional sobre mudanças climáticas. **EdUFRR**, 2015.

MORGAN, M. G.; APT, J.; LAVE, L. B. The US electric power sector and climate change mitigation. **Tepper School of Business**. 2005.

MORISUE, H. M. M.; RIBEIRO, M. S.; PENTEADO, I. A. M. The evolution of sustainability reports of Brazilian companies of the electricity sector. **Revista Contabilidade Vista & Revista**, v. 23, n. 1, p. 163-194, 2012.

MOSEÑE, J. A. et al. Environmental reporting in the Spanish wind energy sector: an institutional view. **Journal of Cleaner Production**, v. 40, p. 199-211, 2013.

NARASSIMHAN, E. et al. Carbon Pricing in Practice: A Review of the Evidence. Medford, MA. **Climate Policy Lab**. 2017.

NASTIS, S. A., and MATTAS, K. Income elasticity of willingness-to-pay for a carbon tax in Greece. **International Journal of Global Warming**, 14(4), 510-524. 2018

NEOENERGIA. **Sobre nós**. 2017. Disponível em: <<http://www.neoenergia.com/Pages/SOBRE%20N%C3%93S/quem-somos.aspx>>. Acesso em 05 jun. 2018.

NIETO, Jaime; CARPINTERO, Óscar; MIGUEL, Luis J. Less than 2 C? **An economic-environmental evaluation of the Paris agreement**. **Ecological Economics**, v. 146, p. 69-84, 2018

NORBERG-BOHM, V. Creating incentives for environmentally enhancing technological change: lessons from 30 years of US energy technology policy. **Technological forecasting and social change**, v. 65, n. 2, p. 125-148, 2000

OKEREKE, C. An exploration of motivations, drivers and barriers to carbon management:: The uk ftse 100. **European Management Journal**, 25(6), 475-486. 2007.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO (OCDE). **Effective Carbon Rates on Energy**. 2016. Disponível em: < <http://www.oecd.org/tax/tax-policy/effective-carbon-rates-on-energy.pdf>>. Acesso em: 7 mai. 2017.

- PACIFIC INSTITUTE, **Issue Briefs Evaluate Risks and Provide Recommendations**. 2016. Disponível em: < <http://pacinst.org/publication/california-fracking-report-issue-briefs-evaluate-risks-provide-recommendations/>>. Acesso em 02 jun. 2018.
- PENG, P.; ZHU, L.; FAN, Y. Performance evaluation of climate policies in China: A study based on an integrated assessment model. **Journal of Cleaner Production**, v. 164, p. 1068-1080, 2017.
- PFEIFFER, A., ET AL. The ‘2 C capital stock’ for electricity generation: Committed cumulative carbon emissions from the electricity generation sector and the transition to a green economy. **Applied Energy**, 179, 1395-1408. 2016
- PILLI-SIHVOLA, K.; AATOLA, P.; OLLIKAINEN, M.; TUOMENVIRTA, H. Climate change and electricity consumption—Witnessing increasing or decreasing use and costs?. **Energy Policy**, 38(5), 2409-2419. 2010.
- PRADO JR, F. A. D. A.; SILVA, A. L. R. D. Sobre reformas e concessões no setor elétrico brasileiro: uma análise crítica. **Estratégica**, v. 11, p. 85-115, Dezembro 2011.
- PRADO-LORENZO, J. M. et al. Factors influencing the disclosure of greenhouse gas emissions in companies world-wide. **Management Decision**, v. 47, n. 7, p. 1133-1157, 2009.
- PROTOCOLO DE MONTREAL. **Um novo desafio: o Programa Brasileiro para Eliminação dos HCFCs**. 2018. Disponível em: < <http://www.protocolodemontreal.org.br/eficiente/sites/protocolodemontreal.org.br/pt-br/site.php?secao=noticias&pub=150> >. Acesso em: 20 fev. 2018.
- RAHMAN, A. M.; EDWARDS, C. A. Electricity: taxes on emission liabilities. An examination of the economic effectiveness of Polluter Pays Principles. **Energy policy**, 32(2), 221-235. 2004.
- RANDALL, A. Market solutions to externality problems: theory and practice. **American Journal of Agricultural Economics**, 54(2), 175-183. 1972.
- RECKIEN, D. et al. Climate change response in Europe: what’s the reality? Analysis of adaptation and mitigation plans from 200 urban areas in 11 countries. **Climatic change**, v. 122, n. 1-2, p. 331-340, 2014.
- REICHELSTEIN, Stefan; YORSTON, Michael. The prospects for cost competitive solar PV power. **Energy Policy**, v. 55, p. 117-127, 2013.
- ROMANO, G. Segurança Energética e Mudanças Climáticas na União Europeia. **Contexto Internacional**, v. 36, n. 1, p. 113, 2014.
- RONG, F. Understanding developing country stances on post-2012 climate change negotiations: comparative analysis of Brazil, China, India, Mexico, and South Africa. **Energy Policy** 38 (8), 4582–4591. 2010.
- SCOTT, W.R. Institutions and organizations. **Thousand Oaks**: Sage. 2014
- SEEG. 2018. **Energia**. Disponível em: < <http://seeg.eco.br/en/panorama-energia>>. Acesso em: 02. fev.2019.
- SEI. **Biomás da Bahia**. 2004. Disponível em: < [http://www.sei.ba.gov.br/site/geoambientais/cartogramas/pdf/cartao\\_biomass.pdf](http://www.sei.ba.gov.br/site/geoambientais/cartogramas/pdf/cartao_biomass.pdf) >. Acesso em: 05 mai. 2018.

- SEO, M; CREED, W.E.D. Institutional contradictions, praxis, and institutional change: A dialectical perspective. **Academy of Management Review**, 27(2), 222–247. 2002.
- SILVA FREITAS, L. F. et al. The distributional effects of emissions taxation in Brazil and their implications for climate policy. **Energy Economics**, 59, 37-44. 2016.
- SOUZA, A. L. R. **Empresas participantes do índice carbono eficiente (ico2) - BM&FBOVESPA: iniciativas empresariais em clima e retorno e sensibilidade das ações ao risco de mercado**. Tese de doutorado. Universidade Federal da Bahia. Salvador/Ba. 2016.
- STENZEL, T.; FRENZEL, A. Regulating technological change—the strategic reactions of utility companies towards subsidy policies in the German, Spanish and UK electricity markets. **Energy Policy**, v. 36, n. 7, p. 2645-2657, 2008.
- SUMNER, J.; BIRD, L.; DOBOS, H.. Carbon taxes: a review of experience and policy design considerations. **Climate Policy**, v. 11, n. 2, p. 922-943, 2011.
- TOLBERT, P. S.; ZUCKER, L. G. The institutionalization of institutional theory. Studying Organization. **Theory & Method**. London, Thousand Oaks, New Delhi, p. 169-184, 1999.
- TOLEDO, F. Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes-Smart Grid Handbook. **Brasport**, 2012.
- TOLMASQUIM, M. T. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Brasília: **Synergia**. 2015.
- TORGAL, F. P. Breve análise da estratégia da União Europeia (UE) para a eficiência energética do ambiente construído. **Ambiente construído**, v. 13, n. 4, p. 203-212, 2013.
- TORRES, R.C.R.; ANDRADE, C. Greenhouse gas inventory of a Brazilian electricity distribution company. **In: 22th Annual International Sustainable Development Research Conference, 2016**, Lisboa-Portugal.. Proceedings of the 22th Annual International Sustainable Development Research Conference, 2016.
- TORRES, R.C.R.; ANDRADE, C.; SANTOS, J. O. Brazilian Electric Power Sector Initiatives to Face Climate Change. **In: 20th Annual International Sustainable Development Research Conference, 2014**, Trondheim- Noruega. Proceedings of the 20th Annual International Sustainable Development Research Conference, 2014.
- TORRES, R.C.R.; ANDRADE, C.; GOMES, S. M. S. Construction of greenhouse gas inventory for a Brazilian distribution electricity company. **Latin American J. Management for Sustainable Development**, Vol. 3, No. 4. 2017.
- \_\_\_\_\_. **Strategic actions to mitigate climate change in the electricity sector: a comparative study between a European company and a Brazilian company**. Latin American Journal Of Management For Sustainable Development, v. 4, p. 239-258, 2018a.
- \_\_\_\_\_. Impacts of the internal carbon pricing on a Brazilian electric energy distributor. **In: The 24th Annual International Sustainable Development Research Conference 2018**, 2018, Messina - Italy. Proceedings of the 24th Annual International Sustainable Development Research Conference 2018, 2018b.
- \_\_\_\_\_. The impacts of carbon pricing on the Brazilian power distribution sector. **International Journal of Global Warming**. Vol. 18. No. 1. 2019.
- U.K. GOVERNMENT. **Greenhouse gas emissions permit**. Disponível em <<https://www.gov.uk/greenhouse-gas-emissions-permit>> Acesso em 10 out. 2017.

UNDESA. **World Population Prospects The 2015 Revision**. 2015. Disponível em: <[https://esa.un.org/unpd/wpp/publications/files/key\\_findings\\_wpp\\_2015.pdf](https://esa.un.org/unpd/wpp/publications/files/key_findings_wpp_2015.pdf)>. Acesso em 20 mar. 2017.

UNFCCC. **Convención Marco sobre el Cambio Climático**. 2018. Disponível em: <[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/07s\\_0.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/07s_0.pdf)>. Acesso em 15 jun. 2018.

UNGC. **UN Global Compact Calls on Companies to Set \$100 Minimum Internal Price on Carbon**. 2016, April 22. Disponível em: <<https://www.unglobalcompact.org/news/3381-04-22-2016>>. Acesso em: 18 jun. 2016.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Adoption of the Paris Agreement**. 2015. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2015.

\_\_\_\_\_. **NDC Registry**. 2018. Disponível em: <<http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/Home.aspx>>. Acesso em: 20 abr. 2018.

URPELAINEN, Johannes; VAN DE GRAAF, Thijs. United States non-cooperation and the Paris agreement. **Climate policy**, v. 18, n. 7, p. 839-851, 2018.

VÉLIZ, K. D. et al.. The effect of climate change on electricity expenditures in Massachusetts. **Energy Policy**, 106, 1-11. 2017.

VIVID ECONOMICS. **State and Trends of Carbon Pricing**. 2017. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28510>>. Acesso em: 15 ago. 2017.

VOELPEL, S. C.; LEIBOLD, M.; TEKIE, E. B. The wheel of business model reinvention: how to reshape your business model to leapfrog competitors. **Journal of change management**, 4(3), 259-276. 2004.

WALKER, D.; SWARTZ, J. Carbon Pricing: The Paris Agreement's Key Ingredient. **In A Joint Paper by the Environmental Defense Fund (EDF) and the International Emissions Trading Association (IETA)**. 2016.

WBCSD. **Building a Resilient Power Sector**. 2014. Disponível em <<http://wbcspdpublications.org/project/building-a-resilient-power-sector/>> Acesso em: 26 mai. 2017.

WERNET, G. et al. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v.21, p.1218-1230, 2016.

WILLIS, H. H.; LOA, K. **Measuring the Resilience of Energy Distribution Systems** 2015. Disponível em <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6878538/?reload=true>> Acesso em: 26 mai. 2017.

WORLD BANK & ECOFYS. (2017). **Carbon Pricing Watch 2017**. Disponível em: <[https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26565?CID=CCG\\_TT\\_climatechange\\_EN\\_EXT](https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26565?CID=CCG_TT_climatechange_EN_EXT)>. Acesso em: 05 jun. 2017.

\_\_\_\_\_. (2018). **State and Trends of Carbon Pricing 2018**. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/29687/9781464812927.pdf?sequence=5&isAllowed=y>>. Acesso em: 20 mar. 2018.

WRI. **Protocolo Global para Inventários de Emissões de Gases de Efeito Estufa de Escala da Comunidade: um Padrão de Contabilidade e Relatórios para Cidades**. 2014. Disponível em: <<http://ghgprotocol.org/files.pdf>>. Acesso em: 05 jan 2017.

\_\_\_\_\_. **Protocol Scope 2 Guidance An Amendment to the GHG Protocol Corporate Standard**, World Resources Institute, Geneva, Switzerland and Washington, DC, USA. 2015.

\_\_\_\_\_. **World Business Council for Sustainable Development and World Resources Institute**, Geneva, Switzerland and Washington, DC, USA. 2013.

WRI; UNICAMP. **Metodologia do GHG Protocol da agricultura**. 2014. Disponível em: <[http://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/standards\\_supporting/Metodologia.pdf](http://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/standards_supporting/Metodologia.pdf)>. Acesso em: 20 fev. 2018.

WRI; WBCSD - WORLD RESOURCES INSTITUTE; WORLD BUSINESS COUNCIL FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT. **Greenhouse Gas Protocol: Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions**. Genebra e Washington, D.C.: WRI/ WBCSD, 2013. Disponível em: <<http://www.ghgprotocol.org/scope-3-technical-calculation-guidance>>. Acesso em 11 fev. 2017.

\_\_\_\_\_. **Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard**. Genebra e Washington, D.C.: WRI/ WBCSD, 2011. Disponível em: <<http://www.ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard>>. Acesso em 09 set. 2017.

## 8 APÊNDICE A

Este apêndice traz informações adicionais sobre as empresas utilizadas nessa tese para análises comparativas. A apresentação será feita por Grupo Empresarial com a segmentação das empresas correspondentes. Ressalta-se que o detalhamento das informações é reflexo dos dados disponibilizados em relatórios e sites das empresas.

- **IBERDROLA**

A Iberdrola é um grupo espanhol que atua no segmento de energia. É uma das maiores empresas de energia do mundo, referência mundial em energia eólica e na adoção de medidas que contribuem para a descarbonização do setor elétrico (CDP, 2015). O grupo atua nos segmentos de geração, transmissão, distribuição, comercialização e renováveis. Este último é o principal negócio da Iberdrola que contempla atividades em geração e comercialização de energia elétrica através de fontes de energia renováveis.

A Tabela 38 demonstra a estrutura societária do Grupo Iberdrola e apresenta informações sobre cada empresa, tais como país em que se localiza, nome da empresa, segmentos de atuação e participação direta da Iberdrola.

Tabela 38 - Estrutura Societária do Grupo Iberdrola

<b>País</b>	<b>Empresa</b>	<b>Segmentos</b>	<b>Participação (%)</b>
Espanha	Iberdrola España	Todos os segmentos	100%
Reino Unido	ScottishPower	Todos os segmentos	100%
Estado Unidos	Avangrid	Todos os segmentos	81,50%
Brasil	Grupo Neoenergia	Todos os segmentos	52,45%
México	Iberdrola Mexico	Geração e Renováveis	100%

Fonte: Elaborado própria com base na estrutura societária do Grupo (IBERDROLA, 2017).

A Tabela 39 apresenta alguns números referentes ao ano de 2016 do conjunto de empresas que compõe o Grupo Iberdrola segmentado por país.

Tabela 39 - Números da Iberdrola

<b>Indicadores 2014</b>	<b>Unidade</b>	<b>Iberdrola</b>	<b>Espanha</b>	<b>Reino Unido</b>	<b>EE.UU.</b>	<b>Brasil</b>	<b>México</b>
Consumidores	Milhões	34,3	12	5,5	3,2	13,6	NA
Energia distribuída	GWh	230.122	93.284	34.967	38.349	63.522	NA
Produção de energia	GWh	137.632	53.280	12.139	18.104	12.243	41.866
Capacidade instalada	MW	48.447	26.896	4.667	7.472	3.162	6.250

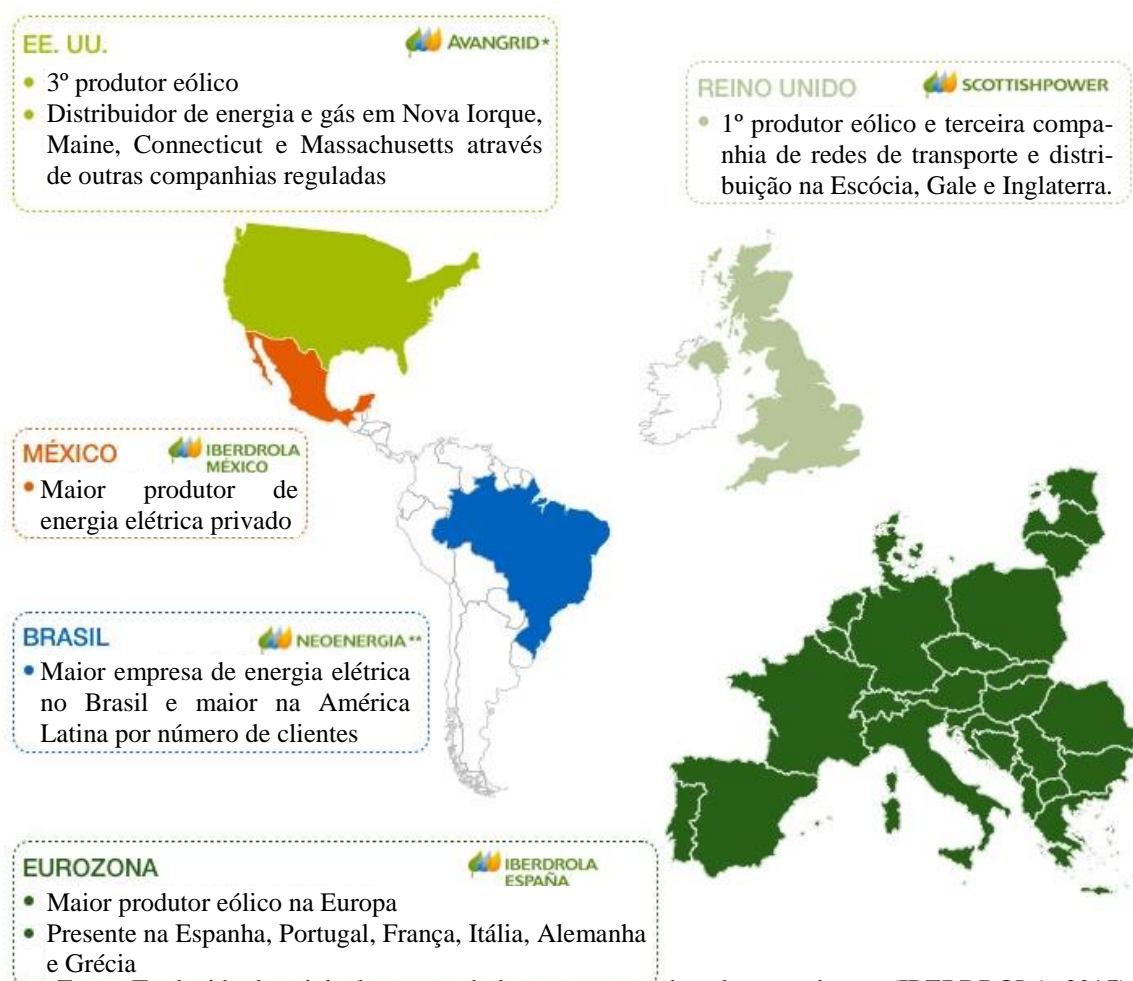
Cap. Inst. renovável	MW	29.112	16.782	2.666	6.625	2.629	410
Funcionários	Un	34.255	10.587	6.067	6.561	10.096	944

Fonte: Elaborado própria com base na estrutura societária do Grupo (IBERDROLA, 2017).

Observa-se a relevância do Brasil no segmento de distribuição com 40% (13,6 milhões) do total de consumidores responsáveis pelo consumo de 28% (63.522 GWh) da energia distribuída. Considerando apenas a Coelba, a representação é de 17% dos consumidores e 8% da energia distribuída. Contudo, o Brasil é o que possui o menor consumo individualizado.

A produção de energia brasileira através das empresas do Grupo ainda é baixa, mas a Iberdrola tem investido e aumentado a sua capacidade instalada, principalmente em energia eólica. Da capacidade instalada brasileira, 83% é referente a fontes renováveis, sendo menor apenas que os Estados Unidos com 89%. A Figura 63 demonstra o mapa de atuação da Iberdrola.

Figura 63 - Mapa de atuação Iberdrola



Fonte: Traduzido do original em espanhol para o português pelo autor da tese (IBERDROLA, 2017).





A Figura 65 demonstra a estrutura societária da Neoenergia, focando apenas no setor de distribuição. Como existem muitas empresas, não foi possível apresentar a estrutura completa nesse trabalho.

Figura 65 - Estrutura societária Neoenergia

Empresa	Tipo de Sociedade	Participação (%)	
		Direta	Indireta
<b>Distribuidoras</b>			
COELBA	por ações de capital aberto	96,35	-
CELPE	por ações de capital aberto	89,65	-
COSEERN	por ações de capital aberto	91,50	-
Elektro Redes	por ações de capital aberto	99,68	-

Fonte: Neoenergia (2017)

- COELBA

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba) é uma distribuidora de energia elétrica que ocupa a terceira posição nacional em número de clientes e a sexta no volume de energia fornecida (ANEEL, 2018c). Os números que comprovam esta informação estão expostos na Tabela 40 e podem ser ratificados em comparação com outras empresas no Quadro 1.

Tabela 40 - Números da Coelba

Item	Unidade	2012	2013	2014	2015	2016
Área de concessão	km <sup>2</sup>	563.000	563.000	563.000	563.000	563.000
Municípios atendidos	un	415	415	415	415	415
Quantidade de clientes	milhões	5,2	5,4	5,5	5,7	5,8
Energia distribuída	GWh	16.243	17.644	17.946	18.871	19.547
Linhas de distribuição	Mil km	244,3	253,3	258,8	264,3	272,0
Subestações	un	326	335	331	366	337
Transformadores de força	Mil un	440	463	482	495	503
Potência instalada	Mil MVA	4,9	5,3	5,6	5,9	6,1
Linhas de distribuição	Mil km	244,4	253,7	258,8	264,30	272,00
Lojas de atendimento	un	46	46	45	45	43
Lojas móveis	un	14	15	15	15	15
Rede credenciada de atendimento	un	447	457	420	405	404
Funcionários próprios	un	2.516	2.489	2.517	2.623	2.662
Funcionários terceirizados	un	14.727	13.566	12.904	10.159	11.776

Fonte: Coelba (2017)

A Coelba é controlada pela Neoenergia, que detém 96,3% de suas ações. A Caixa Previdenciária dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ detém 2,3% e 1,4% pertencem a demais acionistas (COELBA, 2017).

Avaliando a composição acionária do Grupo Neoenergia, através do método de equivalência patrimonial, 50,51% de participação da Coelba é de responsabilidade da Iberdrola.

- CEB

O "Grupo Empresarial CEB" tem como controladora a Companhia Energética de Brasília – CEB (CEB, 2018).

A atual estrutura do "Grupo Empresarial CEB" está apresentada na Figura 66 e é composta por:

**HOLDING - COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB.**

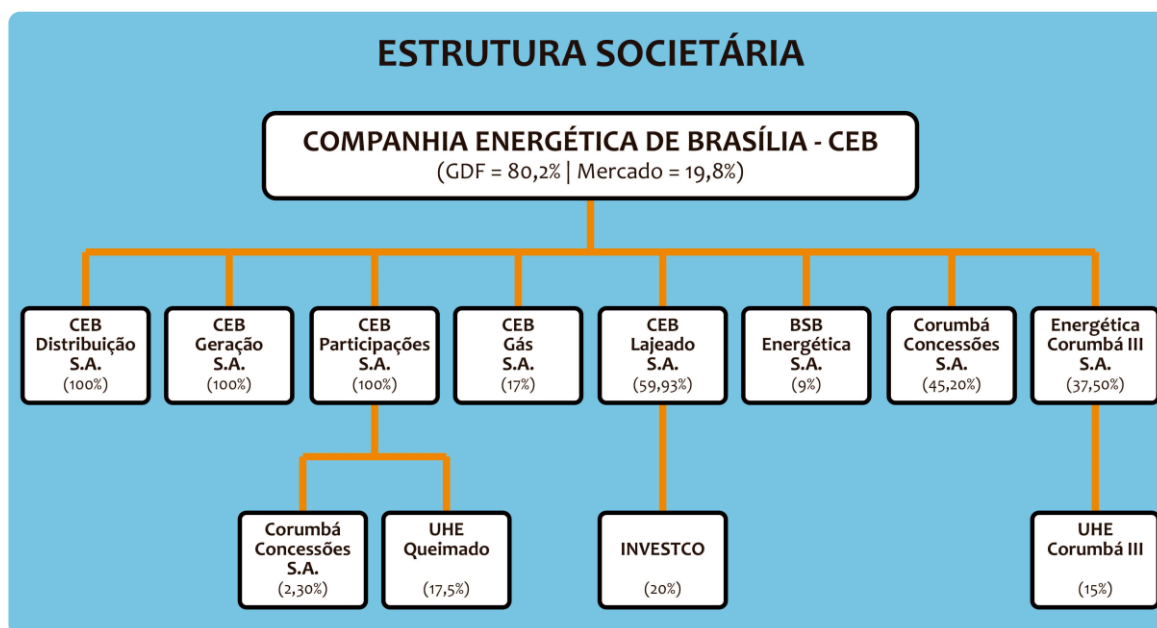
As empresas subsidiárias integrais:

- CEB GERAÇÃO S/A;
- CEB DISTRIBUIÇÃO S/A;
- CEB PARTICIPAÇÕES S/A;
- CEB LAJEADO S/A.

As empresas coligadas:

- CEB GÁS S/A;
- BSB ENERGÉTICA S/A;
- CORUMBÁ CONCESSÕES S/A;
- ENERGÉTICA CORUMBÁ III S/A.

Figura 66 - Estrutura Societária CEB



Fonte: CEB, 2018

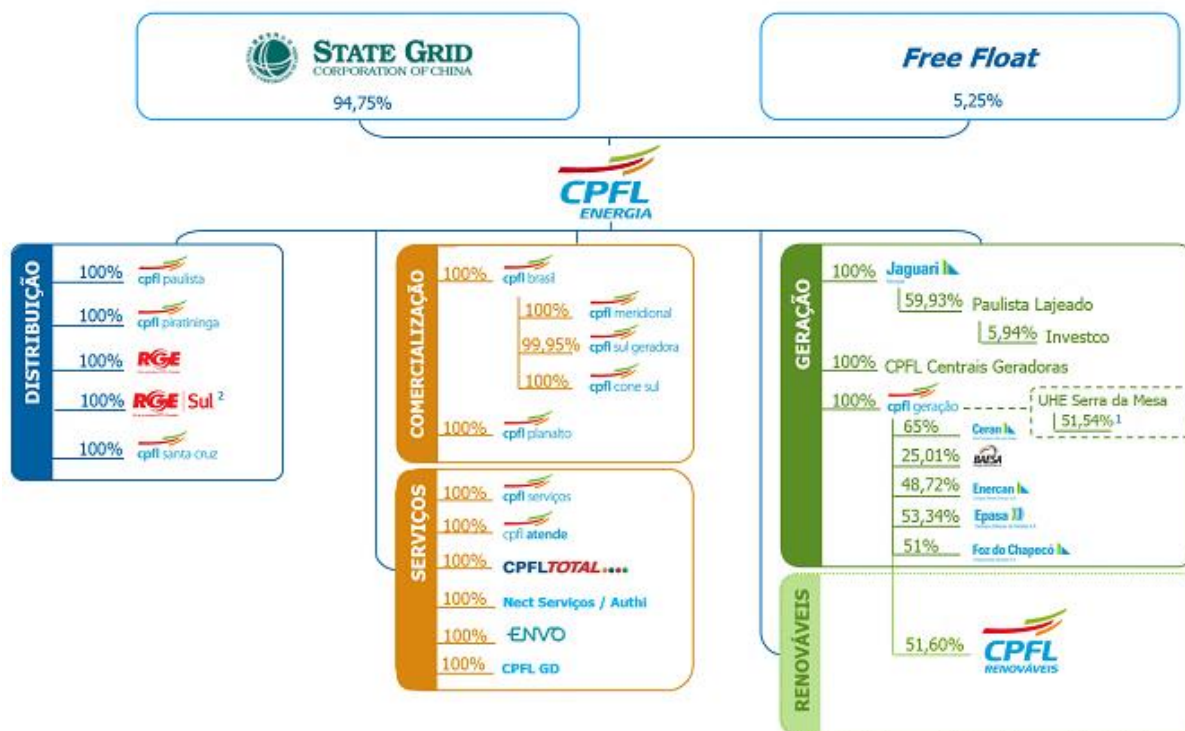
- CPFL

A CPFL atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços. Atuam nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, por meio de cinco distribuidoras de energia elétrica: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, RGE e RGE Sul (antes AES Sul).

O Grupo tem como acionista majoritário a *State Grid Corporation of China* – SGCC, conforme demonstrado na Figura 67.

Ocupam a terceira posição de maior geradora privada de energia do País, com um portfólio baseado em fontes limpas e renováveis, como grandes hidrelétricas, usinas eólicas, térmicas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e usina solar (CPFL, 2017).

Figura 67 – Estrutura societária CPFL



Fonte: (CPFL, 2017).

- CEEE

O Grupo CEEE atua no setor energético nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de serviços correlatos. Está presente em todo o Estado do Rio Grande do Sul, onde possui suas operações, gerenciando seus negócios diretamente ou através da participação em outras sociedades de capital intensivo e tecnologia de ponta (CEEE, 2018).

Faz parte do Grupo:

- A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par;
- A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT; e,
- A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária dos serviços de distribuição de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Com área de concessão que compreende a região Metropolitana, Sul, Litoral e Campanha gaúcha, a CEEE Distribuição atende a 72 municípios, abrangendo 73.627 km<sup>2</sup>, o que corresponde aproximadamente a 34% do mercado consumidor do Rio Grande do Sul, através de seus 72.138 km de redes urbanas e rurais.

- CELESC

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - Celesc, é uma sociedade de economia mista que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia, conforme

A Celesc Distribuição, instituída em 2006, é a subsidiária responsável pelo fornecimento de energia elétrica para 2,8 milhões de unidades consumidoras. É uma das maiores distribuidoras de energia do País, reconhecida pela alta qualidade dos seus serviços.

Figura 68 - Estrutura societária Celesc



Fonte: Celesc (2017)

- Cemig

O Grupo Cemig detém participação em 120 usinas, sendo, 86 hidrelétricas, 01 termoe-létrica, 01 fotovoltaica e 32 eólicas com capacidade instalada de 8.5 GW. Na atividade de distribuição, elevou o investimento no capital da Light, distribuidora presente na segunda maior capital do País, Rio de Janeiro, também em conjunto com um Fundo de Investimento

em Participações (FIP), que implica praticamente dobrar a participação da Cemig no capital votante da Light (CEMIG, 2018).

A Cemig é responsável pelo atendimento de cerca de 30 milhões de pessoas em 805 municípios em Minas Gerais e Rio de Janeiro (incluindo a Light) e pela gestão da maior rede de distribuição de energia elétrica da América do Sul, com mais de 525.224 mil quilômetros de extensão.

A Figura 69 demonstra uma parte da estrutura societária da Cemig. Devido ao tamanho da figura, algumas empresas de geração não foram demonstradas.

Figura 69 - Estrutura societária Cemig



Fonte: CEMIG (2018)

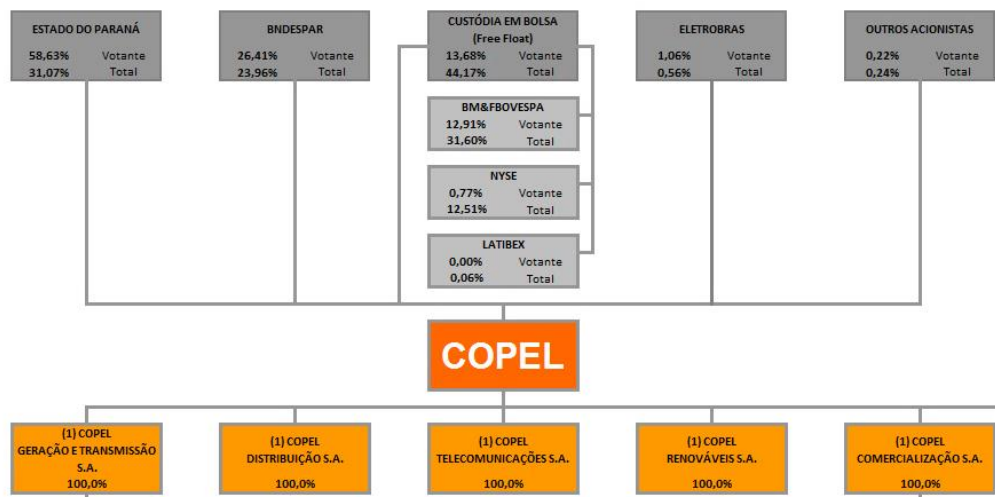
- COPEL

É a maior empresa do Paraná e atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia, além de telecomunicações. A Copel atua por meio de suas subsidiárias, nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia e também no segmento de telecomunicações, apresentadas na Figura 70 (COPEL, 2018).

Empresa de capital misto e controle estatal, a Copel é uma das maiores companhias elétricas do Brasil, com capital aberto na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa), na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE) e no braço latino-americano da Bolsa de Valores de Madrid (Latibex). A Companhia está presente em dez estados brasileiros.

No segmento de distribuição de energia, a Copel atende a cerca de 4,5 milhões de clientes de 394 municípios do Paraná (392 integralmente atendidos e 2 parcialmente). A empresa administra 190 mil km de redes de distribuição, possui 2,8 milhões de postes e 361 subestações, com potência instalada de 10,5 mil megavolt-ampère (MVA).

Figura 70 - Estrutura societária Copel



Fonte: COPEL (2018)

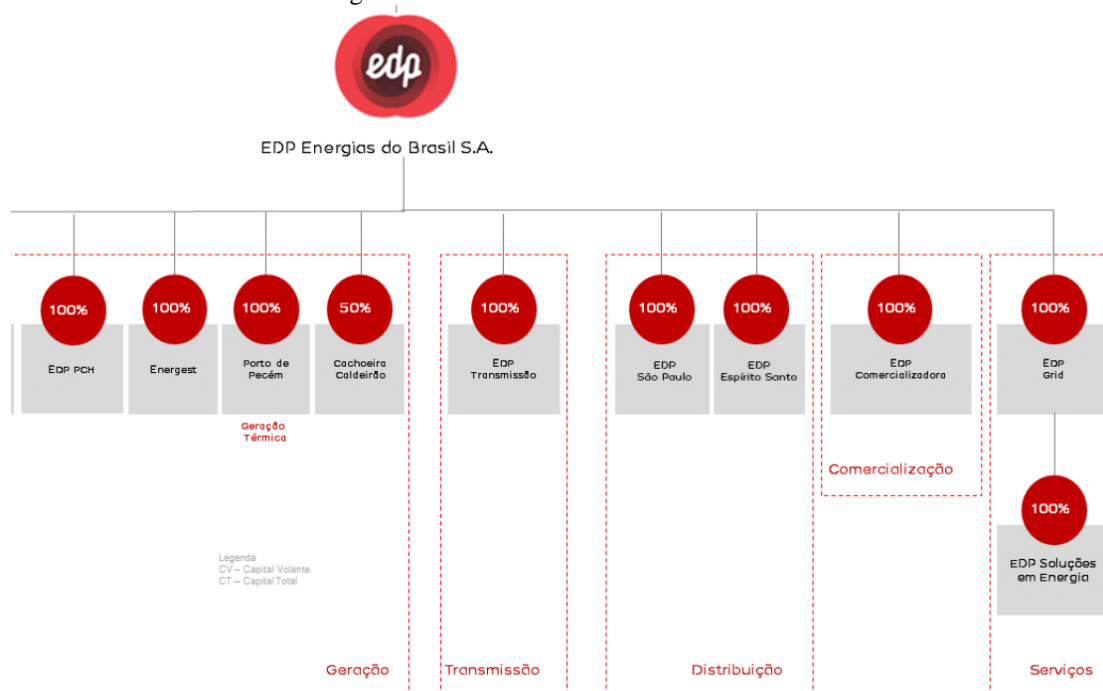
- EDP

A EDP é uma utility verticalmente integrada. É o maior produtor, distribuidor e comercializador de eletricidade em Portugal, a terceira maior empresa de produção de eletricidade na Península Ibérica e um dos maiores distribuidores de gás na Península Ibérica (EDP, 2018).

No Brasil possui algumas empresas: EDP Espírito Santo, EDP São Paulo, Geração, Comercialização, Soluções em Energia.

A Figura 71 apresenta a estrutura societária da EDP Brasil, mas não demonstra todas as geradores devido a limitação de espaço.

Figura 71 - Estrutura societária EDP



Fonte: EDP (2018)

- Eletrobras

As Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras – é controladora de 13 subsidiárias de geração, transmissão e distribuição de energia, um centro de pesquisas (Eletrobras Cepel), uma empresa de participações (Eletrobras Eletropar) e metade do capital de Itaipu Binacional - além de participação indireta em 179 Sociedades de Propósito Específico (SPE) e participações minoritárias em 26 sociedades (ELETROBRÁS, 2018).

A Eletrobrás atua no segmento de distribuição de energia em seis estados das regiões Norte e Nordeste do Brasil: Acre, Alagoas, Amazonas, Piauí, Rondônia e Roraima, como apresentado na Figura 72.



Figura 72 - Estrutura societária Eletrobrás



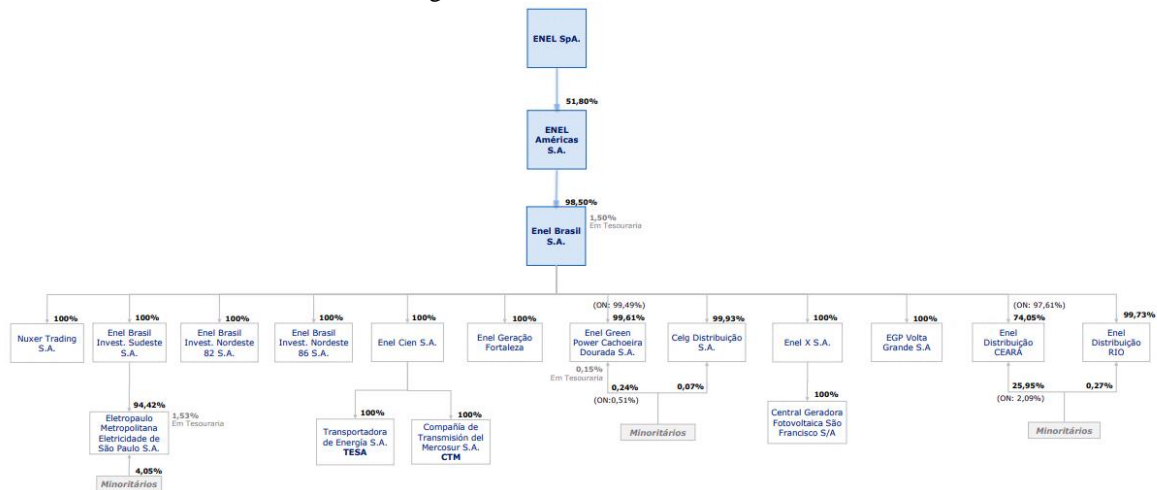
Fonte: Eletrobrás (2018).

- Enel

Atua em toda a cadeia energética, com atividades nas áreas de geração, distribuição, conversão, transmissão e comercialização, além de soluções em energia. Na distribuição de energia atende aos estados do Rio de Janeiro, Ceará, Goiás e mais recentemente São Paulo (ENEL, 2017). É o grupo com maior quantidade de consumidores no país. A Figura 73 apresenta a estrutura societária.

No mercado de geração são líderes em energia solar no país em capacidade instalada e portfólio de projetos. Operam a maior planta solar do Brasil, Nova Olinda, no Estado do Piauí.

Figura 73 - Estrutura societária Enel



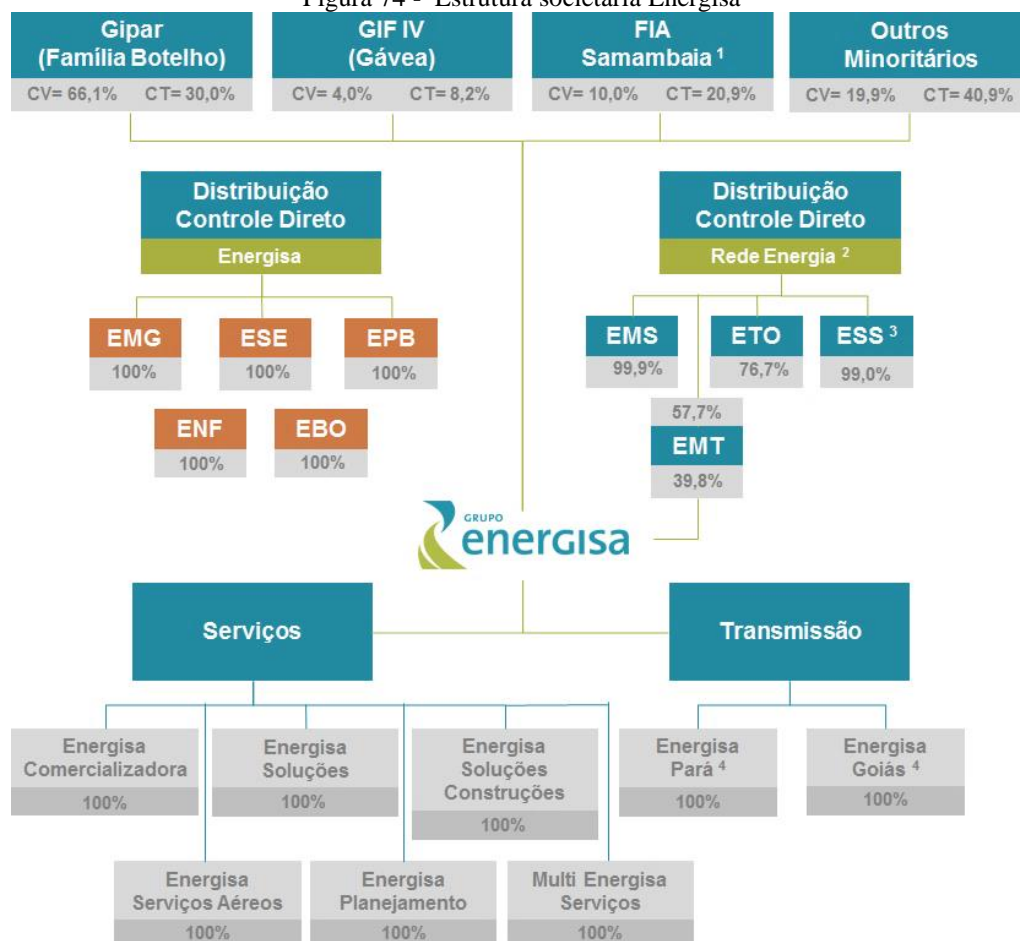
Fonte: Enel (2018)

- Energisa

A Companhia controla, atualmente, nove distribuidoras localizadas nos Estados de Minas Gerais, Sergipe, Paraíba, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, São Paulo e Paraná, que mantêm contratos de concessão que vencem entre 2020 e 2045, com uma área de concessão que atinge 1.632 mil Km<sup>2</sup>, equivalentes a 19,2% do território nacional (ENERGISA, 2018).

As atividades do Grupo Energisa também incluem ativos em transmissão de energia, a prestação de serviços e o desenvolvimento de estudos de geração de energia, como demonstrado na Figura 74.

Figura 74 - Estrutura societária Energisa



Fonte: Energisa (2018)

- Equatorial

A Equatorial Energia é uma holding com atuação no setor elétrico brasileiro, nos segmentos de i) distribuição, que explica 97% da receita da Companhia, através da CEMAR, no Maranhão, e da CELPA, no Pará, ii) transmissão, tendo vencido 8 lotes que cobrem os estados do Pará, Piauí, Bahia e Minas Gerais, iii) geração através da Termoelétrica Geramar, iv) comercialização através da Sol Energias, e v) serviços através da 55 Soluções (EQUATORIAL, 2018).

A estrutura societária está apresentada na Figura 75.

Figura 75 - Estrutura societária Equatorial



Fonte: Equatorial (2018)

- Light

A Light Energia é a empresa do Grupo Light comprometida com a geração, transmissão e comercialização de energia renovável. Com capacidade de 855 *megawatts*, seu parque gerador é composto por cinco usinas hidrelétricas, nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo: Fontes Nova, Nilo Peçanha e Pereira Passos, que compõem o Complexo de Lajes, localizado no *município fluminense de Pirai*; Ilha dos Pombos, em Carmo, também no Estado do Rio de Janeiro; e Santa Branca, no *município paulista de mesmo nome*. Além das usinas da Light Energia, o parque gerador do Grupo Light ainda inclui participações na Hidrelétrica de Paracambi e na Renova (energia eólica), totalizando 942 *megawatts* (LIGHT, 2018).

**UFBA**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**  
**ESCOLA POLITÉCNICA**

**PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI**

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA

CEP: 40.210-630

Telefone: (71) 3283-9800

E-mail: [pei@ufba.br](mailto:pei@ufba.br)

Home page: <http://www.pei.ufba.br>

