

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 28/13

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos (2014-2023)

Rio de Janeiro
Dezembro de 2013



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PAÍS RICO É PAÍS SEM POBREZA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA DEA 28/13

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Projeção da demanda de energia elétrica

para os próximos 10 anos
(2014-2023)



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade 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.

Presidente
Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Gestão Corporativa
Alvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral
Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica
Jeferson Borghetti Soares
José Manuel Soares David

Equipe Técnica
Arnaldo dos Santos Junior
Carla da Costa Lopes Achão
Fernanda Marques P. Andreza
Glaucio Vinicius Ramalho Faria
Gabriel Konzen
Gustavo Naciff de Andrade
Isabela de Almeida Oliveira
Jairo Viana Feliciano
Lidiane de Almeida Modesto
Luciano Basto Oliveira
Luiz Cláudio Orleans
Monique Riscado Stilpen

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede
SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714
Edifício Brasília Trade Center
70711-902- Brasília – DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Dezembro de 2013

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

AGRADECIMENTOS

É de justiça registrar o agradecimento da EPE a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica que, como integrantes da **COPAM - Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica**, rede de intercâmbio de informações e experiências na área do mercado de energia elétrica, muito contribuíram para a discussão das premissas e a calibragem dos parâmetros básicos aplicados aos métodos de previsão da demanda de energia. Esses agradecimentos se estendem à **Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.** e à **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE** que, da mesma forma, trouxeram informações relevantes para este estudo.

São obrigatórios também os agradecimentos às seguintes instituições: **Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE**, **Associação Brasileira do Alumínio - ABAL**, **Instituto Aço Brasil - IABr**, **Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM**, **Associação Brasileira da Indústria de Álcalis, Cloro e Derivados - ABICLOR**, **Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA**, pela valiosa colaboração na composição dos cenários para evolução das grandes cargas industriais. Da mesma forma, esses agradecimentos se estendem ao **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES**, cuja contribuição permitiu compor uma visão equilibrada e realista desses cenários. Registrem-se, ainda, as contribuições da **Eletrobras Eletronorte - Centrais Elétricas no Norte do Brasil S.A.** e da **Eletrobras Chesf - Companhia Hidroelétrica do São Francisco**, pelo conhecimento que possuem das cargas industriais de grande porte no Norte, especialmente na região Amazônica, e no Nordeste do país.

Na formulação do cenário demográfico, vale o registro da contribuição sempre oportuna e auspiciosa do corpo técnico do **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE**.

Registra-se o agradecimento ao **Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS**, parceiro de trabalhos conjuntos com a EPE, pela disponibilização de dados e informações relativos ao comportamento da carga e pela colaboração na análise das projeções de curto prazo da carga, contemplando o período de cinco anos, horizonte de interesse para o planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A despeito dessas contribuições, vale ressaltar que as premissas aqui adotadas e os resultados apresentados, ainda que enriquecidos pela discussão e troca de informações com as entidades citadas, são da total e exclusiva responsabilidade técnica da EPE que, com base nos elementos recolhidos, elaborou uma análise crítica e construiu sua visão própria relativamente aos possíveis cenários de expansão da demanda de energia elétrica.

APRESENTAÇÃO

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é empresa pública instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, e do Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados 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 presente texto insere-se na série “Estudos de Energia”, que compila notas técnicas produzidas pela Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da EPE, contemplando a análise de diversos temas ligados ao mercado de energia, com foco nas análises de demanda, recursos energéticos, economia da energia, evolução tecnológica e outros temas. Os documentos vinculados a esta série, que não têm obrigatoriamente periodicidade regular, estão disponíveis no endereço eletrônico <http://www.epe.gov.br/Estudos>.

Entre os “Estudos de Energia”, destacam-se os estudos sobre a demanda de energia que subsidiam a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia de Longo Prazo (PNE). Tais estudos são importantes na avaliação das estratégias de expansão da oferta de energia no médio e no longo prazo.

Esta nota visa especificamente a elaboração de uma projeção atualizada da demanda de energia elétrica para subsidiar os estudos relativos ao horizonte decenal (2014-2023). Essa projeção constitui-se em importante subsídio para os estudos a desenvolver com vista à elaboração do PDE 2023.

Os estudos sobre a demanda de eletricidade que resultaram na projeção apresentada nesta nota técnica envolveram a análise prospectiva da evolução socioeconômica e demográfica no Brasil, para o período 2014-2023, assim como estudos setoriais contemplando os principais setores da economia. Em destaque, analisou-se a dinâmica do mercado dos principais segmentos industriais eletrointensivos, alguns dos quais estão inseridos numa lógica de competição global, com vista à definição dos cenários de expansão para esses segmentos.

Aspectos importantes que também foram contemplados no estudo referem-se ao aproveitamento das ações de eficiência energética, vistas pelo lado da demanda, assim

como às perspectivas de autoprodução de energia elétrica, principalmente na indústria, aproveitando as oportunidades de cogeração a partir de resíduos do processo. Por sua vez, a extração do petróleo da camada pré-sal envolverá um esforço adicional de geração elétrica a gás natural nas plataformas *off-shore*, representando uma contribuição importante para a autoprodução total de energia elétrica.

Ressalta-se, por fim, que a previsão de mercado e carga documentada nesta nota técnica servirá, em particular, no que se refere às previsões da carga de energia e de demanda para os primeiros cinco anos do horizonte, como referência para o Plano Anual da Operação Energética (PEN) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) relativo ao período 2014-2018.

Conforme previsto nos Procedimentos de Rede do ONS, essa projeção de curto prazo (cinco anos) da carga sofrerá duas revisões ao longo do ano de 2014, as chamadas Revisões Quadrimestrais de Mercado e Carga, que serão elaboradas conjuntamente pela EPE e pelo ONS e oportunamente divulgadas através de Notas Técnicas, também conjuntas.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. PREMISSAS BÁSICAS	3
2.1 DEMOGRAFIA	4
2.1.1 Projeção da População Total Residente	4
2.1.2 Projeção do Número de Domicílios	6
2.2 PREMISSAS MACROECONÔMICAS (RESENHA)	7
2.3 GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.3.1 Expansão da capacidade instalada e da produção	12
2.3.2 Consumo de eletricidade	37
<i>CONSUMOS ESPECÍFICOS DE ENERGIA ELÉTRICA</i>	37
<i>AUTOPRODUÇÃO - GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS</i>	40
<i>CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE</i>	42
2.4 AUTOPRODUÇÃO - SÍNTESE	43
2.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	46
3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	48
3.1 O CONSUMO NA REDE EM 2013	48
3.2 PROJEÇÃO DO CONSUMO [2014-2023]	48
4. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	62
4.1 PERDAS	62
4.2 A CARGA DE ENERGIA EM 2013	63
4.3 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA [2013-2023]	64
4.4 COMPARAÇÃO COM O PDE 2022	65
5. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	68
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
ANEXO	76

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2014-2023</i>	5
<i>Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2014-2023</i>	7
<i>Tabela 3 – Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)</i>	9
<i>Tabela 4. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)</i>	36
<i>Tabela 5. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (GWh)</i>	38
<i>Tabela 6. Grandes consumidores industriais – Consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por subsistema (GWh)</i>	39
<i>Tabela 7. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)</i>	41
<i>Tabela 8. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)</i>	41
<i>Tabela 9. Grandes consumidores industriais – Consumo de eletricidade na rede, por segmento (GWh)</i>	42
<i>Tabela 10. Grandes consumidores industriais – Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)</i>	42
<i>Tabela 11. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)</i>	47
<i>Tabela 12. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2012-2013, por classe (GWh)</i>	48
<i>Tabela 13. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2012-2013, por subsistema (GWh)</i>	48
<i>Tabela 14. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica</i>	50
<i>Tabela 15. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	57
<i>Tabela 16. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	58
<i>Tabela 17. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	58
<i>Tabela 18. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	59
<i>Tabela 19. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	59
<i>Tabela 20. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)</i>	60
<i>Tabela 21. SIN – Carga de energia 2012-2013, por subsistema (MWmédio)</i>	63
<i>Tabela 22. SIN e Subsistemas: carga de energia (MWmédio)</i>	65
<i>Tabela 23. SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio)</i>	65
<i>Tabela 24. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)</i>	70
<i>Tabela 25. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	78
<i>Tabela 26. Subsistema Nordeste. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	78
<i>Tabela 27. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	78
<i>Tabela 28. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79
<i>Tabela 29. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)</i>	79

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Consumo de alumínio (*) per capita versus PIB per capita</i>	17
<i>Gráfico 2. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	18
<i>Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	19
<i>Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	19
<i>Gráfico 5. Consumo de aço per capita versus PIB per capita</i>	22
<i>Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	23
<i>Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	26
<i>Gráfico 8. Soda cáustica: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	28
<i>Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	28
<i>Gráfico 10. Eteno (*) : capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	30
<i>Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	32
<i>Gráfico 12. Consumo per capita de papel versus PIB per capita</i>	33
<i>Gráfico 13. Consumo per capita de cimento versus PIB per capita</i>	34
<i>Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2013-2023</i>	36
<i>Gráfico 15. Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade (TWh)</i>	43
<i>Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2013-2023 (TWh)</i>	44
<i>Gráfico 17. Ganhos de eficiência (TWh)</i>	47
<i>Gráfico 18. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade (*)</i>	50
<i>Gráfico 19. Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita</i>	51
<i>Gráfico 20. Intensidade elétrica versus PIB per capita</i>	52
<i>Gráfico 21. Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)</i>	53
<i>Gráfico 22. Brasil. Estrutura do consumo de eletricidade na rede, por classe (%)</i>	54
<i>Gráfico 23. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)</i>	55
<i>Gráfico 24. Brasil – Número de consumidores (ligações) residenciais</i>	56
<i>Gráfico 25. Brasil – Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)</i>	56
<i>Gráfico 26. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)</i>	63
<i>Gráfico 27. SIN. Carga de energia. Estrutura por subsistema (%)</i>	64
<i>Gráfico 28. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2022</i>	66

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	16
<i>Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	17
<i>Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	21
<i>Figura 4. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	24
<i>Figura 5. Ferro ligas: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	25
<i>Figura 6. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	27
<i>Figura 7. Eteno (*) : expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	29
<i>Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)</i>	32

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é documentar a projeção da demanda de energia elétrica elaborada pela EPE para os estudos de médio prazo (horizonte decenal: 2014-2023).

A elaboração das projeções para o horizonte decenal ocorreu num momento em que a economia mundial ainda apresenta incertezas acerca da velocidade da recuperação econômica dos países, enquanto se recupera da crise internacional. Entre os países desenvolvidos, ao longo de 2013 houve grande expectativa sobre a mudança de política monetária norte-americana, enquanto as preocupações com a zona do euro se arrefeceram. Nos países emergentes, por sua vez, houve desaceleração no ritmo de crescimento dos principais países.

Além da China, que apresenta uma trajetória mais baixa de crescimento econômico, Brasil e Índia tiveram uma forte redução no seu desempenho econômico. Para os próximos anos, a questão que se coloca é se esses países já alcançaram um padrão de crescimento mais baixo ou se esta é uma questão conjuntural em resposta à situação econômica global.

Em relação à economia brasileira, existem algumas incertezas que podem comprometer seu desempenho. Dentre elas, estão os possíveis impactos da retirada dos estímulos da política monetária americana que, segundo o *Federal Reserve* (Fed), começará a ser feita de forma gradual a partir de janeiro de 2014.

Outra incerteza importante para a economia brasileira é a respeito do comportamento dos preços internos. Ao longo do ano, a inflação se manteve acima do centro da meta¹, levando o Banco Central do Brasil (BCB) a atuar com uma política monetária mais restritiva, elevando a taxa de juros básica da economia (SELIC), o que vem contribuindo para uma redução da inflação. Entretanto, é incerto o comportamento dessa variável, sobretudo no caso de uma instabilidade cambial como consequência da mudança de política monetária norte-americana.

Além disso, a questão fiscal também apresenta alguns problemas. Em 2013, houve um importante corte de gastos do governo a fim de atingir a meta de superávit primário que foi flexibilizada para 2,3% do PIB².

¹ A meta de inflação brasileira é de 4,5% com banda de variação de 2% para cima e para baixo.

² A meta de superávit primário era de 3,1% do PIB.

Diante desse contexto, mesmo com a suave recuperação, em relação ao ano anterior, a expectativa de crescimento da economia brasileira em 2013, segundo o Fundo Monetário Internacional (FMI), ainda é inferior a da economia mundial.

Importa ressaltar que as projeções apresentadas nesta nota técnica tomaram por base os valores do consumo e da carga de energia verificados até outubro de 2013. No caso da carga, em particular, a estimativa para 2013 utilizou as previsões do Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS para os meses de novembro e dezembro.

As apurações preliminares do consumo e da carga de 2013 revelam, quando comparadas com a projeção para esse ano realizada no final de 2012³, que as taxas de crescimento devem se situar um pouco abaixo das que foram então projetadas. Ou seja, consumo e carga cresceram menos do que o previsto, principalmente como consequência do setor industrial, sob influência de um desempenho econômico mais fraco do que o esperado à época.

A projeção da demanda de energia elétrica apresentada nesta nota técnica, que contempla o horizonte dos próximos 10 anos (2014-2023), será referenciada ao longo do texto, por facilidade de exposição, como “Projeção Atual”.

A nota está organizada em quatro capítulos, além desta Introdução. O segundo deles descreve as principais premissas do estudo, contemplando a projeção da população e dos domicílios, o cenário macroeconômico de referência, as perspectivas relativas aos grandes consumidores industriais, englobando os principais segmentos eletrointensivos, a evolução da autoprodução de eletricidade e da eficiência energética. No capítulo 3, apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica por região (subsistema elétrico). O capítulo 4 contempla a projeção da carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, por fim, o capítulo 5 trata da projeção da carga de demanda ou demanda máxima (ponta) do sistema.

³ Nota Técnica EPE DEA 22/12, Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022).

2. PREMISSAS BÁSICAS

As premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais, assim como aquelas relativas à eficiência energética e à autoprodução, têm papel fundamental na determinação da dinâmica do consumo de energia elétrica, com implicação direta no comportamento de vários indicadores de mercado. No setor residencial, o número de ligações à rede elétrica depende de variáveis demográficas, como a população, o número de domicílios e o número de habitantes por domicílio; o consumo médio por consumidor apresenta correlação com a renda, com o PIB e com o PIB per capita. Essas mesmas variáveis são também importantes na explicação de outros setores de consumo, como é o caso da classe comercial (comércio e serviços) e das demais classes de consumo.

O setor industrial mantém uma relação não só com a economia nacional, mas também com a economia mundial, em função dos segmentos exportadores. Os estudos prospectivos setoriais, principalmente dos segmentos eletrointensivos, no que se refere aos respectivos cenários de expansão, rotas tecnológicas e características de consumo energético, são essenciais para a projeção do consumo de energia elétrica dessa importante parcela do mercado. Por sua vez, é na indústria que a autoprodução ganha maior relevância deslocando parcela do consumo final de eletricidade que, dessa forma, não compromete investimento na expansão do parque de geração/transmissão do Setor Elétrico Brasileiro.

Adicionalmente, é extremamente importante a formulação de premissas de eficiência energética, as quais perpassam todos os setores de consumo, sendo, muitas vezes, considerada a forma mais econômica de atendimento à demanda. Cabe ainda destacar que esta nota destaca a contribuição esperada da geração distribuída de pequeno porte, em especial, a geração fotovoltaica que, embora ainda tenha pequena participação, pode mostrar uma crescente contribuição ao longo do tempo.

As seções subsequentes ocupam-se da descrição dos principais aspectos considerados relativamente às premissas utilizadas neste trabalho. Com relação às premissas econômicas que embasaram todo o estudo, apresenta-se uma resenha dos principais aspectos do cenário.

2.1 Demografia

Os diferentes aspectos da evolução demográfica, e seus efeitos sociais e econômicos, possuem grande importância para explicar o consumo de energia. Desta forma, qualquer estudo prospectivo da demanda de energia possui como preocupação básica o estabelecimento de premissas com relação ao comportamento futuro da população.

A população brasileira vem passando por um rápido processo de transição demográfica, ao longo das últimas décadas. Nos últimos anos, a população total residente do país apresenta taxas de crescimento de modo geral declinantes em todas as regiões do País, em resposta especialmente ao declínio nas taxas de fecundidade.

As projeções demográficas, apresentadas nesta seção, baseiam-se nos estudos e pesquisas realizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE que refletem as tendências demográficas observadas nos últimos anos, tais como a redução das taxas de fecundidade e de mortalidade.

As projeções da população total residente e dos domicílios do país desagregadas por regiões geográficas são apresentadas na sequência.

2.1.1 Projeção da População Total Residente

A evolução da população brasileira na próxima década confirma a tendência de redução da taxa de crescimento populacional observada nos últimos anos. Conforme apresentado na Tabela 1, a média nacional da taxa de crescimento populacional do período será de 0,7% a.a.

Entre as regiões, ganharão participação as regiões Norte e Centro-Oeste, que passam de 8,5% e 7,5% em 2014 para 8,9% e 7,9% em 2023, respectivamente. Cabe ressaltar que esta tendência já vem sendo observada nos últimos anos e que são insuficientes para levar a alterações significativas na característica de concentração da população brasileira. No fim do período, a região Sudeste continuará a ser a grande concentradora da população nacional, com 41,7% de toda população do país, seguida pelas regiões Nordeste e Sul, 27,3% e 14,2% respectivamente.

Tabela 1. Brasil e Regiões. Projeção da População Total Residente (mil hab), 2014-2023

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2014	17.347	56.363	85.446	29.130	15.325	203.610
2019	18.478	58.035	88.335	30.126	16.395	211.368
2023	19.274	59.092	90.253	30.802	17.176	216.596
Variação (% ao ano)						
2014-2018	1,3	0,6	0,7	0,7	1,4	0,8
2019-2023	1,1	0,5	0,5	0,6	1,2	0,6
2014-2023	1,2	0,5	0,6	0,6	1,3	0,7
Estrutura de Participação (%)						
2014	8,5	27,7	42,0	14,3	7,5	100
2019	8,7	27,5	41,8	14,3	7,8	100
2023	8,9	27,3	41,7	14,2	7,9	100

Nota: População em 31 de dezembro⁴.

Cabe ressaltar que a despeito da redução de sua taxa de crescimento, entre os anos de 2014 e 2023, a população brasileira aumentará em torno de 13,0 milhões de habitantes, número este próximo à atual população do estado da Bahia (14 milhões) e da Grécia (11,2 milhões, 2008) e um pouco inferior à do Chile (16,8 milhões, 2008).

⁴ Os dados populacionais do IBGE, originalmente divulgados com a data de referência de 1º julho de cada ano, são ajustados para a data de 31 de dezembro, tornando-se assim compatíveis com os dados anuais relativos às variáveis energéticas.

2.1.2 Projeção do Número de Domicílios

Diferentemente dos resultados apresentados nos últimos censos que mostraram um decréscimo da taxa de crescimento da população, o número de domicílios particulares permanentes vem apresentando trajetória crescente para todas as regiões do país.

O número de domicílios é estimado através da relação habitante/domicílio, cuja evolução é obtida nos censos populacionais. No Brasil, espera-se que este valor, atualmente em torno de 3,2, atinja 2,9 habitantes por domicílio no final do horizonte (2023).

A tendência decrescente da relação do número de moradores por domicílio reflete alterações tanto no perfil sociodemográfico das famílias brasileiras quanto no perfil de renda. A queda do crescimento populacional, em virtude, especialmente, da queda da taxa de fecundidade total, o aumento de renda observado nos últimos anos e o estímulo ao financiamento habitacional são fatores que levaram ao aumento do número de domicílios.

A perspectiva de evolução da relação habitante/domicílio, em conjunto com a evolução da população estimada pelo IBGE, fornece o número total de domicílios, variável fundamental para a projeção do consumo residencial de energia. Na Tabela 2, são apresentados os resultados das projeções do número total de domicílios particulares permanentes do Brasil e das regiões para o período de 2014 a 2023.

Tabela 2. Brasil e Regiões. Projeção do Número de Domicílios (mil), 2014-2023

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2014	4.546	16.524	28.080	9.999	4.982	64.131
2019	5.084	17.796	30.512	10.978	5.631	70.000
2023	5.508	18.760	32.408	11.758	6.152	74.585
Variação (% ao ano)						
2014-2018	2,3	1,5	1,7	1,9	2,5	1,8
2019-2023	2,0	1,3	1,5	1,7	2,2	1,6
2014-2023	2,2	1,4	1,6	1,8	2,4	1,7
Estrutura de Participação (%)						
2014	7,1	25,8	43,8	15,6	7,8	100
2019	7,3	25,4	43,6	15,7	8,0	100
2023	7,4	25,2	43,5	15,8	8,2	100

Nota: Domicílios em 31 de dezembro.

2.2 Premissas macroeconômicas (resenha)

Nesta seção, apresenta-se um resumo das premissas macroeconômicas adotadas neste estudo, que seguem as linhas gerais dos cenários macroeconômicos de médio e longo prazos da EPE⁵.

Ao longo do horizonte de estudo, espera-se uma lenta recuperação da União Europeia e dos Estados Unidos da crise que assolou grande parte das economias desenvolvidas. Além disso, há perspectiva de que a economia chinesa cresça a taxas menores, já que seu padrão de

⁵ O cenário econômico pode ser visto com maiores detalhes na Nota Técnica de Caracterização do Cenário Macroeconômico para os próximos dez anos (2014-2023).

crescimento baseado em exportações e forte investimento público vem mostrando sinais de esgotamento, ainda que esta permaneça crescendo a taxas significativas - cerca de 7,5% a.a., segundo perspectivas do Fundo Monetário Internacional. Dessa forma, o cenário mundial para 2023 revela desafios que necessitam ser enfrentados para que o país alcance taxas de crescimento mais significativas nos próximos anos.

Com base no cenário mundial, a balança comercial brasileira será impactada negativamente pelas expectativas de taxas de crescimento inferiores para a economia chinesa, pela lenta recuperação da economia mundial, bem como pelo fato da expectativa dos preços das *commodities* não alcançarem o patamar atingido durante o chamado “super ciclo”. O menor superávit na balança comercial somado ao saldo negativo da balança de serviços e rendas resulta em déficits em transações correntes, que serão compensados pela continuidade de elevada entrada de capitais externos no país.

Em relação ao ambiente interno, um dos principais empecilhos para um crescimento econômico mais robusto são os gargalos de infraestrutura que de certa forma limitam a produtividade da economia brasileira bem como a competitividade de seus produtos no mercado externo. Entretanto, já há sinais de que estes gargalos vêm sendo combatidos, trazendo perspectivas positivas para o país.

No último ano intensificaram-se os leilões de concessões em infraestrutura o que representa maiores investimentos no setor. Tal fato impulsionará a taxa de investimento e a produtividade brasileira, o que proporciona um crescimento de médio e longo prazo mais forte e sustentável. Além disso, os investimentos no setor de exploração e produção de petróleo que serão efetuados para a extração de óleo da camada do pré-sal e no setor habitacional também contribuirão para ampliar a taxa de investimento brasileira. Nesse sentido, levando-se em conta o cenário descrito, espera-se que a economia brasileira cresça nos próximos dez anos a uma taxa média de 4,3% a.a., enquanto o mundo crescerá, no mesmo período, a 3,8% a.a. A evolução, por quinquênio, do crescimento econômico mundial e nacional é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Taxas de crescimento do nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2003-2007	2008-2012	2014-2018	2019-2023
PIB Mundial (% a.a.)	4,7%	2,9%	3,8%	3,8%
Comércio Mundial (% a.a.)	8,2%	2,8%	5,4%	5,3%
PIB Nacional (% a.a.)	4,0%	3,1%	4,1%	4,5%

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

2.3 Grandes consumidores industriais de energia elétrica

Há um conjunto de segmentos industriais que respondem por importante parcela do consumo industrial de eletricidade, aqui denominados grandes consumidores industriais de energia elétrica. Englobam segmentos industriais que são na sua maioria eletrointensivos, podendo dizer-se que todos eles são, sem exceção, também energointensivos. Os grandes consumidores industriais aqui considerados contemplam a cadeia do alumínio, incluindo a produção de alumina e a extração de bauxita, siderurgia (produção de aço bruto), ferro ligas, pelletização, cobre, petroquímica (produção de eteno), soda-cloro, papel e celulose, e cimento.

Estes segmentos industriais são produtores de insumos básicos que entram na composição de grande quantidade de materiais usados nas mais diversas atividades da economia, desde a construção civil, incluindo obras de infraestrutura, à produção de utensílios de uso cotidiano, passando pela fabricação de máquinas e equipamentos, entre outras aplicações.

Esses insumos básicos e os materiais a partir deles fabricados estão intimamente ligados ao modelo de desenvolvimento econômico da sociedade contemporânea.

Apesar das legítimas pressões ambientais, que vêm ganhando maior força nos últimos anos e cuja intensidade se prevê crescente, não se visualiza uma ruptura do atual modelo de desenvolvimento econômico, contemplando mudanças fundamentais do paradigma de comportamento da sociedade no horizonte do presente estudo.

É certo que as pressões de ordem ambiental, da mesma forma que levarão ao progressivo aproveitamento do potencial de eficiência energética no uso e na produção de energia, também serão indutoras de uma economia menos intensiva no uso de insumos básicos

industriais energointensivos, tais como o aço, o alumínio ou o cimento, entre outros, resultando em redução gradual da elasticidade-renda da demanda por esses produtos.

No entanto, não se espera uma substituição radical no uso desses insumos básicos, vale dizer, não se imagina que, no horizonte de 10 anos, a construção civil prescindia de materiais como o aço, o alumínio, o cimento ou o PVC. Ademais, a demanda por esses insumos básicos deverá apresentar expansão importante ao longo dos próximos anos, não somente no Brasil, mas também em outros países em desenvolvimento, como a China e a Índia, nos quais ainda existe importante déficit habitacional, de serviços públicos básicos e de infraestrutura.

As perspectivas de evolução para a indústria nacional nos próximos anos terão obrigatoriamente que levar em conta o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, que contempla um amplo conjunto de medidas destinadas a incentivar o investimento privado, aumentar o investimento público em infraestrutura e estimular o crédito e o financiamento, além de procurar remover obstáculos de ordem burocrática, administrativa, normativa, jurídica e legislativa, ao crescimento econômico.

Mesmo em tempos de crise internacional, tais medidas se refletiram de forma muito positiva na indústria nacional, desonerando-a de encargos e processos burocráticos mais pesados e tornando-a mais ágil e competitiva em termos globais. Um segmento que vem se beneficiando muito com as medidas do PAC é o setor de construção civil que, por sua vez, é alavancador de toda a cadeia produtiva.

O investimento em infraestrutura definido no PAC, que tem como um de seus grandes objetivos eliminar possíveis gargalos para um crescimento mais acelerado da economia, engloba projetos nas áreas de energia (geração e transmissão de energia elétrica; exploração, produção e logística de petróleo e gás natural; e combustíveis renováveis como etanol e biodiesel), logística e transportes (rodovias, ferrovias, aeroportos, portos, hidrovias e metrô), saneamento, habitação e aproveitamento múltiplo de recursos hídricos.

Um conjunto de relativamente poucos segmentos industriais representa em torno de 40% do consumo total de eletricidade da indústria brasileira. São eles os segmentos de alumínio (incluindo alumina e bauxita), siderurgia (aço bruto), ferro ligas, pelletização, cobre, celulose e papel, soda-cloro, petroquímica (eteno) e cimento. Dada a importância desses segmentos no consumo energético do país, vale uma análise mais aprofundada dos respectivos cenários de expansão, bem como dos correspondentes consumos de eletricidade.

Nesta seção são apresentadas as principais premissas utilizadas na cenarização desses segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, para o horizonte 2013-2023. Tais premissas englobam tanto as perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção desses setores quanto os parâmetros característicos utilizados na descrição da respectiva dinâmica de mercado. Apresenta-se, também, a projeção da produção física e da autoprodução de eletricidade a eles associadas.

É importante para o planejamento da expansão do parque elétrico nacional, especialmente para o dimensionamento da rede de transmissão, o conhecimento da distribuição espacial do consumo, dadas as limitações dos intercâmbios de energia possíveis entre os diferentes subsistemas elétricos interligados. Nesse sentido, é fundamental conhecer a alocação regional das cargas relativas aos grandes consumidores industriais. É por esse motivo que os resultados apresentados nesta seção são desagregados por subsistema integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Vários dos segmentos energointensivos, nomeadamente as indústrias produtoras de *commodities* metálicas, como é o caso do segmento siderúrgico e o de alumínio, assim como o segmento de papel e celulose, são controlados por grandes grupos empresariais de escala e atuação globais. Por isso, a alocação da expansão da capacidade de produção mundial dos respectivos produtos segue uma lógica global de otimização de resultados, que leva em consideração diversos fatores, desde a disponibilidade e a localização das fontes de matérias primas, de insumos básicos e de mão de obra local, passando por aspectos de ordem institucional e de geopolítica, pela questão energética (garantia de suprimento, preços competitivos da energia), até a logística de transporte e a localização dos principais mercados consumidores.

Dessa forma, várias regiões no mundo apresentam vantagens comparativas relativamente à alocação mundial da produção dessas indústrias. Nesse contexto, o Brasil atualmente ocupa posição de destaque em alguns setores, como é o caso dos segmentos de papel e celulose e de alumínio (especialmente, no que se refere à extração de bauxita e à produção de alumina).

O cenário considerado para o Brasil, nos dez anos do horizonte do estudo, contempla uma forte demanda doméstica por insumos básicos, como o aço, o alumínio e o cobre, entre outras *commodities* metálicas e outros insumos básicos, como consequência da melhoria de renda da população e da necessidade de dotar a economia de uma moderna e eficiente infraestrutura. Além disso, no contexto mundial, a economia chinesa deverá seguir sendo uma forte demandante por esses insumos.

Entretanto, considera-se para no atual ciclo de planejamento decenal um cenário econômico um pouco mais fraco do que o que era vislumbrado à época do PDE 2022. Neste contexto, alguns segmentos industriais têm maior dificuldade de expansão, como são os casos da siderurgia e da produção de alumínio primário. Como consequência, espera-se que tais setores tenham piores resultados de balança comercial em 2022.

Ainda assim, prevê-se para o próximo decênio (2013-2023) uma expansão significativa das indústrias de base, sem prejuízo da movimentação gradual da indústria brasileira para uma maior diversificação da indústria manufatureira, tornando-se mais competitiva em segmentos industriais de tecnologia mais avançada, com maior valor agregado, que, gradualmente, deverão ganhar espaço na matriz industrial do País.

Em síntese, a economia brasileira deverá caminhar ao longo dos próximos anos, para uma maior eficiência no uso de insumos básicos energointensivos, cujos processos de produção são também, geralmente, fortes emissores de gases de efeito estufa, e considera-se que essa será, também, a tendência em nível mundial.

2.3.1 Expansão da capacidade instalada e da produção

No que se refere ao cenário de expansão da capacidade instalada de produção dos segmentos industriais eletrointensivos para os próximos anos, as principais diferenças em relação ao cenário considerado no último Plano Decenal (PDE 2022) concentram-se nos segmentos siderúrgico e de alumínio primário, cujos cenários de expansão sofreram redução significativa.

Essas mudanças de cenário, relativas aos segmentos industriais mencionados, têm um impacto importante no consumo de eletricidade na indústria e na carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). A diferença, em relação ao PDE 2022, principalmente por conta da menor expansão de capacidade dos setores de siderurgia e de alumínio primário e do cenário mais modesto para a expansão econômica, equivale a uma redução da carga de energia superior a 600 MW médio em 2022, no que se refere à utilização da rede elétrica para o atendimento de grandes consumidores industriais de eletricidade.

Em seguida, apresentam-se as expansões de capacidade instalada consideradas por segmento industrial grande consumidor de eletricidade. São, também, apresentadas as projeções da produção física, da demanda interna e das exportações relativas a cada um dos segmentos analisados, descrevendo-se brevemente as premissas adotadas para cada um deles.

Naturalmente, é com base na produção física que será feita a projeção do consumo de energia elétrica de cada segmento, utilizando-se os respectivos consumos específicos de eletricidade (kWh por tonelada produzida).

No que se refere à produção física, relativa aos segmentos industriais atualmente voltados fortemente para a exportação, como o alumínio (sobretudo, a alumina e a bauxita), a siderurgia e a celulose, entre outros, admite-se, de um modo geral, que eles operam com nível elevado da capacidade instalada e que o excedente da produção relativamente à demanda interna encontra alocação no mercado internacional. De fato, os grupos econômicos que controlam esses setores conhecem bem a política internacional relativamente à regionalização da produção setorial, sendo eles mesmos coautores na formulação dessa política. Dessa forma, a alocação regional de nova capacidade é definida levando-se em consideração as perspectivas de evolução do mercado mundial, a localização das reservas de insumos básicos e as questões de logística, entre outras.

A demanda interna dos produtos oriundos da maioria desses segmentos industriais é determinada em função do cenário econômico, através da sua elasticidade em relação ao PIB. De um modo geral, admite-se, como tendência de longo prazo, uma maior eficiência da economia no uso desses insumos básicos, traduzida em uma redução gradual da elasticidade-renda ao longo do tempo.

Alumínio

A análise da indústria do alumínio considera não somente a produção de alumínio primário, que é extremamente eletrointensiva, mas também de alumina, bem menos intensiva em eletricidade, e de bauxita, que tem baixo consumo específico de eletricidade. Além disso, a produção primária do alumínio (a partir da cadeia bauxita-alumina-alumínio primário) é complementada pela produção secundária, isto é, através da reciclagem da sucata de alumínio. Desta forma, se consegue analisar a cadeia do alumínio como um todo.

Agentes do setor, representados pela Associação Brasileira do Alumínio (ABAL), vêm há algum tempo sinalizando que a indústria de alumínio primário no Brasil vive momentos difíceis em termos de sua competitividade no mercado internacional, sendo o custo da energia elétrica adquirida o principal fator que, segundo a ABAL, compromete essa competitividade. Assim, dada a falta de competitividade salientada pela ABAL, e conforme já se havia admitido no PDE 2022, não foram contempladas expansões da capacidade produtiva nacional de alumínio primário nos estados do subsistema Norte interligado.

No caso da Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), do grupo Votorantim, que possui autoprodução de eletricidade, através de sua participação em diversas usinas

hidroelétricas, consideravam-se no PDE 2022 expansões de capacidade instalada de produção de 95 mil toneladas por ano, em 2013-2014, e de 80 mil toneladas anuais, em torno de 2019. Entretanto, no atual ciclo de planejamento, não há perspectiva de expansão mesmo deste tipo de planta, de acordo com as expectativas dos agentes setoriais.

É interessante observar que a lógica internacional de alocação da indústria do alumínio no mundo, de um modo geral, visa à produção de alumina junto às reservas do minério (bauxita), a produção do alumínio primário situada aonde haja disponibilidade de energia elétrica a preços competitivos, e a produção de transformados e de produtos finais é, preferencialmente, localizada junto aos mercados consumidores.

Nos últimos anos, os projetos de investimento em novas plantas de alumínio primário (*smelters*) têm se baseado, no caso da China e da Índia, no aproveitamento do baixo custo de capital que, de certa forma, compensa tarifas de energia mais altas do que em outros países, assim como na existência de um mercado demandante de alumínio em forte expansão.

No resto do mundo, a alocação da produção de alumínio primário tem-se orientado, essencialmente, pela disponibilidade e pelo baixo custo da energia elétrica. Como resultado, nos últimos anos, a expansão da capacidade instalada de produção tem buscado países como a Rússia (hidroeletricidade e termoeletricidade a gás natural), a Austrália (termoeletricidade baseada em carvão), o Oriente Médio (termoeletricidade a gás natural), ou a Islândia (hidroeletricidade e eletricidade de origem geotérmica), os quais têm energia abundante, em relação a suas respectivas necessidades, e condições de suprir a indústria de alumínio primário com energia elétrica a preços muito competitivos.

No que se refere à alumina, o Brasil atualmente exporta grande parte da sua produção (7,3 milhões de toneladas em 2012, 70% da produção nacional). O restante da produção é usado basicamente como insumo na produção de alumínio primário. No cenário adotado, considera-se que as exportações ganham importância no horizonte decenal, chegando a 82% da produção nacional em 2023. Cabe ressaltar que a demanda interna de alumina cresce apenas 0,4% anuais entre 2013 e 2023, por conta da estagnação da produção nacional de alumínio primário no período, mas a produção expande ao ritmo de 3,8% ao ano. Entre as expansões previstas da capacidade instalada de produção de alumina no país, destaca-se a planta da Votorantim, projeto Alumina Rondon, no Pará, com capacidade de 3 milhões de toneladas anuais e com início de operação está previsto para 2017-2018.

No caso da bauxita, as exportações têm um peso bem menor, se comparadas com as de alumina (20% em 2012). A projeção para o horizonte decenal mostra um crescimento médio

anual de 1,7% da produção brasileira, abaixo do ritmo de incremento da produção nacional de alumina.

A mineração da bauxita no Brasil totaliza uma capacidade instalada de produção próxima a 40 milhões de toneladas por ano, sendo a Mineração Rio do Norte - MRN a maior unidade produtora, situada no Pará, atualmente com capacidade de produção de cerca de 20 milhões de toneladas por ano. Com capacidades menores, registram-se as unidades de mineração da Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, do grupo Votorantim, em Minas Gerais e Goiás, da VALE em Paragominas, no Pará, da ALCOA e da NOVELIS, no estado de Minas Gerais.

A atual capacidade instalada de produção de alumina situa-se em torno de 12 milhões de toneladas por ano, sendo que as maiores plantas são a da Alunorte, no Pará, de 6 milhões de toneladas, e a Alumar, no Maranhão, de 3,5 milhões de toneladas anuais.

Na Figura 1 mostra-se a localização, por subsistema elétrico, das expansões de capacidade instalada de produção de alumina previstas no horizonte deste estudo, assim como a evolução da capacidade instalada no Brasil.

No que se refere à produção de alumínio primário, a atual capacidade instalada no País é de cerca de 1,5 milhões de toneladas por ano. Os maiores produtores são a CBA (475 mil t/ano), do grupo Votorantim, situada em São Paulo, e as unidades da Albrás (450 mil t/ano), no Pará, e da Alumar (450 mil t/ano), no estado do Maranhão. Cabe ressaltar que, em 2013 houve a desativação permanente de uma linha de alumínio da NOVELIS Ouro Preto (MG), pesando a decisão da empresa de focar sua produção apenas em tarugos.

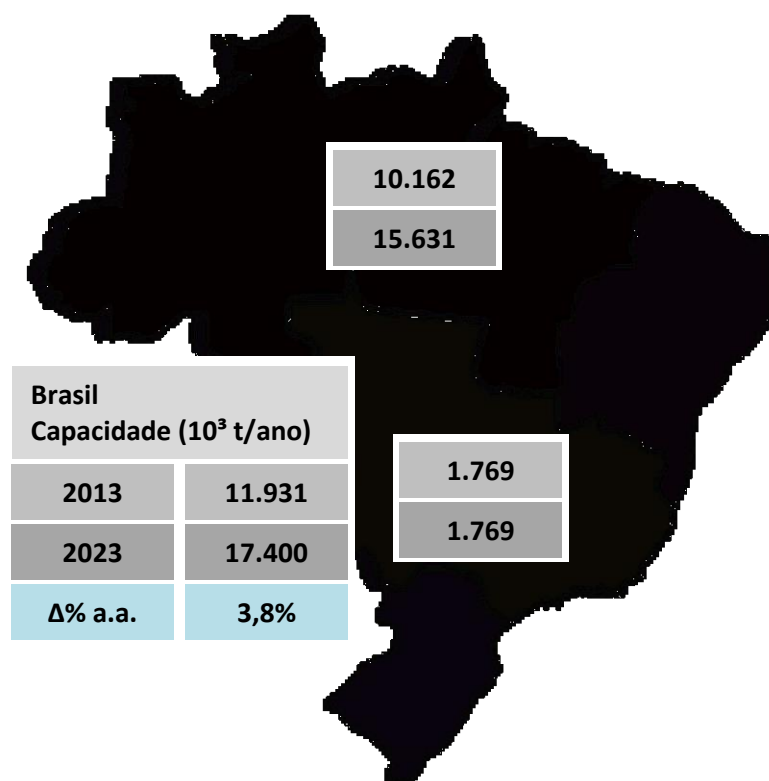
A Figura 2 ilustra as principais expansões da capacidade instalada de produção de alumínio primário previstas para o período 2013-2023, indicando sua localização por subsistema elétrico.

Vale ressaltar que o Brasil detém, em termos da reciclagem do alumínio, um índice elevado. A relação entre a quantidade de sucata recuperada e o montante de alumínio consumido (consumo doméstico de produtos transformados do alumínio) situa-se acima de 35%, valor superior à média mundial (aproximadamente 27%). No caso específico de latas de alumínio, o País é líder mundial em termos de nível de reciclagem (nível em torno de 98% em 2011). Desta forma, acredita-se que, no horizonte 2013-2023, a proporção de produção secundária de alumínio relativamente à demanda doméstica não tenha capacidade para expansão para níveis muito superiores ao observado atualmente.

O uso do alumínio no País, em 2012, foi distribuído da seguinte forma: embalagens, incluindo latas, 29%; transportes, 19%; construção civil, 16%; indústria de eletricidade, 12%; bens de consumo, 10%; e máquinas e equipamentos, 5%.

O consumo per capita de alumínio no Brasil passará de cerca de 7 kg/habitante/ano, em 2013, para algo em torno de 12 kg/habitante/ano em 2023. O país passará de uma renda per capita⁶ um pouco superior à da China e da África do Sul para uma renda próxima à da Argentina e do México em 2023, enquanto o consumo per capita de alumínio, que é atualmente próximo ao da Argentina e do México, atingirá, em 2023, valor que se aproxima do atual valor chinês e de alguns países europeus, como são os casos da Grécia e de Portugal (Gráfico 1).

Figura 1. Alumina: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)



⁶ No sentido da paridade do poder de compra (*Power Purchase Parity – PPP*).

Figura 2. Alumínio: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)

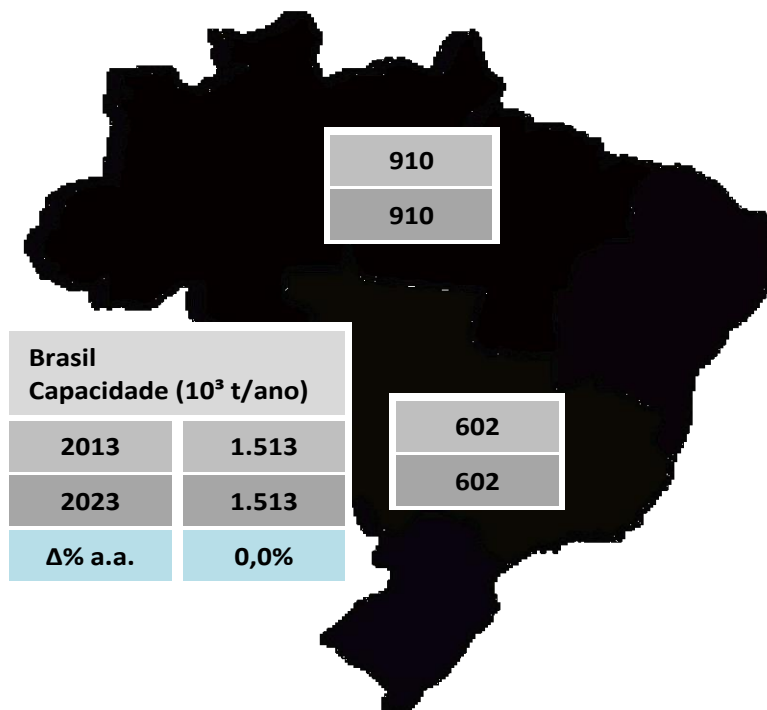
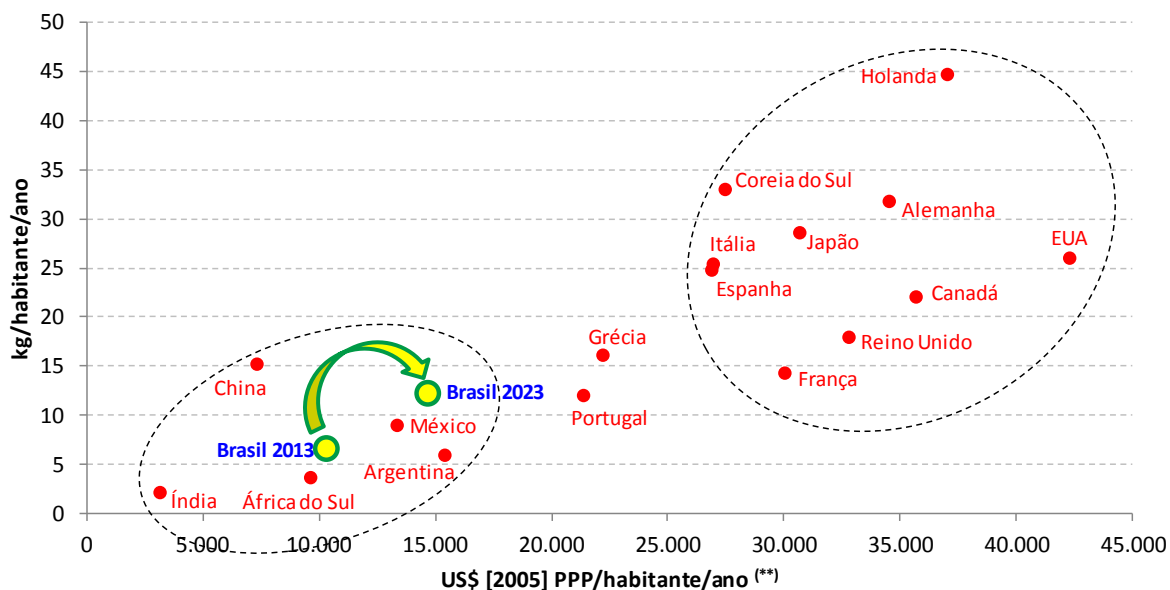


Gráfico 1. Consumo de alumínio (*) per capita versus PIB per capita



(*) Consumo aparente = produção primária + importação de lingotes + importação de semimanufaturados e manufaturados + sucata recuperada - exportação de lingotes - exportação de semimanufaturados e manufaturados.

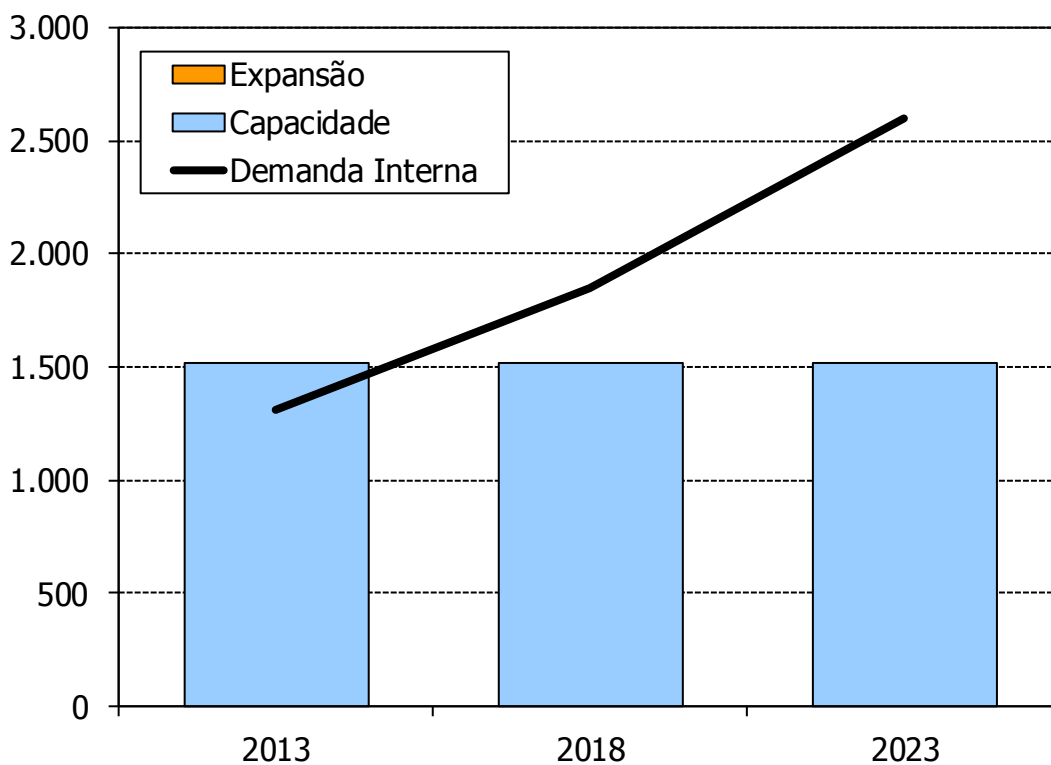
(**) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP⁷. Os dados são relativos ao ano de 2011 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: ABAL e IEA, *Key World Energy Statistics* 2013. Elaboração EPE.

⁷ Os dados relativos ao PIB estão expressos em US\$ constante de 2005 e levam em consideração a paridade do poder de compra nos diferentes países (PPP - *Power Purchase Parity*), o que torna a comparação entre países mais justa.

O Gráfico 2 mostra a evolução da capacidade instalada de alumínio primário e da demanda interna. Em 2013 a demanda nacional de alumínio tende a ser muito próxima à produção de alumínio primário no País. No entanto, as exportações líquidas representam cerca de 25% da demanda interna, quando considerada a produção secundária de alumínio, mas decresce rapidamente e tornam-se negativas, da ordem de 30% da demanda interna em 2023. Por sua vez, os Gráficos 3 e 4 mostram a evolução dos mesmos indicadores, respectivamente, para a alumina e a bauxita. Conforme se pode observar, a alumina continuará sendo exportada em montantes expressivos, variando entre 75% e 82% da produção ao longo do período decenal.

Gráfico 2. Alumínio: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)



Nota: não inclui produção secundária.

Gráfico 3. Alumina: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)

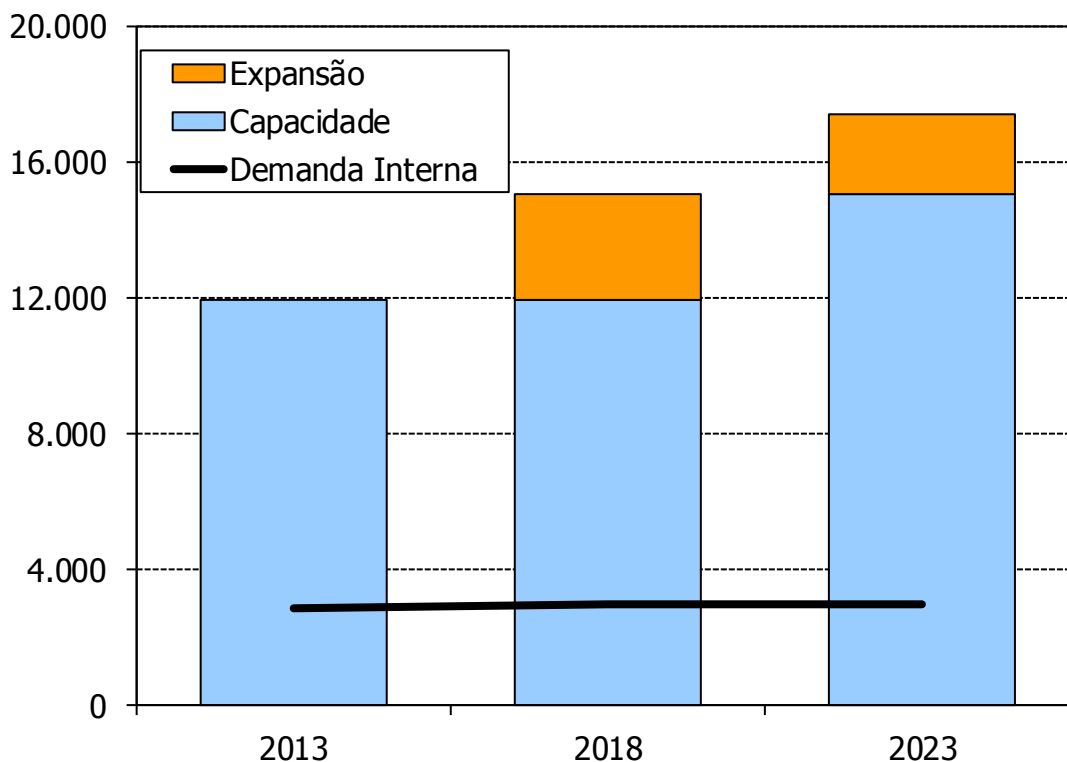
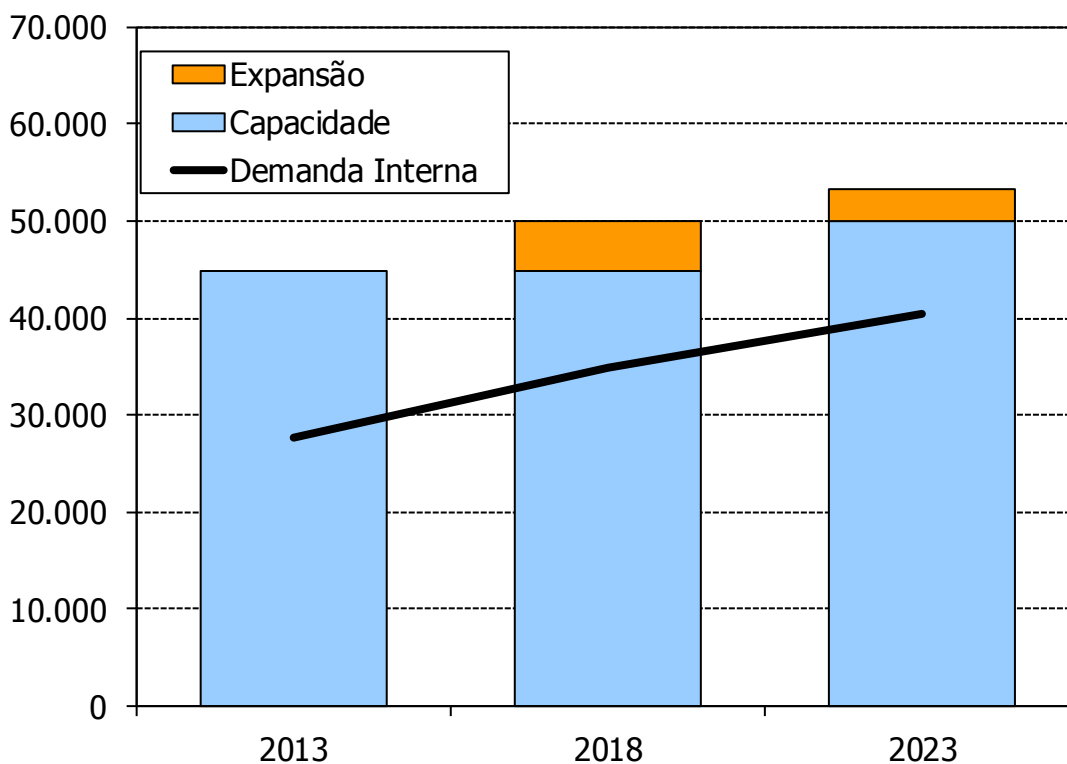


Gráfico 4. Bauxita: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)



Siderurgia (aço bruto)

Analogamente ao que ocorre com a indústria de alumínio, também há relativa concentração na indústria siderúrgica, no que se refere à produção de aço bruto, com um número reduzido de grandes grupos investidores e com uma quantidade de plantas ainda pequena, porém maior do que o das plantas de alumínio primário.

Configura-se um cenário de expansão da produção de aço bruto bem mais modesto que o previsto no ciclo de planejamento anterior. A capacidade instalada aumenta no decorrer do horizonte decenal, com expansão de 0,4% ao ano, fazendo com que as exportações líquidas tenham forte retração neste período. A produção brasileira de aço evoluirá de 35 milhões de toneladas, em 2013, para 47 milhões de toneladas em 2023.

A atual capacidade de produção de aço bruto gira em torno de 48 milhões t/ano. Os maiores produtores nacionais são: a CST Arcelor Mittal com capacidade de 12,6 milhões t/ano (7,8 milhões t/ano na CST, 3,9 milhões nas antigas unidades da Belgo, Monlevade, Juiz de Fora, Grande Vitória e Piracicaba, e 0,9 milhões t/ano na Acesita); o grupo Gerdau com capacidade instalada de 11,1 milhões t/ano (dividida em um conjunto de usinas, das quais a maior é a Açominas com 4,5 milhões t/ano); o grupo Usiminas com capacidade de 9,3 milhões t/ano (4,8 milhões t/ano na unidade de Ipatinga e 4,5 milhões t/ano na unidade de Cubatão - Cosipa); o grupo CSN com 5,9 milhões de t/ano; e a usina da Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA), consórcio da VALE com a *Thyssen Krupp*, instalada no município de Itaguaí (RJ), com capacidade de 5,0 milhões de t/ano, a qual entrou em operação comercial em 2010.

Por outro lado, a crise econômica mundial recente motivou a revisão do cenário de expansão da siderurgia nacional para o período decenal, mais severo que o previsto no PDE anterior. Com isso, espera-se que o incremento da capacidade instalada no decênio seja mais contido, retomando um patamar mais forte de crescimento após 2023.

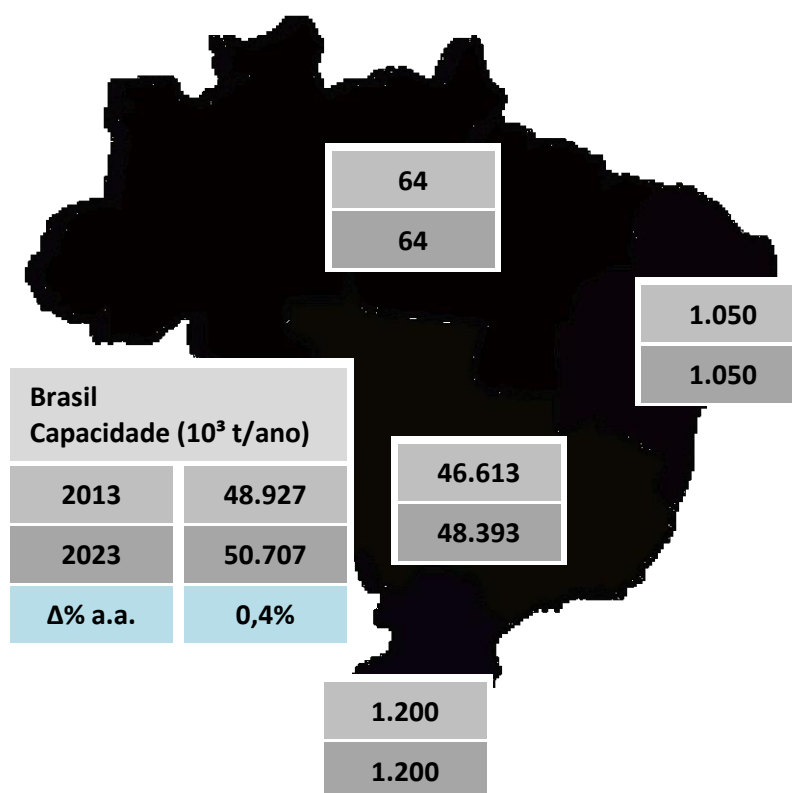
A demanda doméstica de aço crescerá ao ritmo de 5,0% ao ano, incremento pouco mais modesto que o previsto no PDE 2022, porém ainda com as condições macroeconômicas favoráveis, associadas à expansão acelerada da construção civil e ao incremento da demanda por bens de capital. Eventos como a Copa do Mundo de 2014 e as Olimpíadas de 2016 também terão um efeito multiplicador sobre o consumo de aço. Concomitantemente, a forte expansão da infraestrutura, prevista para o período, e a prospecção, exploração e produção de petróleo na camada do Pré-sal, também se constituem em fortes elementos indutores do consumo de aço no País.

Os setores que atualmente mais consomem aço no Brasil são: construção civil (20,1% das vendas internas em 2012), autopeças (9,6%) e automobilístico (7,0%).

A Figura 3 mostra as principais expansões de capacidade de aço bruto previstas no período 2013-2023, por subsistema elétrico.

O estudo do setor siderúrgico contemplou três rotas tecnológicas para a produção de aço, que apresentam perfis distintos de consumo de energia, em particular de energia elétrica, assim como diferentes potenciais de cogeração de eletricidade. São elas: a rota integrada com coqueria própria, a rota integrada com coque adquirido de terceiros e a rota semi-integrada com aciaria elétrica. Classificaram-se tanto as usinas siderúrgicas existentes quanto as novas de acordo com essas rotas para a avaliação dos respectivos consumos de eletricidade.

Figura 3. Siderurgia: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)

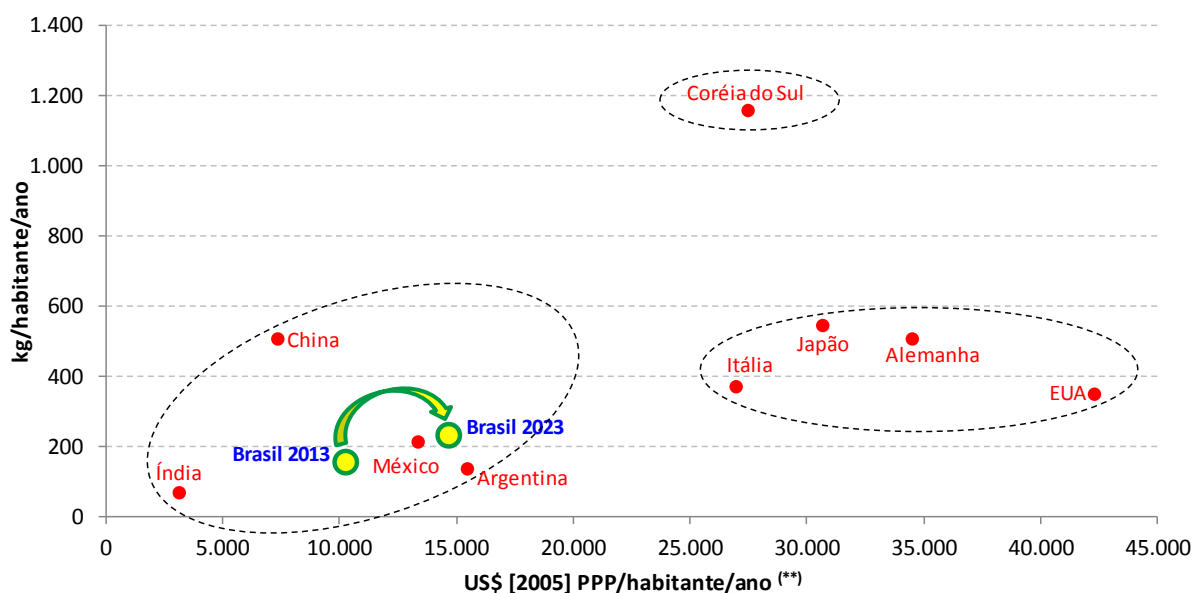


O consumo per capita de aço no País passará de cerca de 145 kg/habitante/ano, em 2013, nível semelhante ao atual da Argentina (2011), para cerca de 220 kg/habitante/ano, em 2023, valor ligeiramente superior ao consumo atual do México e, ainda, muito inferior ao de países europeus (Gráfico 5). Um país que se destaca pelo elevadíssimo consumo per capita de aço, afastando-se da relação tendencial entre a renda per capita e o consumo per capita de aço, é a Coréia do Sul. Este caso pode ser considerado um *outlier*, em função do peso na economia sul-coreana de determinados segmentos industriais intensivos em

aço, sobretudo a indústria naval, a automobilística e a de armamento, sendo importante ressaltar que muita da produção sul-coreana intensiva em aço é destinada à exportação.

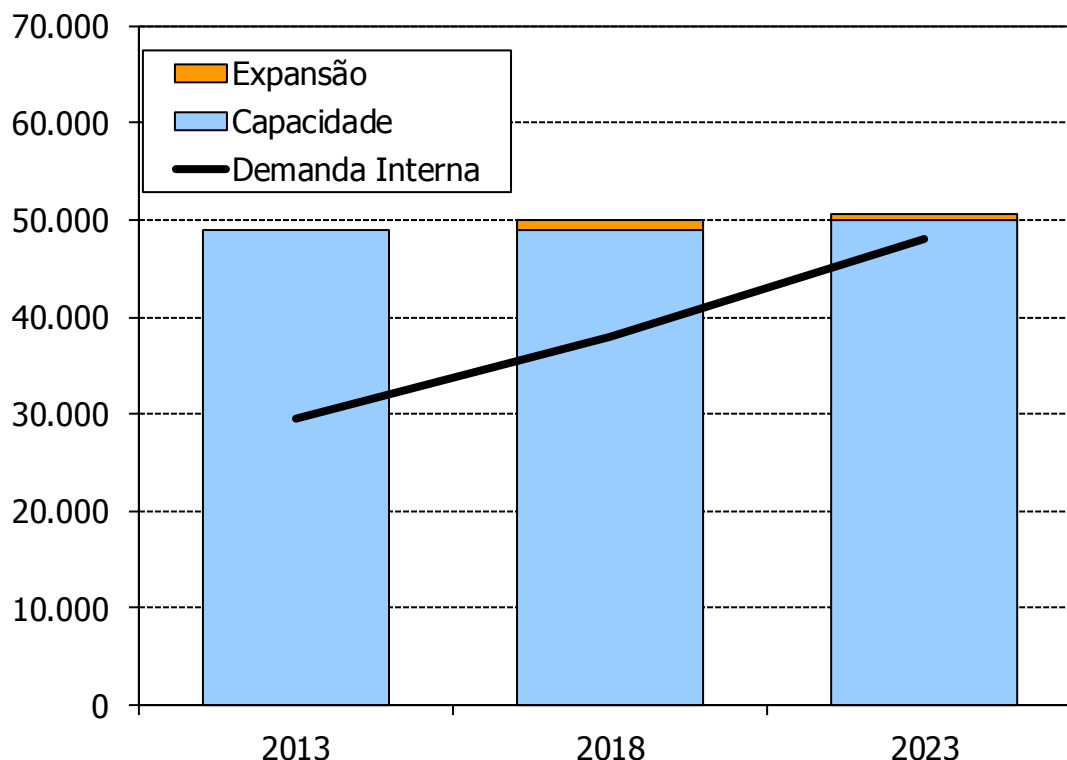
O Gráfico 6 mostra a evolução da capacidade instalada de aço bruto e da demanda interna. As exportações de aço oscilam entre 27% e 7% da produção ao longo do horizonte do estudo, passando de 10 milhões de toneladas, em 2013, para 3 milhões de toneladas em 2023.

Gráfico 5. Consumo de aço per capita versus PIB per capita



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2011 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Instituto Aço Brasil e IEA, *Key World Energy Statistics* 2013. Elaboração EPE.

Gráfico 6. Aço bruto: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)

Pelotização

A indústria de pelletização tem como finalidade a fabricação das pelotas, que são aglomerados de finos de minério, gerados na extração do minério de ferro, de forma a adequá-los para a sua utilização como componente de carga metálica nos altos fornos da indústria siderúrgica. Dado o grande volume de extração de minério de ferro no Brasil⁸, a pelletização ganha maior importância, permitindo a recuperação dos finos que, de outra forma, seriam considerados resíduos do processo, agregando, assim, valor econômico ao minério.

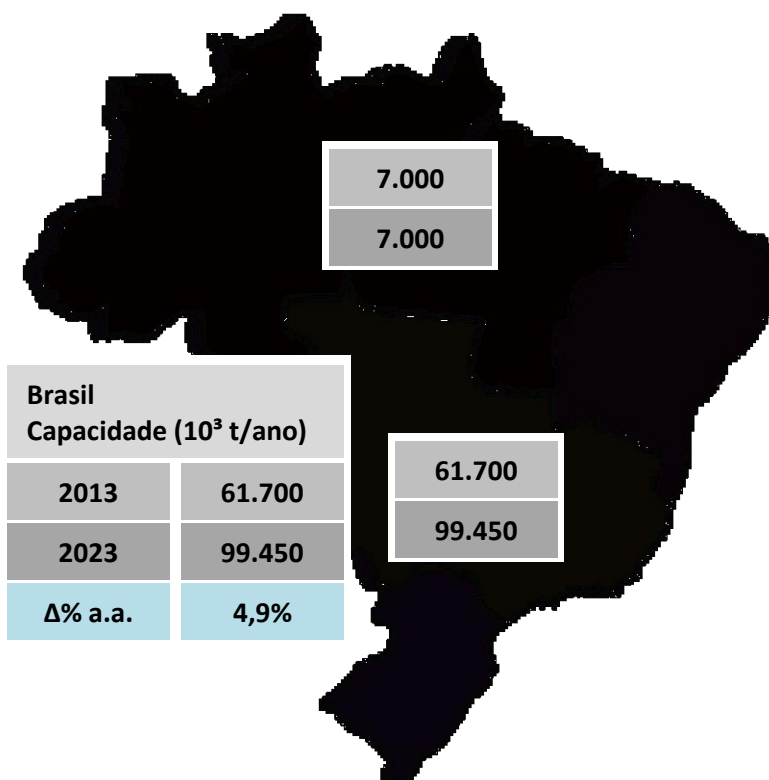
Cerca de 95% da produção de pelotas no País é destinada à exportação. A atual capacidade instalada brasileira gira em torno de 62 milhões toneladas anuais de pelotas. Essa capacidade está concentrada nas usinas da VALE (Tubarão I e II, Hispanobrás, Itabasco, Nibrasco e Kobrasco), localizadas no Espírito Santo, além da usina da Samarco (VALE e BHP

⁸ A VALE é o maior produtor mundial de minério de ferro (cerca de 12% em 2012) e o Brasil é o terceiro maior produtor mundial, com 12,5% da produção em 2012, atrás de China (1^o) e Austrália (2^o). Os três países, em conjunto, agregaram 73% das exportações mundiais de minério de ferro em 2012.

Billiton), com capacidade de 14 milhões t/ano, da Ferteco (4,5 milhões t/ano) e da usina da VALE no Maranhão com capacidade de 7,0 milhões t/ano.

As expansões consideradas para o segmento de pelotas de minério de ferro contemplam os montantes indicados na Figura 4, por região (subsistema elétrico).

Figura 4. Pelotização: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)



Ferro ligas

O segmento de ferro ligas é parte integrante da cadeia siderúrgica, dado que a utilização dessas ligas se dá na composição de diversos tipos de aço, aos quais as ligas conferem as propriedades desejadas.

A capacidade instalada da produção de ferro ligas no País gira em torno de 1,4 milhões de toneladas anuais e é composta por diversos tipos de ligas. São cerca de 0,5 milhões t/ano de ligas à base de manganês, 0,2 milhões t/ano de ligas à base de silício, 0,3 milhões t/ano de silício metálico, 0,2 milhões t/ano de ligas à base de cromo, e 0,2 milhões t/ano de outras ligas (incluindo o níquel).

Os atuais maiores produtores de ferro ligas no País são: VALE Manganês e Maringá, para ligas à base de manganês; Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio (CBCC), Minasligas, Globe Metais e Ferbasa, para ligas à base de silício; Ferbasa e Arcelor Inox, para ligas à base de cromo; e Anglo American, para ligas à base de níquel.

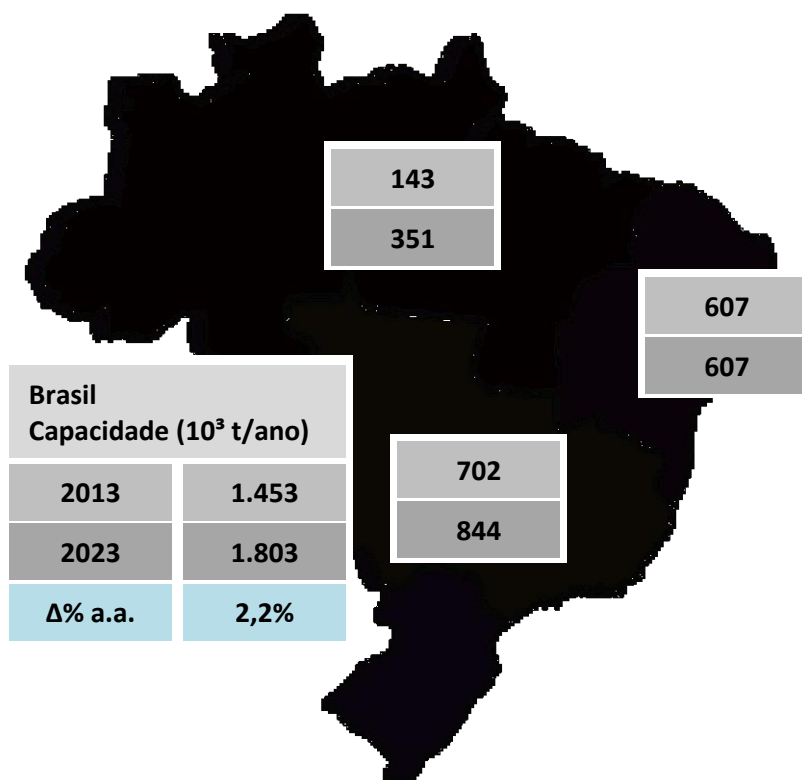
A produção brasileira de ferro ligas, além de atender o mercado doméstico, isto é, a produção nacional de aço, também dedica volumes expressivos a exportação, que deverão variar entre 15% e 40% da produção ao longo do horizonte do estudo.

Deve ressaltar-se que os consumos específicos de eletricidade dos diversos tipos de liga são muito diferenciados dependendo da liga, podendo variar de cerca de 3,0 MWh/t a 13,5 MWh/t (para o caso do ferro-níquel), valor este próximo ao consumo específico de uma planta de alumínio. No horizonte do estudo, a expansão considerada para o setor é mais concentrada em ligas de maior consumo específico de eletricidade. Em particular, as ligas à base de níquel ganharão participação no *mix* de produção nacional de ferro ligas.

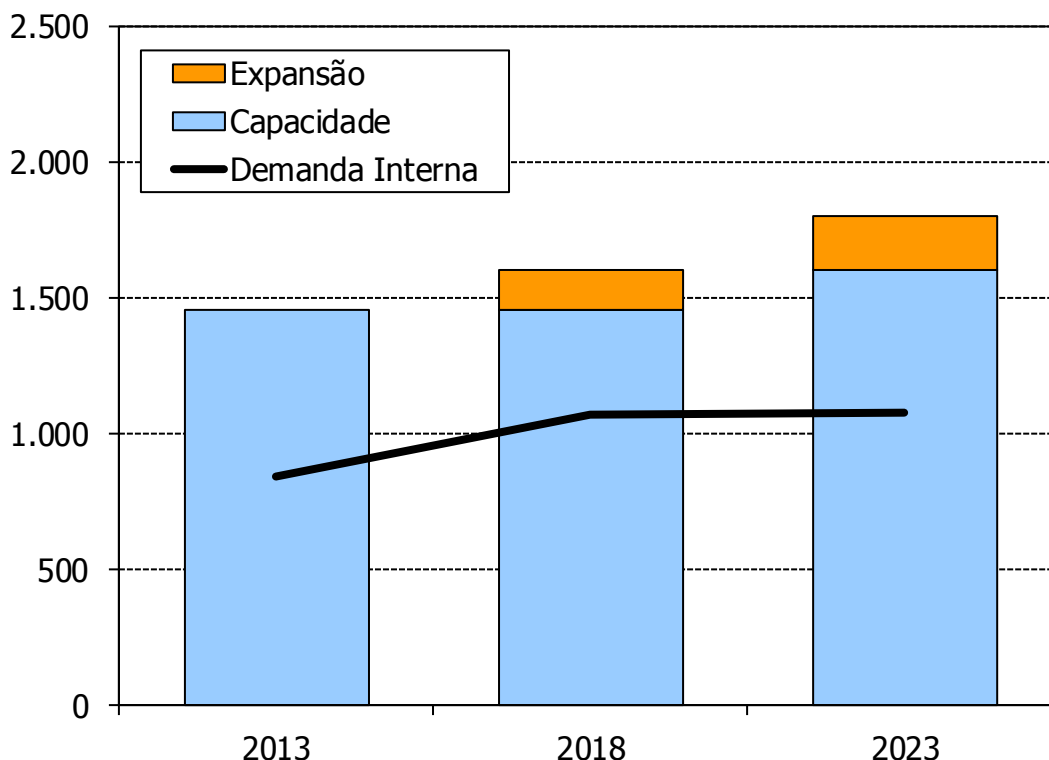
Para o horizonte decenal, espera-se que haja pequenas expansões de capacidade instalada de ferro-ligas, com destaque para o incremento da capacidade produtiva de ferro-níquel, como a gradual implementação da planta Onça Puma, situada no Pará, e de plantas no estado de Goiás. Além disso, também se espera que a produção de outros tipos de liga menos eletrointensivas seja incrementada no subsistema Norte.

As expansões da capacidade instalada de ferro ligas, por subsistema elétrico, consideradas neste trabalho encontram-se assinaladas na Figura 5.

Figura 5. Ferro ligas: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)



O Gráfico 7 mostra a evolução da capacidade instalada total de ferro ligas e da respectiva demanda interna.

Gráfico 7. Ferro ligas: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)

Soda-Cloro

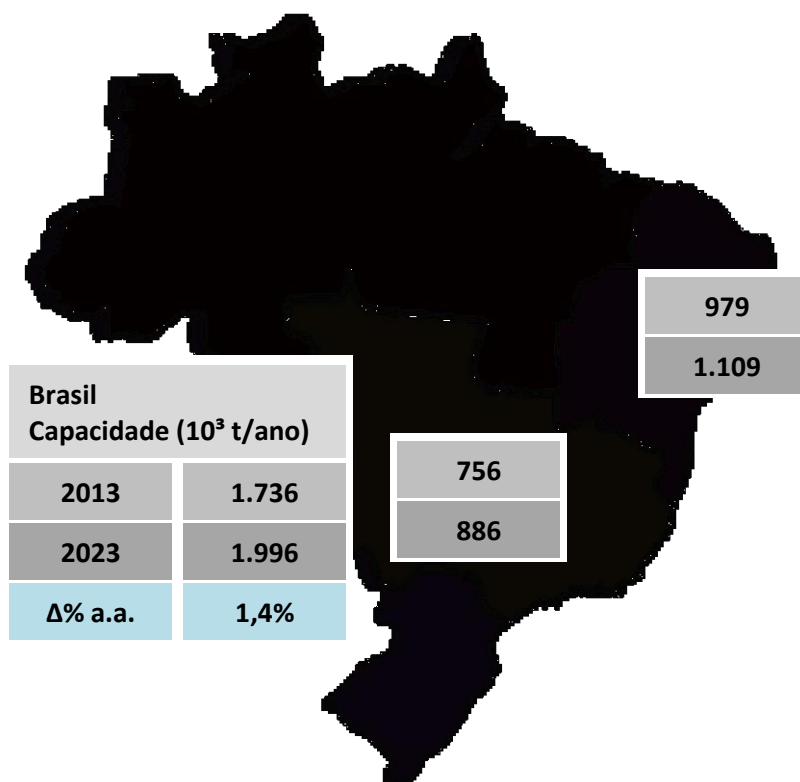
No setor de soda-cloro também existe uma forte concentração em torno de poucos grupos investidores e de um número reduzido de plantas industriais.

Este é um setor que vem operando em níveis próximos à capacidade instalada de produção. Além disso, apesar de o mercado interno de soda-cloro ainda ser liderado pela demanda de soda, esta situação deverá inverter-se no médio prazo, com o cloro passando a liderar o mercado, conforme ocorre nas economias desenvolvidas, na hipótese de um cenário de crescimento sustentado da economia, principalmente com a aceleração da construção civil e o uso intensivo de PVC, bem como com a universalização dos serviços de água e saneamento básico. Por sua vez, a importação de cloro é de difícil viabilização, dadas as complexas condições de transporte e os riscos envolvidos, gerando a necessidade de importá-lo através de seus derivados, quando necessário.

A indústria de soda-cloro possui atualmente uma capacidade instalada de produção de soda em torno de 1,7 milhões de toneladas por ano de soda cáustica e 1,6 milhões de toneladas anuais de cloro.

O incremento na capacidade instalada nacional do setor de soda-cloro é composto por expansões das plantas já existentes ao final do período decenal. Desta forma, a capacidade instalada brasileira aumenta 1,4% ao ano no período 2013-2023, passando de quase 1,7 para cerca de 2,0 milhões de toneladas anuais de soda cáustica, conforme se pode ver na Figura 6. Assim, observa-se uma tendência de ocorrência de déficit na balança comercial de cloro já nos próximos anos, gerando a necessidade de se sobrecarregar a pauta de importações com produtos derivados, como o PVC.

Figura 6. Soda cáustica: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)



O cenário considerado para o setor implica em ampliar ainda mais o volume de soda cáustica importada (Gráfico 8) e, também, na crescente importação de cloro, através de seus derivados (Gráfico 9).

Gráfico 8. Soda cáustica: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)

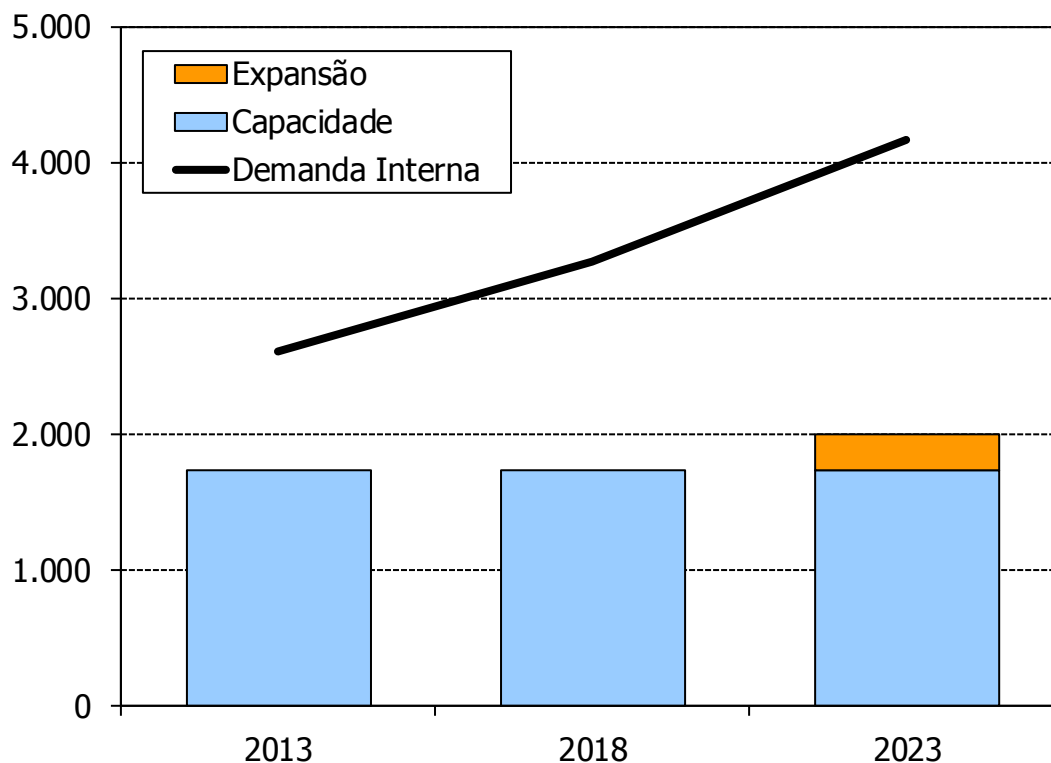
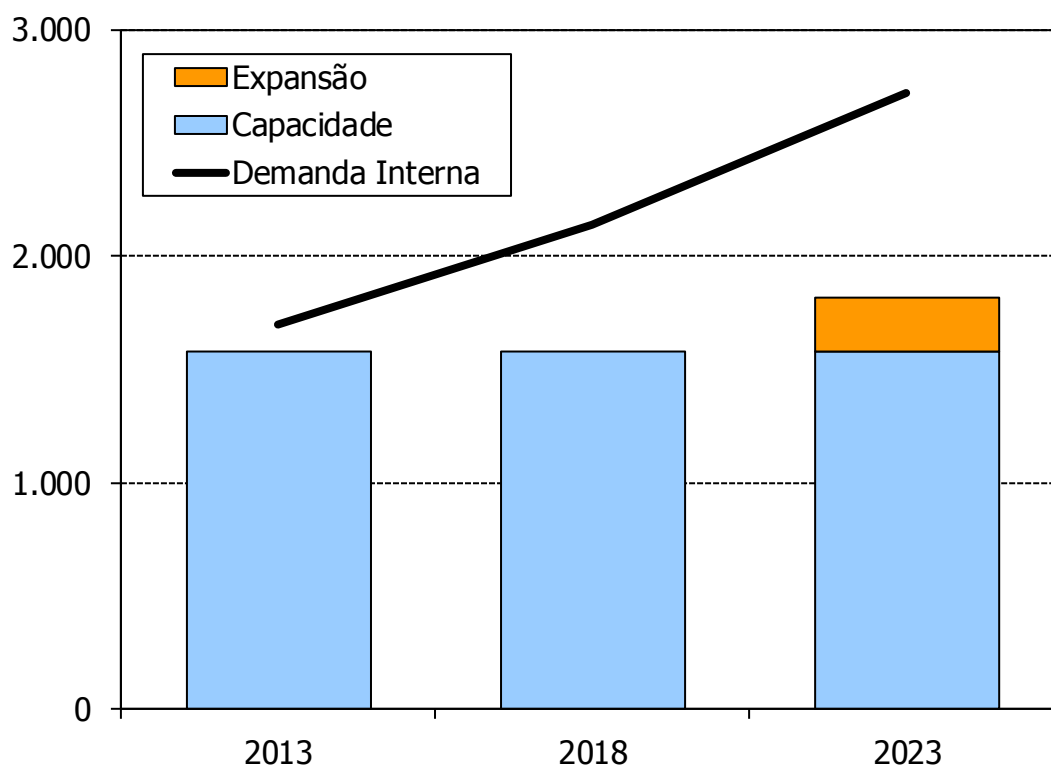


Gráfico 9. Cloro: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)

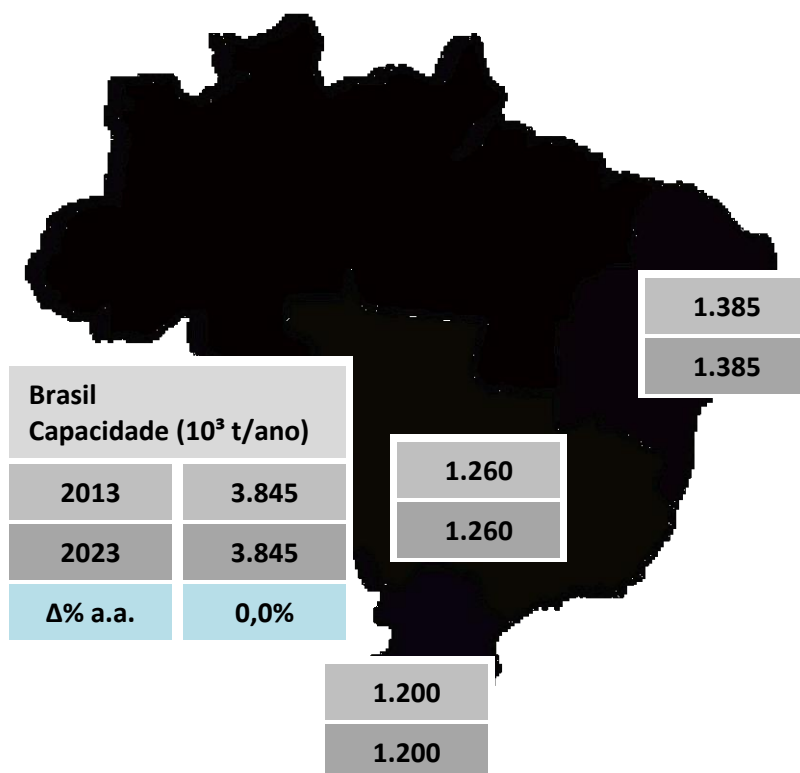


Petroquímica (eteno)

Atualmente, a produção de produtos petroquímicos básicos está concentrada em poucos grandes grupos de investidores, estando localizada em quatro polos petroquímicos: Grupo BRASKEM, no pólo de Camaçari, na Bahia; RIOPOL no pólo gás-químico do Rio de Janeiro; Petroquímica União - PQU no pólo de São Paulo; e COPESUL/BRASKEM no pólo de Triunfo, no Rio Grande do Sul. A atual capacidade instalada no Brasil é de cerca de 3,8 milhões de toneladas de eteno anuais.

Na Figura 7, está exposto o cenário considerado para a capacidade instalada de produção petroquímica de eteno, por subsistema elétrico. Ao contrário do que era previsto no PDE 2022, atualmente não se espera que haja expansões de capacidade no período decenal. No horizonte do PDE 2023, não é considerada a expansão da parte petroquímica do COMPERJ, uma vez que esse projeto encontra-se sob avaliação.

Figura 7. Eteno (*): expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)



(*) Capacidade instalada de produção de eteno nos polos petroquímicos a partir do petróleo (nafta ou petróleo pesado).

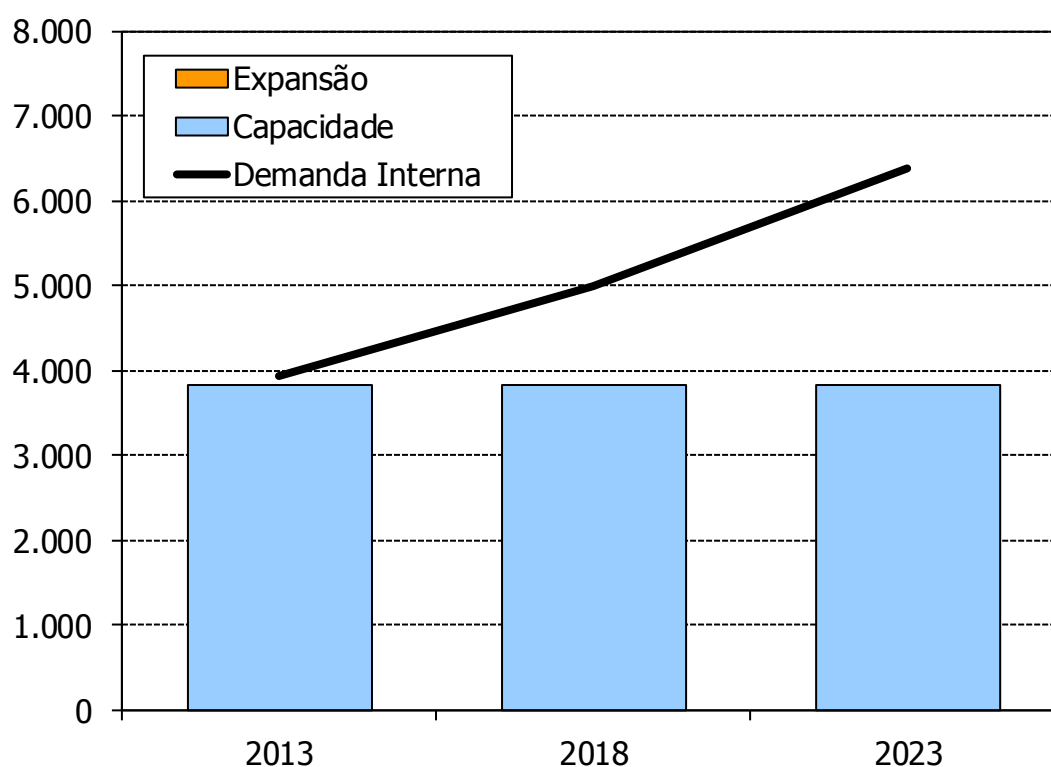
Ressalta-se, também, a importância do pólo petroquímico de Suape em Pernambuco, que foi formalmente inaugurado no início de 2007 com a operação, em fase experimental, da unidade de produção de resina PET (Poli Tereftalato de Etileno), a maior indústria deste

produto no mundo, com capacidade de produção de 450 mil t/ano, que coloca o Brasil na condição de exportador em lugar de importador de resina PET. No entanto, este pólo possui características muito diferentes dos demais instalados no país e não é produtor de petroquímicos básicos, como o eteno.

Vale também destacar o recente desenvolvimento de projetos na área alcoolquímica, que poderá tornar-se uma importante via complementar de produção da cadeia derivada do eteno a partir de uma fonte de energia renovável, o etanol. Entretanto, se espera que plantas alcoolquímicas deverão ser instaladas apenas após o período decenal.

O Gráfico 10 mostra a comparação do cenário da capacidade instalada de eteno com a projeção da respectiva demanda interna. Observa-se que, como a demanda interna tende a crescer acima do ritmo da economia nacional, o País terá um nível de importação líquida de resinas crescente ao longo do período em estudo.

Gráfico 10. Eteno (*) : capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)



(*) A capacidade instalada de produção de eteno contempla tanto a expansão via petroquímica quanto a expansão via alcoolquímica.

Celulose e pasta mecânica

A produção de papel e celulose no País é bastante pulverizada, contando com grande número de empresas com unidades industriais distribuídas ao longo do território nacional.

No entanto, no tocante especificamente à celulose, o número de plantas é bem mais reduzido. Trata-se de um segmento da indústria em que o Brasil possui claras vantagens competitivas em relação à maioria dos países e que, portanto, deverá apresentar crescimento expressivo, com produção voltada não só para o mercado interno, mas principalmente para a exportação, no caso da celulose.

A produção de celulose é um segmento da indústria em que as vantagens comparativas do Brasil são por demais evidentes. O País detém um dos melhores rendimentos de produção florestal do mundo, em razão das condições climáticas muito favoráveis e do desenvolvimento de modernas técnicas de plantio, e é líder mundial em celulose de fibra curta de eucalipto, já tendo conquistado uma boa fatia do mercado internacional.

O fechamento de várias fábricas no hemisfério norte, que já vinha ocorrendo mesmo antes da crise, e o crescimento da economia chinesa deverão estimular a expansão da produção de celulose no Brasil. Em 2012, o percentual das exportações brasileiras de celulose destinado à China, principal destino da celulose brasileira, foi de 26%.

A atual capacidade instalada de produção de celulose situa-se supera 15 milhões t/ano, devendo superar o nível de 25 milhões de toneladas em 2023. Este cenário é pouco mais contido que o previsto no PDE 2022, mas ainda representa uma forte expansão no período decenal. Com isso, o País tende a ganhar espaço dentro do comércio internacional. As principais expansões de celulose consideradas neste estudo estão indicadas, por subsistema elétrico, na Figura 8.

As expansões da capacidade instalada de celulose, consideradas para o período 2013-2023, e a evolução da demanda interna são apresentadas no Gráfico 11. As exportações variam entre 60% e 64% da produção nacional e, em volume, elas partem de um patamar de aproximadamente 8 milhões t/ano, em 2013, para algo próximo a 14 milhões t/ano, em 2023.

Figura 8. Celulose: expansão da capacidade instalada 2013-2023 (10³ t/ano)

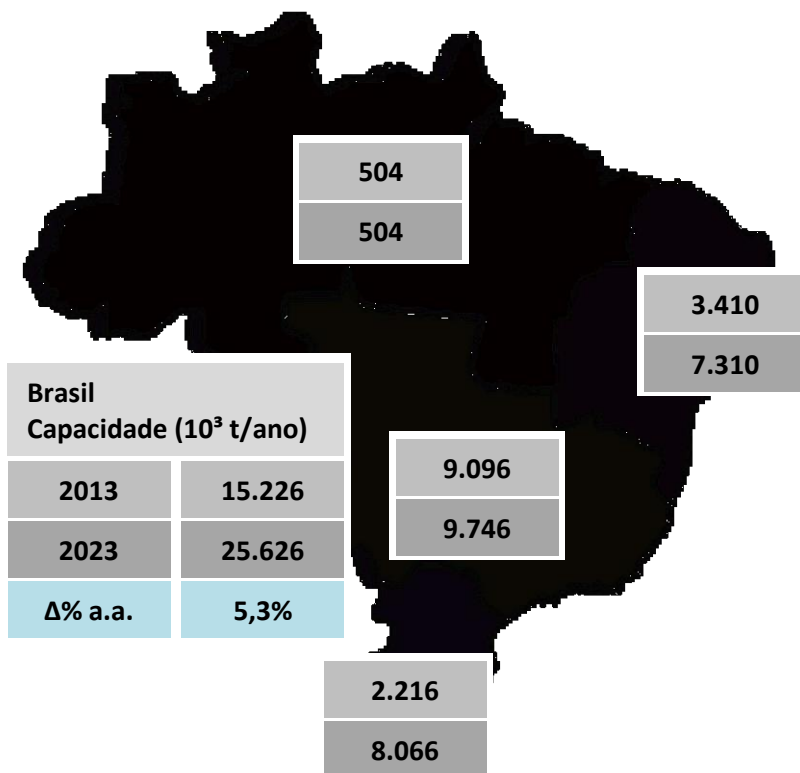
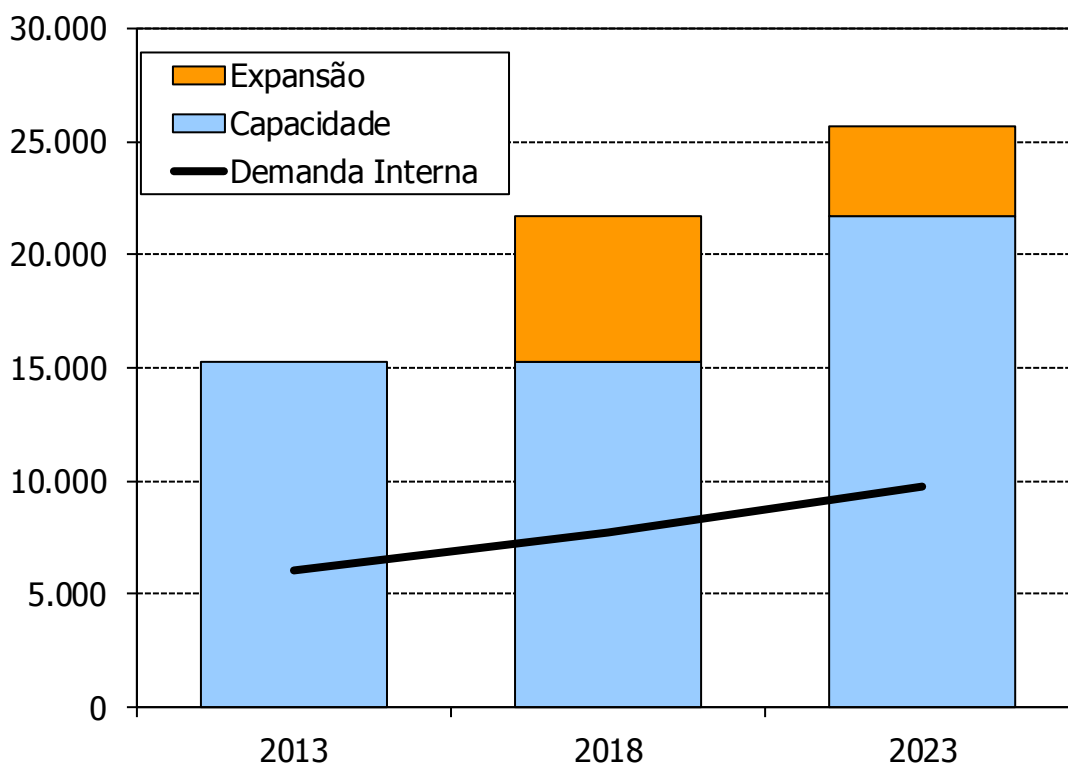


Gráfico 11. Celulose: capacidade instalada e demanda interna, 2013-2023 (10³ t/ano)



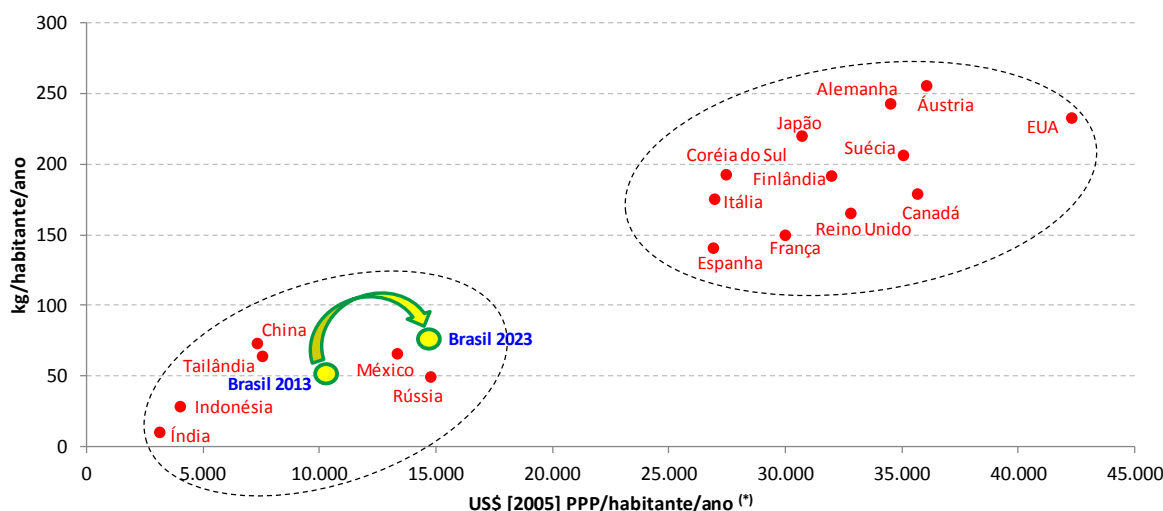
Outros segmentos industriais: papel, cimento e cobre

Outros dois segmentos industriais relevantes no que se refere ao consumo de eletricidade dizem respeito à produção de papel e à produção de cimento. Estes dois segmentos são muito dispersos, englobando inúmeras plantas industriais instaladas nas diferentes regiões do País.

A **indústria de papel** é muito pulverizada, incluindo desde grandes unidades integradas com fábricas de celulose até pequenas unidades industriais e existe alguma dificuldade na obtenção de dados agregados sobre a atual capacidade instalada do setor. Neste caso, admitiu-se que o mercado tenderá a se ajustar fazendo as expansões que permitam manter um nível adequado de capacidade instalada para atender a demanda interna e manter a tendência que se tem verificado de uma pequena e gradual perda de participação das exportações na produção brasileira de papel, passando de pouco mais de 18% da produção atual para cerca de 16% da produção ao final do horizonte (2023).

As premissas utilizadas relativamente à demanda doméstica de papel resultam em uma expansão do atual consumo per capita, em torno de 50 kg/habitante/ano (2013), para 75 kg/habitante/ano em 2023. Conforme mostrado no Gráfico 12, ao longo do horizonte decenal o País ultrapassa o atual consumo per capita de papel da Rússia, do México e da Tailândia, e atinge o atual nível chinês, porém ainda bem abaixo do consumo da maioria dos países europeus.

Gráfico 12. Consumo per capita de papel versus PIB per capita



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2011 para todos os países com exceção do Brasil.

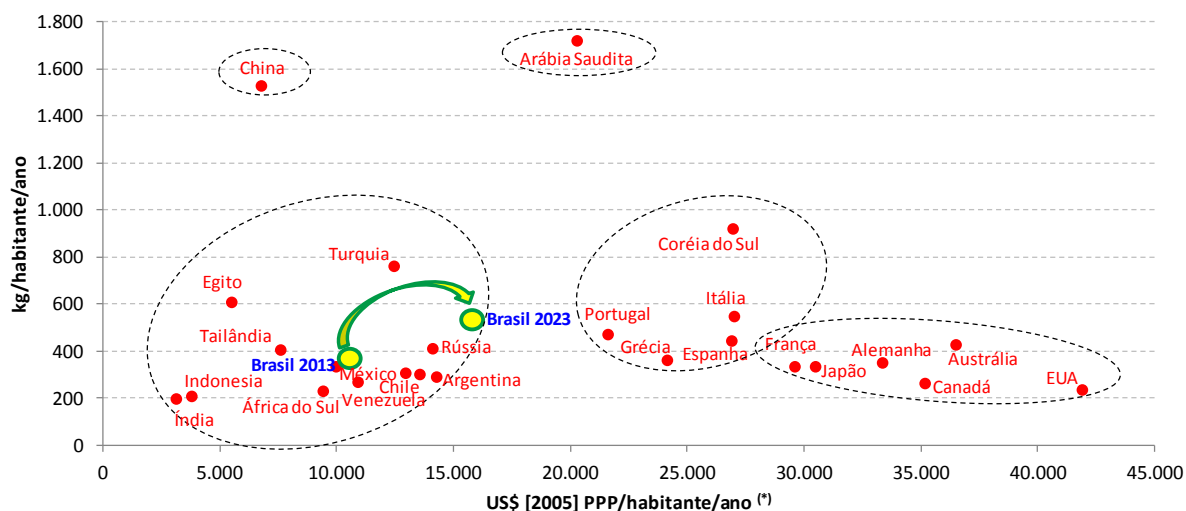
Fontes: *Bureau of International Recycling* e *IEA, Key World Energy Statistics 2013*. Elaboração EPE.

Historicamente, o **setor de cimento** trabalha com elevados níveis de capacidade ociosa e, por uma questão logística e de custo do transporte, o comércio internacional é reduzido.

Neste estudo, admite-se que a capacidade instalada se adequará às necessidades de atendimento ao crescimento da demanda doméstica, a qual se supõe muito aquecida, em função dos programas habitacionais e da melhoria de renda da população alavancando a construção civil, assim como de grandes obras de infraestrutura necessárias ao desenvolvimento sustentado do País.

Com as premissas adotadas para o setor, o atual consumo per capita de cimento, em torno de 350 kg/habitante/ano (2013), nível comparável aos do México e do Chile, atingirá em torno de 520 kg/habitante/ano, em 2023, mais próximo de países como Portugal, Espanha e Itália. No Gráfico 13, identifica-se um *cluster* de países mais avançados (Alemanha, Canadá, EUA, França e Japão) que, para o seu respectivo nível de renda per capita, exibem relativamente baixos consumos per capita de cimento, o que pode ser explicado pelo fato de se tratar de países em que a expansão da construção civil e da infraestrutura, já muito desenvolvidos, é marginal.

Gráfico 13. Consumo per capita de cimento versus PIB per capita



(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP. Os dados são relativos ao ano de 2011 para todos os países com exceção do Brasil.

Fontes: Sindicato Nacional da Indústria do Cimento e IEA, *Key World Energy Statistics* 2013. Elaboração EPE.

O segmento industrial de **extração do minério, concentração e metalurgia do cobre** deverá ganhar maior importância nos próximos anos. Até recentemente, existia uma única planta de cobre no país, a Caraíba Metais, situada na Bahia, com capacidade instalada de produção de 250 mil toneladas anuais de cobre eletrolítico. Contudo, nos últimos anos, a VALE lançou um programa, englobando diversos projetos no estado do Pará, que, em poucos anos, deverá colocar o Brasil como um dos grandes produtores mundiais de cobre, alcançando a autossuficiência brasileira.

Já se encontra em operação a mineração do Salobo, em Marabá/PA, onde são produzidos concentrados de cobre. Em breve, também entrará em operação o projeto Cristalino, também no Pará.

Produção física

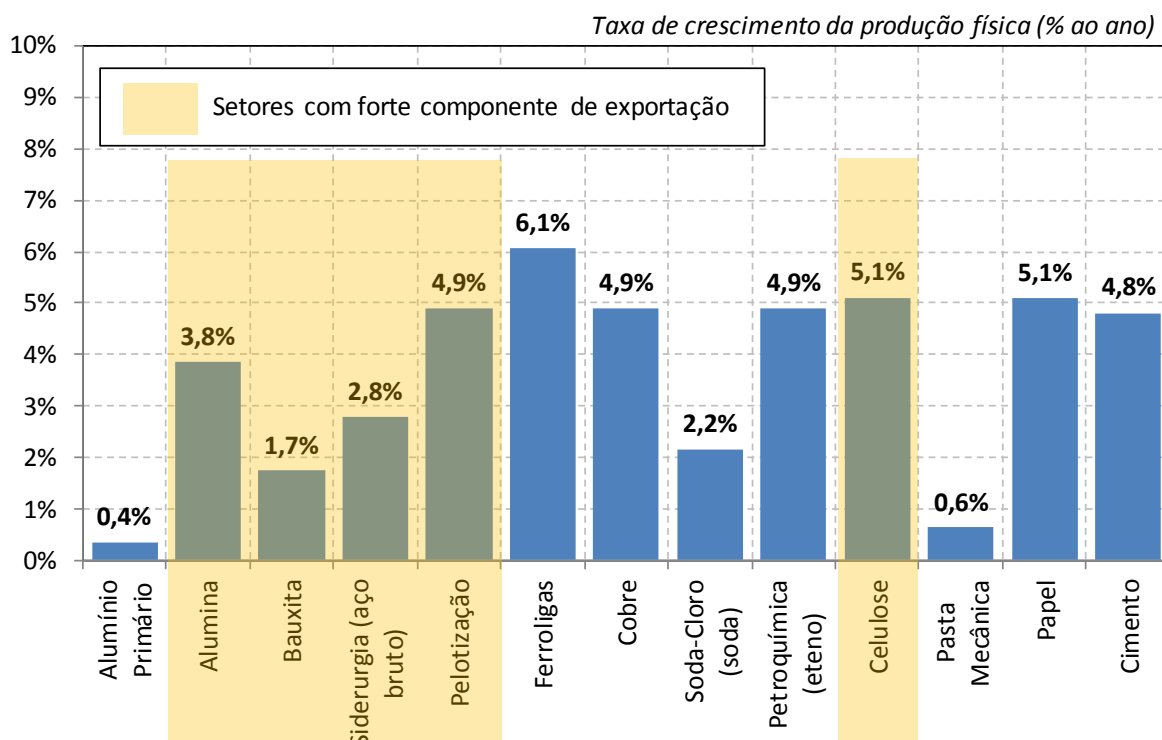
A seguir apresenta-se, resumidamente, a produção física por segmento industrial resultante das premissas descritas anteriormente.

Conforme se mencionou, alguns segmentos industriais eletrointensivos apresentam uma maior componente exportadora, como é o caso do segmento industrial de celulose, de alumina e de pelotização. Consequentemente, eles registram um ritmo de expansão da produção adequado não só ao suprimento da demanda doméstica mas, também, a destinar uma parcela expressiva para exportação. O setor de cobre registra crescimento muito elevado uma vez que ele parte de um patamar muito baixo de produção. O setor de ferro-ligas apresenta um crescimento forte, principalmente como decorrência da entrada de projetos de ferro-níquel, como o Onça-Puma. Também se destaca o incremento da produção de cimento, como resposta à demanda aquecida pelo forte cenário econômico e com influência dos grandes eventos que ocorrerão no País, como a Copa do Mundo de 2014 e as Olimpíadas de 2016.

O Gráfico 14 mostra as taxas de crescimento da produção dos segmentos industriais indicados, para o período decenal.

A produção física, por segmento industrial, para o período 2013-2023, está resumida na Tabela 4.

Gráfico 14. Indústrias eletrointensivas: expansão da produção física, 2013-2023

Tabela 4. Grandes consumidores industriais: produção física (10³ t/ano)

Segmento	2013*	2018	2023
Alumínio	1.415	1.467	1.467
Alumina	11.334	14.297	16.530
Bauxita	42.680	47.425	50.724
Siderurgia (aço bruto)	35.472	46.070	46.650
Pelotização	59.232	81.072	95.472
Ferroligas	901	1.443	1.623
Cobre	340	459	548
Soda-Cloro (soda)	1.436	1.501	1.780
Petroquímica (eteno)	3.653	3.653	3.653
Celulose	14.017	19.681	23.063
Pasta Mecânica	439	460	468
Papel	10.565	13.488	17.359
Cimento	71.161	90.297	113.882

* Estimativa preliminar para 2013.

2.3.2 Consumo de eletricidade

Consumos específicos de energia elétrica

O consumo específico de eletricidade (por tonelada de produto) é muito variável de segmento para segmento industrial e, mesmo dentro de um mesmo segmento, existem significativas variações de consumo em função de rota tecnológica, do tipo e da gama de produtos, da idade das plantas, entre outros fatores.

A avaliação dos consumos específicos médios de energia elétrica por segmento industrial levou em consideração séries históricas de produção física e de consumo de eletricidade (Balanço Energético Nacional - BEN: EPE/MME), bem como informações coletadas junto aos agentes setoriais e associações de classe.

No caso da siderurgia, consideraram-se consumos específicos de energia elétrica diferenciados para diferentes rotas tecnológicas de produção de aço. Conforme mencionado na seção 2.3.1, consideraram-se três grandes rotas tecnológicas: usinas integradas com coqueria própria, usinas integradas com coque adquirido de terceiros e usinas semi-integradas com aciaria elétrica. Para cada uma dessas rotas, definiu-se um consumo específico médio de eletricidade. Dessa forma, a projeção do consumo de eletricidade da siderurgia brasileira é função das premissas sobre a expansão e a composição dinâmica do parque siderúrgico nacional no que se refere às diferentes rotas tecnológicas.

Para a expansão do segmento de ferro-ligas, considerou-se, em particular, a expansão de ferro-níquel, cujo consumo específico médio é bastante elevado, em torno de 13,5 MWh/t.

Para a produção de soda e cloro, existem essencialmente três rotas tecnológicas: células de mercúrio, de diafragma e de membrana, com consumos específicos de eletricidade médios de, respectivamente, 3,1 MWh/t, 2,7 MWh/t e 2,5 MWh/t. Adotou-se, como premissa, que toda a nova expansão do setor será baseada na tecnologia de membrana que, além de ser energeticamente mais eficiente, também é a rota mais aceitável do ponto de vista ambiental.

Por sua vez, para os diferentes segmentos industriais, admitiram-se ganhos de eficiência no horizonte decenal compatíveis com os ganhos admissíveis a partir dos rendimentos médios e dos rendimentos de referência indicados no Balanço de Energia Útil (BEU) e consistentes também com as melhores práticas internacionais nos respectivos segmentos.

Assim, observa-se uma tendência generalizada para uma redução gradual dos consumos específicos setoriais. Contudo, para alguns segmentos ocorrem aumentos desses consumos unitários em determinados períodos, como é o caso de ferro-ligas, em virtude do ganho de participação das ligas mais eletrointensivas (como as ligas de níquel) no *mix* de ferro-ligas, sem que isso signifique, evidentemente, menor eficiência energética. Na Tabela 5 são apresentados os consumos específicos adotados neste estudo.

Com base nestes consumos específicos e no cenário de produção física, apresentado na seção 2.3.1, calculou-se o consumo total de energia elétrica dos grandes consumidores industriais, indicado na Tabela 6 por segmento, e na Tabela 7 por subsistema elétrico.

Tabela 5. Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (kWh/t)

Segmento	2013	2018	2023	2013-2023 (% ao ano)
Alumínio Primário	14.752	14.262	13.854	-0,6
Alumina	299	288	278	-0,7
Bauxita	13	13	12	-0,4
Siderurgia (aço bruto)	512	503	492	-0,4
Pelotização	49	48	47	-0,4
Ferroligas	8.611	8.724	8.945	0,4
Cobre	1.538	1.489	1.456	-0,5
Soda-Cloro (soda)	2.722	2.658	2.602	-0,5
Petroquímica (eteno)	1.590	1.542	1.500	-0,6
Celulose	980	949	925	-0,6
Pasta Mecânica	2.189	2.142	2.102	-0,4
Papel	791	769	751	-0,5
Cimento	112	108	105	-0,6

(1) Inclui autoprodução.

* Estimativa preliminar para 2013.

Tabela 6. Grandes consumidores industriais: consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por segmento (GWh)

Segmento	2013	2018	2013-2023	
			2023	(% ao ano)
Alumínio	20.819	20.867	20.269	-0,3
Alumina	3.383	4.115	4.602	3,1
Bauxita	552	600	629	1,3
Siderurgia (aço bruto)	18.223	23.162	22.937	2,3
Pelotização	2.902	3.895	4.506	4,5
Ferroligas	7.434	12.760	14.736	7,1
Cobre	524	684	799	4,3
Soda-Cloro	3.914	3.996	4.636	1,7
Petroquímica (eteno)	6.208	6.898	7.178	1,5
Celulose	13.739	18.672	21.341	4,5
Pasta Mecânica	961	985	984	0,2
Papel	8.360	10.374	13.034	4,5
Cimento	7.934	9.739	11.923	4,2
Total	94.954	116.746	127.575	3,0

(1) Inclui autoprodução.

* Estimativa preliminar para 2013.

Tabela 7. Grandes consumidores industriais - Consumo total de eletricidade⁽¹⁾, por subsistema (GWh)

Subsistema	2013	2018	2013-2023	
			2023	(% ao ano)
Norte	17.334	22.077	23.692	3,2
Nordeste	13.334	17.032	19.120	3,7
Sudeste/Centro-Oeste	53.848	63.583	67.490	2,3
Sul	10.318	13.907	17.092	5,2
SIN	94.834	116.599	127.394	3,0
Sistemas Isolados	120	147	181	4,2
Brasil	94.954	116.746	127.575	3,0

(1) Inclui autoprodução.

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2013; (ii) Não considera interligação dos sistemas isolados.

Autoprodução - Grandes consumidores industriais

É de crucial importância para o planejamento do setor elétrico avaliar a contribuição dos setores industriais grandes consumidores de energia, no que se refere ao montante de eletricidade que eles demandarão do sistema elétrico.

Nesse sentido, do consumo total de energia elétrica, resultado do produto da produção física (tonelada) pelo consumo específico de eletricidade (kWh/tonelada) deverá ser abatida a denominada autoprodução clássica, isto é, aquela que corresponde à geração local de energia elétrica para suprimento no próprio sítio da unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de concessionárias de distribuição e/ou transmissão.

Para realizar a projeção da autoprodução, para os segmentos industriais aqui considerados, além de informações já existentes sobre novos projetos de empreendimentos de autoprodução e cogeração, com entrada em operação prevista no horizonte do estudo, formulam-se também premissas gerais para a evolução da autoprodução, com base nas perspectivas de expansão da capacidade instalada de produção dos diferentes segmentos industriais e na avaliação das potencialidades de cogeração que os respectivos processos industriais propiciam.

É o caso, por exemplo, da indústria de celulose, em que é de se supor que praticamente toda a expansão de capacidade que venha a ocorrer no futuro seja atendida via cogeração. Existirão, ainda, outros casos em que o autoprodutor será, não somente autossuficiente em energia elétrica, mas será, de fato, um ofertante líquido de energia para o sistema elétrico. É esse o caso de usinas siderúrgicas integradas com coqueria própria, destinadas à produção de placas. O uso de formas avançadas de cogeração, com aproveitamento dos gases de coqueria e de alto-forno, associado à não existência da fase de laminação (eletrointensiva) permite, em tais plantas siderúrgicas, gerar excedentes significativos de eletricidade.

Assim, considerou-se, como premissa básica, que toda a expansão nova de celulose será autossuficiente em energia elétrica. No caso da siderurgia, a expansão da capacidade instalada considerada neste estudo, conforme se mencionou na seção 2.3.1, foi classificada em diversos tipos de rota tecnológica, cada um dos quais apresenta diferentes características de consumo de eletricidade e de potencial de cogeração. Para cada um dos três tipos de rota tecnológica considerados, foi avaliado o respectivo potencial de cogeração, com base na cogeração existente no atual parque siderúrgico brasileiro.

Dessa forma, para as usinas da rota integrada com coqueria própria admitiu-se uma cogeração média em torno de 280 kWh/t de aço produzido. A maioria das usinas siderúrgicas tanto da rota integrada sem coqueria própria quanto da rota semi-integrada, não utilizam cogeração, pelo que se admitiu cogeração zero para estas usinas. Vale, ainda, ressaltar que para as usinas integradas com coquerias próprias destinadas exclusivamente à produção de placas, sem comportar a fase de laminação, admitiu-se um nível de cogeração superior, em torno de 390 kWh/t de aço.

Com base nessas premissas, os resultados relativos à projeção da autoprodução dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, para o período 2013-2023 por subsistema elétrico e por segmento industrial, estão apresentados, respectivamente, na Tabela 8 e na Tabela 9.

Tabela 8. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por subsistema (GWh)

Subsistema	2013	2018	2013-2023	
			2023	(% ao ano)
Norte	746	753	767	0,3
Nordeste	4.076	6.227	7.281	6,0
Sudeste/Centro-Oeste	14.334	15.302	15.935	1,1
Sul	2.483	5.494	8.059	12,5
Brasil	21.639	27.776	32.042	4,0

* Estimativa preliminar para 2013.

Tabela 9. Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)

Segmento	2013	2018	2013-2023	
			2023	(% ao ano)
Alumínio	2.740	2.740	2.740	0,0
Alumina	383	383	383	0,0
Bauxita	0	0	0	-
Siderurgia (aço bruto)	5.205	5.205	5.205	0,0
Pelotização	542	542	542	0,0
Ferroligas	136	136	136	0,0
Cobre	0	0	0	0,0
Soda-Cloro (soda)	119	119	119	0,0
Petroquímica (eteno)	2.459	2.459	2.459	0,0
Celulose	9.097	14.029	16.699	6,3
Pasta Mecânica	7	7	7	0,0
Papel	856	2.060	3.656	15,6
Cimento	96	96	96	0,0
Total	21.639	27.776	32.042	4,0

* Estimativa preliminar para 2013.

Consumo de energia elétrica na rede

Conjugando os resultados da Tabela 5 e da Tabela 7 com os da Tabela 8 e da Tabela 9, obtém-se o consumo de eletricidade demandado da rede elétrica pelo conjunto dos segmentos industriais grandes consumidores de energia elétrica, conforme apresentado na Tabela 10, por segmento, e na Tabela 11, por subsistema elétrico.

Tabela 10. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por segmento (GWh)

Segmento	2013	2018	2023	2013-2023 (% ao ano)
Alumínio	18.079	18.127	17.529	-0,3
Alumina	3.001	3.732	4.219	3,5
Bauxita	552	600	629	1,3
Siderurgia (aço bruto)	13.018	17.957	17.732	3,1
Pelotização	2.361	3.354	3.964	5,3
Ferroligas	7.298	12.624	14.600	7,2
Cobre	524	684	799	4,3
Soda-Cloro (soda)	3.795	3.877	4.517	1,8
Petroquímica (eteno)	3.750	4.439	4.719	2,3
Celulose	4.642	4.642	4.642	0,0
Pasta Mecânica	954	978	977	0,2
Papel	7.504	8.314	9.378	2,3
Cimento	7.838	9.643	11.827	4,2
Total	73.315	88.971	95.533	2,7

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2013; (ii) Por definição, consumo na rede não inclui autoprodução.

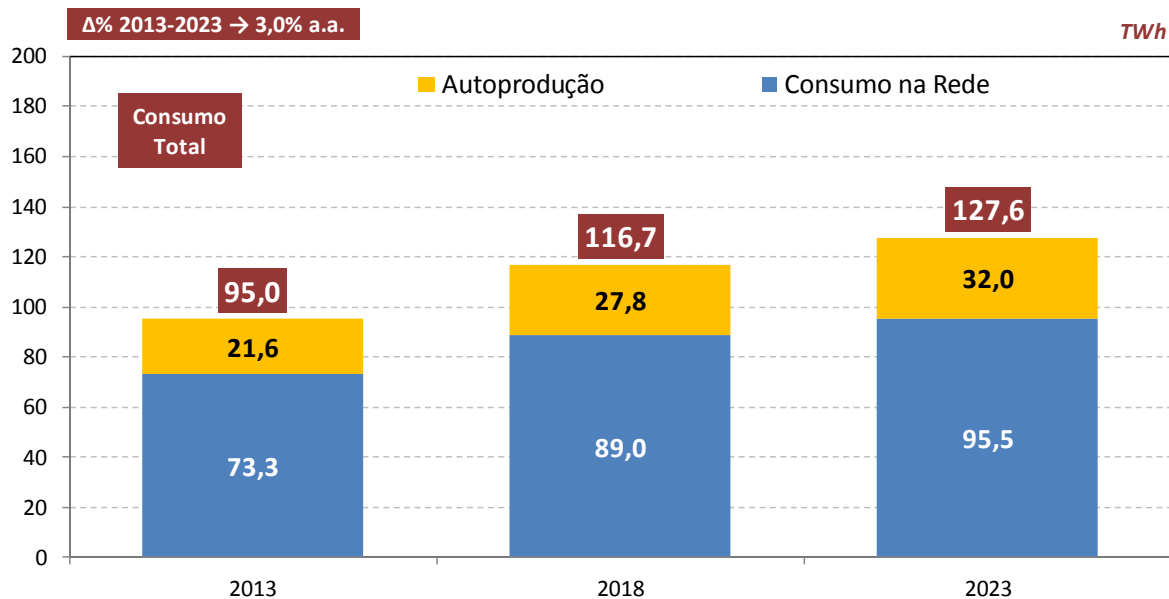
Tabela 11. Grandes consumidores industriais - Consumo de eletricidade na rede, por subsistema (GWh)

Subsistema	2013	2018	2023	2013-2023 (% ao ano)
Norte	16.587	21.324	22.926	3,3
Nordeste	9.258	10.805	11.839	2,5
Sudeste/Centro-Oeste	39.515	48.280	51.555	2,7
Sul	7.834	8.414	9.033	1,4
SIN	73.195	88.823	95.352	2,7
Sistemas Isolados	120	147	181	4,2
Brasil	73.315	88.971	95.533	2,7

Nota: Estimativa preliminar para 2013.

O Gráfico 15 mostra, de forma resumida, as parcelas relativas à autoprodução e ao consumo na rede do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais.

Gráfico 15. Grandes consumidores industriais: consumo de eletricidade (TWh)



Nota: Estimativa preliminar para 2013.

2.4 Autoprodução - síntese

Entende-se por autoprodução a geração de eletricidade do consumidor com instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas junto às unidades de consumo, que não utiliza, para o autossuprimento de eletricidade, a rede elétrica das concessionárias de transmissão/distribuição. A autoprodução constitui-se em importante elemento na análise do atendimento à demanda de eletricidade, uma vez que ela já representa quase 10% de toda a energia elétrica consumida no país, experimentou crescimento acelerado nos últimos dez anos e tem grande potencial de expansão no horizonte decenal.

O autoprodutor não demanda investimentos adicionais do sistema elétrico, além dos, naturalmente, relacionados a contratos de *back-up* que ele mantenha com o gerador/comercializador de energia para suprimento em situações específicas, como pode ser o caso de paradas programadas ou eventuais paradas não programadas. O caso mais comum de autoprodução é o da cogeração.

A cogeração constitui-se em uma forma de uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

O mercado potencial de cogeração é constituído, essencialmente, pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor e eletricidade no próprio processo

industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil. Além disso, é expressivo o montante de autoprodução de eletricidade através da geração termoelétrica a gás natural nas plataformas *off-shore* e tal parcela deverá ganhar importância com a exploração do Pré-sal.

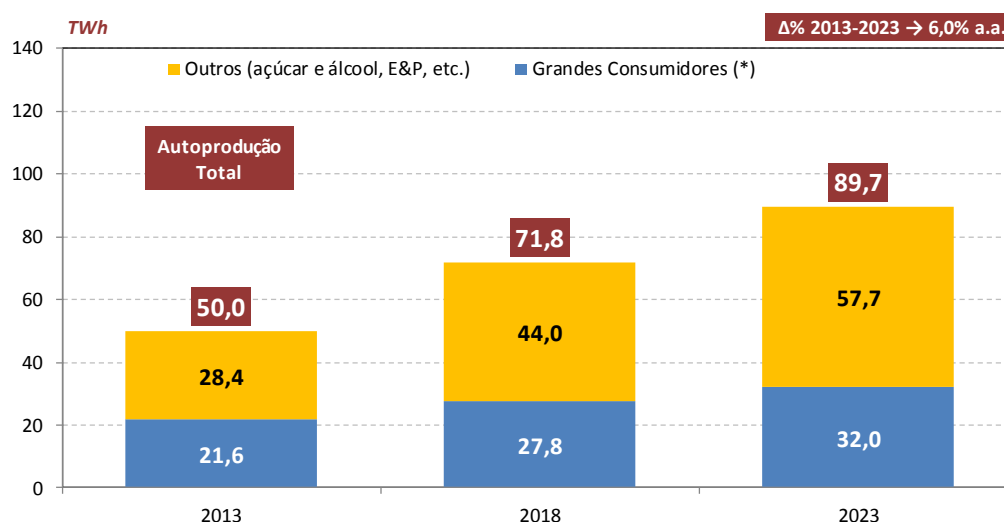
Prevê-se um expressivo crescimento da autoprodução nos próximos 10 anos, em torno de 6% ao ano, em média. O Gráfico 16 mostra a previsão da autoprodução para o período 2013-2023. A participação da autoprodução no consumo total de eletricidade do País passará de quase 10% (valor verificado nos últimos anos) para 11,5% ao final do horizonte.

Cabe ressaltar que, no PDE anterior, a autoprodução crescia a um ritmo bem mais acelerado. Porém, por conta da revisão dos cenários de alguns segmentos industriais, destacadamente siderurgia e, em menor medida, celulose, seu incremento atingiu um nível mais brando, porém ainda superior ao consumo na rede elétrica.

Vale ressaltar que o montante de autoprodução contabilizado como “Outros” setores, no gráfico, tem como principais componentes a autoprodução no setor sucroalcooleiro e a autoprodução nas refinarias de petróleo e nas plataformas de extração de petróleo *off-shore*. Nessas plataformas, o combustível geralmente utilizado para a geração elétrica é o gás natural.

O montante de autoprodução em 2023, caso esse consumo fosse atendido pelo sistema elétrico, equivaleria a uma carga da ordem de 10 GWmédio, o que representa algo em torno da soma das energias asseguradas das usinas hidroelétricas de Itaipu e Ilha Solteira.

Gráfico 16. Autoprodução de eletricidade, 2013-2023 (TWh)



(*) Autoprodução concentrada nos segmentos: siderurgia, papel e celulose e petroquímica.

Nota: Estimativa preliminar para 2013.

A autoprodução dos “Outros” segmentos é concentrada nos segmentos de açúcar e álcool, de exploração e produção de petróleo e gás natural, além do segmento de refino. Nestes segmentos, a autoprodução é correlacionada com as premissas sobre os respectivos níveis de atividade. Assim, a autoprodução no segmento de açúcar e álcool se correlaciona com a produção de cana para a produção de açúcar e para a produção de etanol. A autoprodução em refinarias se correlaciona com o montante de carga processada. E a autoprodução na exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) se correlaciona com a produção de petróleo, distinguindo-se entre produção no Pós-sal e produção no Pré-sal: admitiu-se que a extração de um barril de petróleo no Pré-sal requer, em média, o dobro da geração de energia elétrica da extração de um barril no Pós-sal.

Vale, ainda, ressaltar que a autoprodução de “Outros” segmentos inclui uma parcela relativa à geração distribuída fotovoltaica, regulamentada através da REN 482/2012 da ANEEL. Em suma, estima-se uma geração de 353 GWh em 2018 e 1.257 GWh em 2023, o que equivale a 143 MW médio neste último ano. Ressalta-se que o resultado estimado é inferior ao publicado no PDE 2022 (219 MW médio em 2022) em virtude de uma mudança na tributação da geração distribuída, orientada pelo CONFAZ em 2013, que diminuiu a atratividade do investimento e levou a uma nova projeção mais conservadora.

A metodologia empregada na projeção de expansão da geração distribuída fotovoltaica busca estimar a penetração desta tecnologia na sociedade brasileira sob a ótica do consumidor final, residencial e comercial. Entende-se que a decisão pela adoção é formada por diversos fatores, como custos, conhecimento da tecnologia, conscientização ambiental, entre outros, sendo o primeiro deles o que desempenha papel principal. Desta forma, o modelo parte da avaliação do custo nivelado da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos em comparação com as tarifas praticadas sob a área de concessão de cada distribuidora, de modo a representar a adoção do consumidor conforme a paridade tarifária é atingida.

Para projetar a difusão a partir da viabilidade econômica foi delimitado um nicho de mercado capaz de realizar este investimento e adotar a tecnologia nos próximos anos de acordo com seu perfil socioeconômico e consumo mensal. Adicionalmente, foram determinados um fator técnico limitador, consoante com o tipo de domicílio e a orientação dos telhados, e um fator de adoção, de acordo com a percepção de risco do consumidor com relação à adoção de uma nova tecnologia, conforme a teoria de difusão de Rogers (2003).

2.5 Eficiência energética

A projeção da demanda de energia elétrica elaborada neste estudo contemplou ganhos de eficiência energética, ao longo do período 2013-2023, que montam a 6,3% do consumo total de eletricidade no ano horizonte. Esse ganho adicional de eficiência no consumo final eletricidade representa uma redução no requisito de geração (carga de energia) em torno de 7,1 GWmédio, isto é, aproximadamente igual à soma das energias asseguradas das usinas hidroelétricas de Santo Antônio e Jirau.

Os ganhos de eficiência considerados estão fundamentados em rendimentos energéticos da eletricidade, por segmento de consumo, compatíveis com os dados do Balanço de Energia Útil (BEU) do Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, no setor industrial, levou-se em consideração a dinâmica tecnológica de segmentos específicos e dos respectivos equipamentos de uso final da energia à semelhança de outros setores, como é o caso do setor residencial.

O BEU contempla valores dos rendimentos energéticos para os anos de 1984, 1994 e 2004, e, ainda, rendimentos de referência. Assim, é possível, para um dado segmento de consumo, construir uma curva logística passando pelos três pontos do BEU, relativos aos anos de 1984, 1994 e 2004, e aproximando-se progressivamente do rendimento de referência correspondente, o qual representa a assíntota da curva, isto é o limite de saturação.

Os rendimentos do BEU são apresentados, para cada setor/segmento da economia, por uso final: força motriz, calor de processo, aquecimento direto, refrigeração, iluminação, eletroquímica e outros. Assim, com o objetivo de utilizar um rendimento médio da eletricidade por setor, ponderaram-se os rendimentos por uso final pela participação dos usos finais no setor. Foi essa a abordagem geral utilizada na formulação das premissas de eficiência no uso da eletricidade.

Para o setor residencial, uma vez que a projeção da demanda de eletricidade utilizou um modelo de uso final (ACHÃO, 2003), foi possível fazer uma análise específica e detalhada dos ganhos de eficiência, inclusive avaliando premissas por tipo de equipamento eletrodoméstico e a substituição por equipamentos mais eficientes.

Ademais, é importante ressaltar que foi considerada uma efficientização adicional, por conta do esperado banimento das lâmpadas incandescentes que ocorrerá no horizonte em análise, em função da exigência de altos índices de eficiência energética para lâmpadas incandescentes constante na Portaria Interministerial N° 1.007 de 31 de Dezembro de 2010. Dessa forma, o estoque se tornará mais eficiente no período, pois as lâmpadas

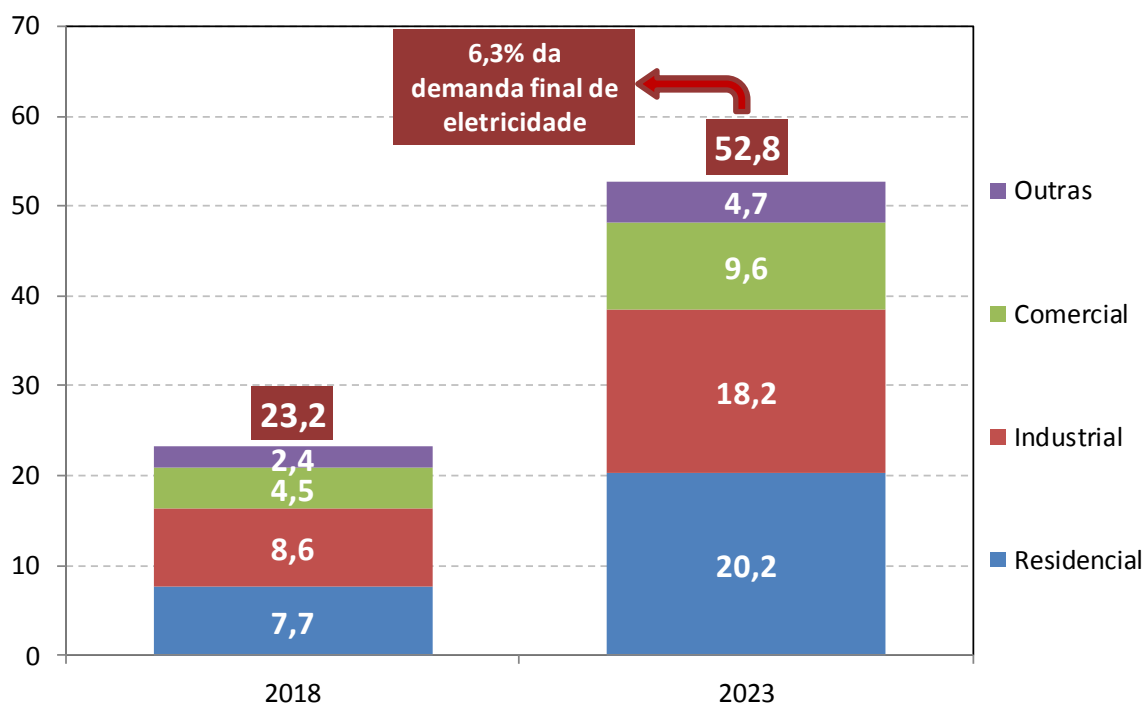
existentes serão paulatinamente substituídas por outras com consumo específico menor, reduzindo significativamente o consumo específico médio do estoque de lâmpadas.

A Tabela 12 mostra os percentuais de redução do consumo por classe. Os montantes de ganho de eficiência alcançados, por classe de consumo, são ilustrados no Gráfico 17.

Tabela 12. Eficiência. Percentual de redução do consumo por classe (%)

Classe	2018	2023
Residencial	4,7%	9,6%
Industrial	2,8%	5,0%
Comercial	4,0%	6,3%
Outras	2,8%	4,6%
Total	3,5%	6,3%

Gráfico 17. Ganhos de eficiência (TWh)



Nota: Considera eficiência autônoma e induzida. O ganho de eficiência refere-se ao ganho acumulado a partir de 2013, expresso como percentual do consumo em cada ano.

3. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 O consumo na rede em 2013

A estimativa do consumo de energia elétrica na rede, para o ano de 2013, por classe de consumo e por subsistema, é apresentada na e Tabela 13 na Tabela 14 respectivamente. Observa-se que o consumo industrial na rede deverá fechar o ano com um modesto crescimento, de 0,6%. A estimativa do consumo para 2013 foi elaborada com base no consumo verificado até o mês de outubro.

Tabela 13. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2012-2013, por classe (GWh)

Classe	2012	2013	Δ%
Residencial	117.646	124.890	6,2
Industrial	183.475	184.544	0,6
Comercial	79.238	83.630	5,5
Outras	67.758	70.536	4,1
Total	448.117	463.601	3,5

Nota: Estimativa preliminar para 2013.

Tabela 14. Brasil - Consumo de energia elétrica na rede 2012-2013, por subsistema (GWh)

Subsistema	2012	2013	Δ%
Norte	29.771	32.133	7,9
Nordeste	63.896	68.861	7,8
Sudeste/CO	269.124	276.108	2,6
Sul	77.503	80.802	4,3
SIN	440.294	457.905	4,0
Isolado	7.823	5.696	-27,2
Brasil	448.117	463.601	3,5

Notas: (i) Considera a interligação dos sistemas isolados Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/CO e a interligação do sistema Manaus ao subsistema Norte a partir de 09 de julho de 2013;

(ii) Estimativa preliminar para 2013.

3.2 Projeção do consumo [2014-2023]

A partir das premissas básicas adotadas (seção 2), foram elaboradas as projeções do consumo de energia elétrica, conforme apresentado na sequência.

A projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o período 2014-2023, levou em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura econômica e energética para 2013, discutidos nas seções precedentes, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte 2023 (seção 2.2), o cenário demográfico (seção 2.1) adotado para este estudo, as premissas de autoprodução (seção 2.4) e de eficiência (seção 2.5), e, ainda, as premissas relativas aos grandes consumidores industriais, descritas na seção 2.3.

É nesse ambiente que se inserem as projeções do consumo de eletricidade e da carga de energia e de demanda apresentadas nesta nota técnica, que documenta a projeção da demanda de eletricidade para o horizonte 2014-2023.

Deve, ainda, ressaltar-se, com relação à elasticidade-renda do consumo de energia elétrica, que, mantidas as demais condições de contorno e o período considerado, ela tende a assumir valores superiores para cenários econômicos de menor crescimento do PIB e valores inferiores para cenários de maior expansão da economia. Por outro lado, a elasticidade não pode ser analisada pontualmente em um determinado ano e, em casos extremos, como sejam o de um crescimento do PIB próximo de zero em determinado ano ou o de um decréscimo do consumo, a elasticidade perde o sentido.

A Tabela 15 mostra a projeção do consumo total de eletricidade (incluindo a autoprodução), assim como valores médios da elasticidade-renda resultante, por quinquênio, e valores anuais da intensidade elétrica da economia.

Registram-se valores para a elasticidade-renda do consumo de eletricidade decrescentes ao longo do tempo. No primeiro quinquênio, a elasticidade é superior à unidade (1,10) para um crescimento do PIB de 4,1% ao ano em média e, no segundo período, a elasticidade é inferior à unidade (0,90), resultando uma elasticidade-renda nos 10 anos de 1,00. Dessa forma, a intensidade elétrica da economia aumenta ligeiramente nos primeiros cinco anos, mas depois decai e, no final do horizonte decenal, fica praticamente igual ao valor inicial de 2013.

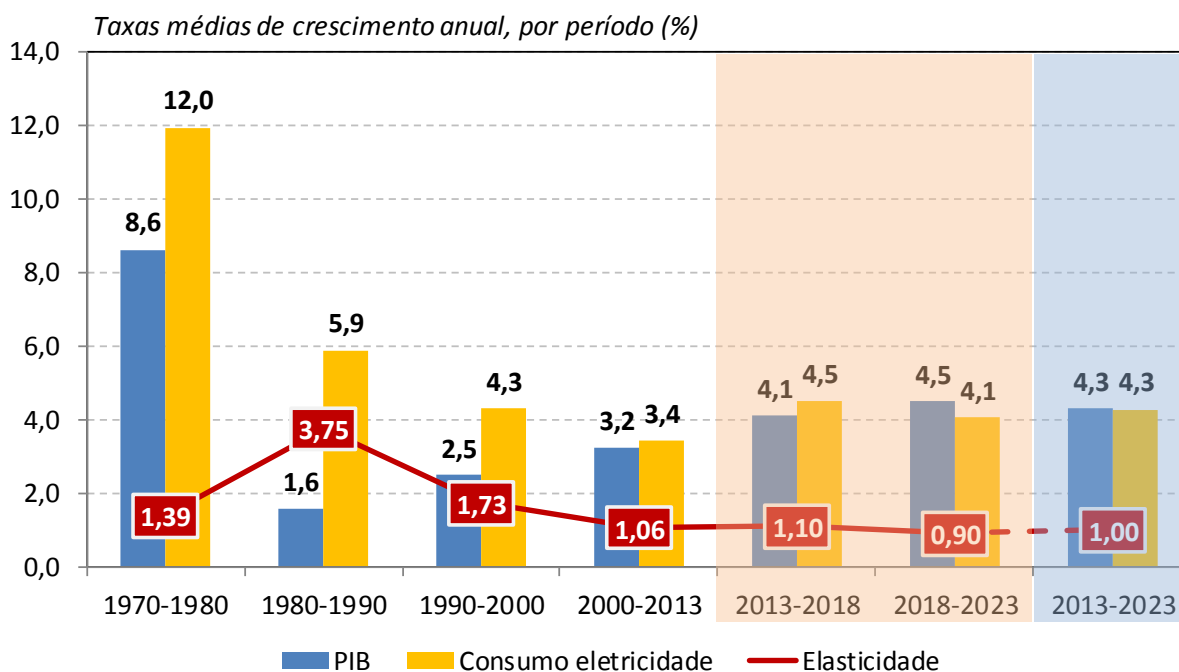
Por sua vez, o Gráfico 18 compara a evolução histórica da elasticidade com a sua projeção para o horizonte 2023, mostrando a continuação da tendência declinante desse indicador verificada no período 1980-2013.

Tabela 15. Brasil - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)	Intensidade (kWh/R\$ 2010)
2013	514	4.012	0,128
2018	641	4.905	0,131
2023	782	6.112	0,128
Período	Consumo (Δ% a.a.)	PIB (Δ% a.a.)	Elasticidade
2013-2018	4,5	4,1	1,10
2018-2023	4,1	4,5	0,90
2013-2023	4,3	4,3	1,00

Notas: (i) O consumo de energia elétrica inclui autoprodução; (ii) Para 2013, consideradas estimativas preliminares do PIB e do consumo de energia elétrica.

Gráfico 18. Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade (*)



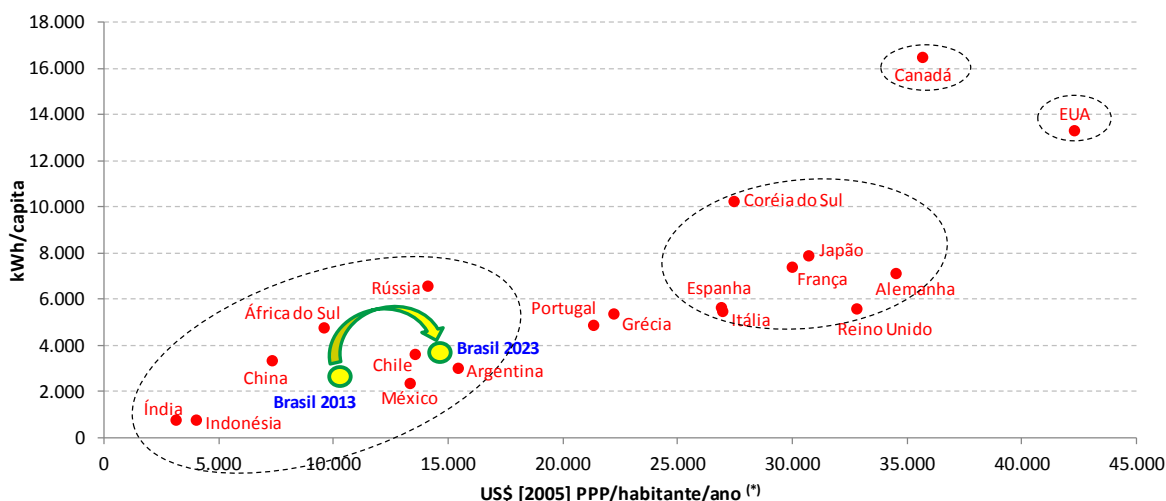
(*) Inclui autoprodução.

O cenário econômico adotado e as projeções demográficas, assim como a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica, para o período decenal, resultam em um crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente com uma manutenção da intensidade elétrica da economia no decênio, como pode ser visto no Gráfico 19 e no Gráfico 20, onde se compara a situação do Brasil nos anos de 2013 e 2023 com a posição atual (2011) de um conjunto de países selecionados.

Conforme se pode ver nos gráficos, o Brasil situa-se atualmente, no que se refere à renda per capita e ao consumo per capita de eletricidade, numa posição bastante próxima à da África do Sul. Contudo, a intensidade elétrica da economia brasileira é

significativamente inferior às de outros países da China, da Rússia e da própria África do Sul (todos integrantes do BRICS), além de pouco superior às de Índia, México e Argentina. Ao longo do período 2013-2023, o Brasil evolui no sentido de um maior consumo de eletricidade per capita, chegando ao nível de países como China e Chile ao final do horizonte, porém ainda abaixo do que se verifica em países mais desenvolvidos.

Gráfico 19. Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita



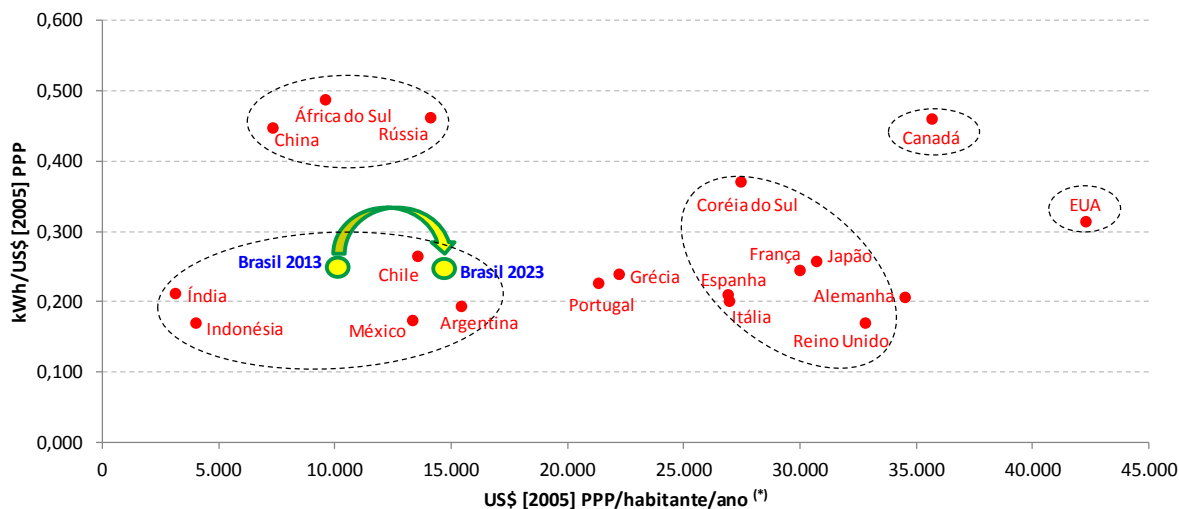
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP (*Power Purchase Parity*). Os dados são relativos ao ano de 2011 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: considera o consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução.

Fonte: IEA, 2013: *Key World Energy Statistics 2013*. Elaboração EPE.

Por sua vez, o Gráfico 20 mostra que, apesar do aumento do consumo per capita de eletricidade, ao longo do período, a intensidade elétrica da economia se mantém quase constante ao longo do decênio.

Gráfico 20. Intensidade elétrica versus PIB per capita



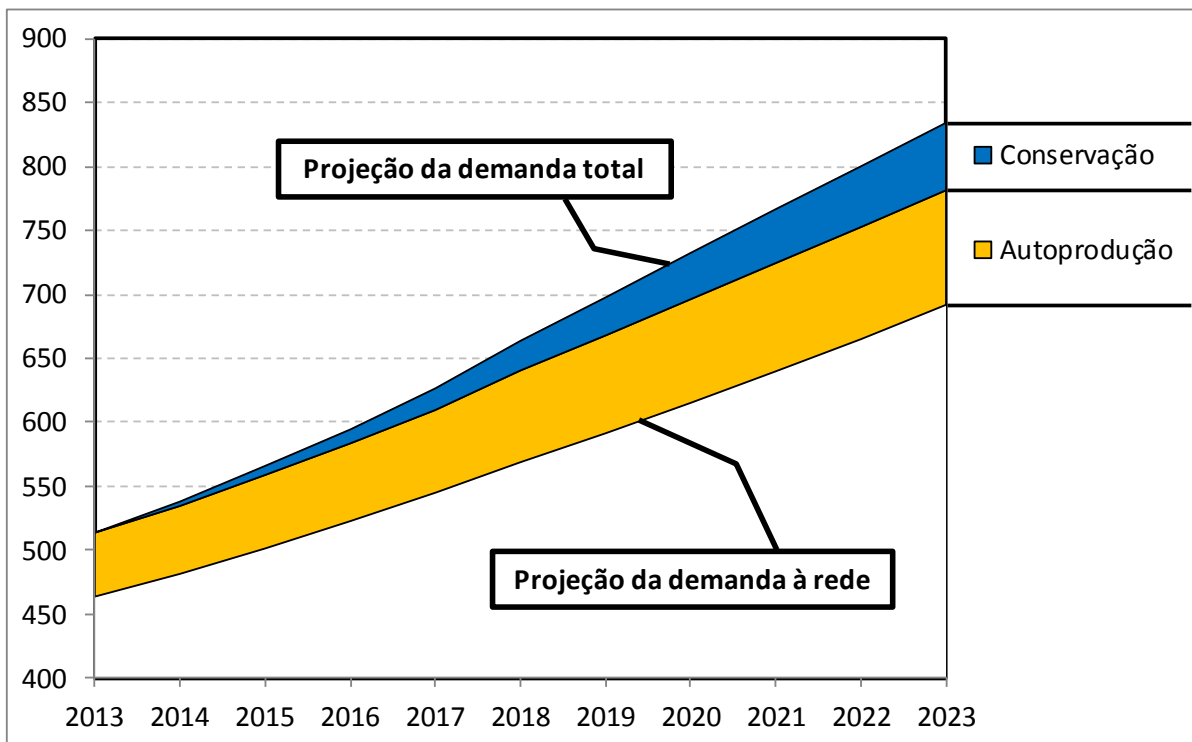
(*) PIB per capita referenciado a US\$ [2005] PPP (Power Purchase Parity). Os dados são relativos ao ano de 2011 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: considera o consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução.

Fonte: IEA, 2013: *Key World Energy Statistics 2013*. Elaboração EPE.

O Gráfico 21 mostra o comportamento do consumo na rede, assim como das parcelas relativas à autoprodução e à conservação de energia, das quais se pode dizer que atendem parte substancial da demanda total de eletricidade. Vale ressaltar que o gráfico mostra a contribuição da autoprodução ao atendimento da demanda já no ano inicial (2013), enquanto que, relativamente à eficiência (ou conservação de energia), ilustra apenas a contribuição da eficiência adicional, isto é, do ganho de eficiência considerado a partir de 2013.

Gráfico 21. Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)



A classe comercial é a que apresenta maior crescimento no período 2013-2023, de 5,5% ao ano, seguida da classe residencial (4,3% ao ano), das outras classes (3,7% ao ano) e da classe industrial (3,4% ao ano). Ressalte-se, porém, que enquanto o consumo industrial na rede cresce em média 3,4% ao ano, a autoprodução aumenta a um ritmo de 6,0% ao ano (seção 2.4), fazendo com que o consumo industrial total de eletricidade cresça, em média, a 4,0% ao ano.

Conforme se pode observar no Gráfico 22, alguns movimentos registrados nos últimos anos deverão continuar e, mesmo, se aprofundar nos próximos 10 anos. É assim que o consumo comercial continuará ganhando participação no consumo total na rede, enquanto o setor residencial mantém a sua importância e o setor industrial perde participação no período 2013-2023. O Gráfico 23 mostra a evolução da relação entre os consumos das classes residencial e comercial no Brasil.

A evolução da economia nacional no sentido de uma economia mais desenvolvida e com melhor distribuição de renda, solicitando serviços e segmentos comerciais de crescente sofisticação, aliados ao potencial turístico do País, contribuem para um crescimento acelerado do consumo de eletricidade no setor comercial.

Gráfico 22. Brasil. Estrutura do consumo de eletricidade na rede, por classe (%)

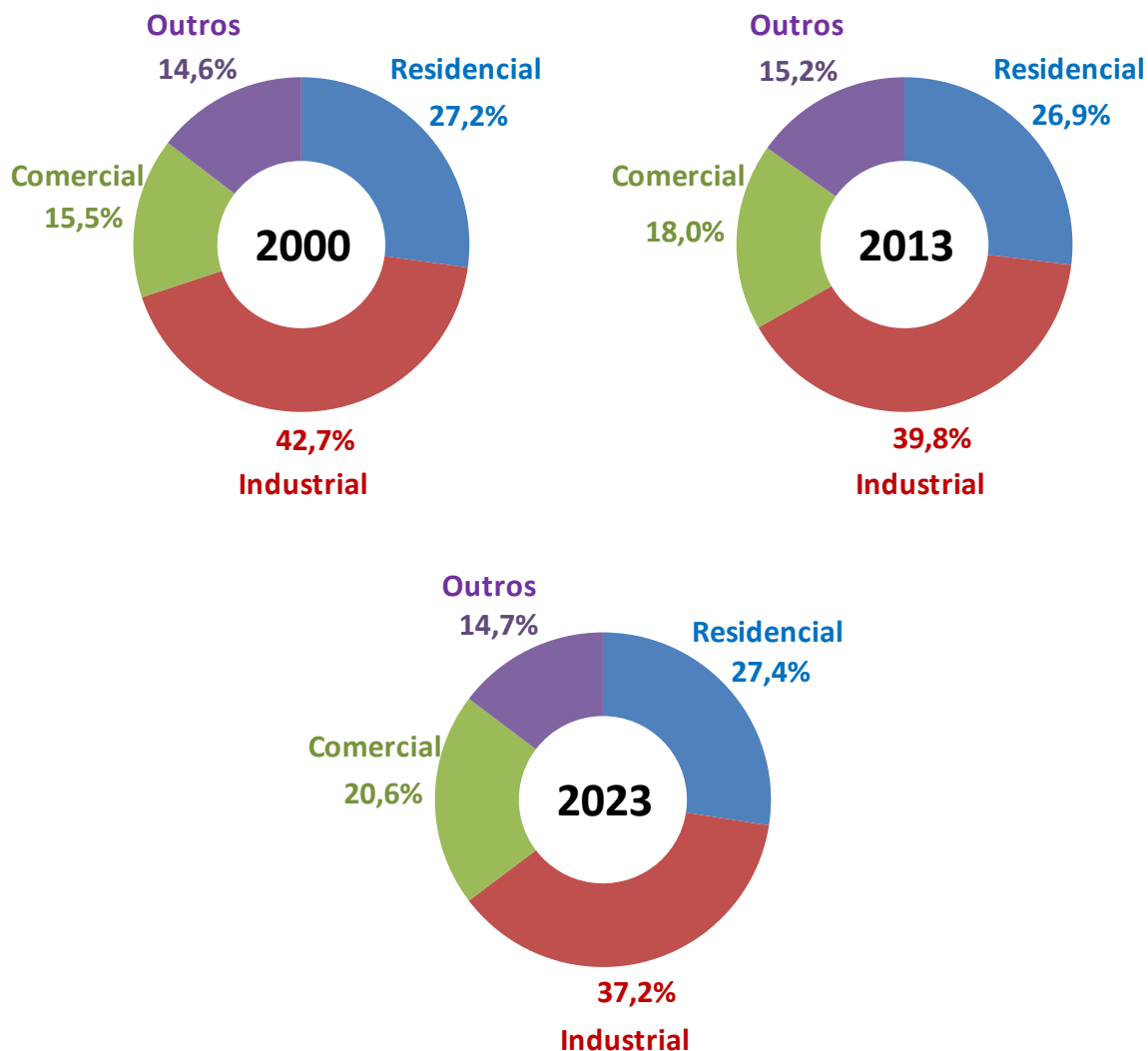
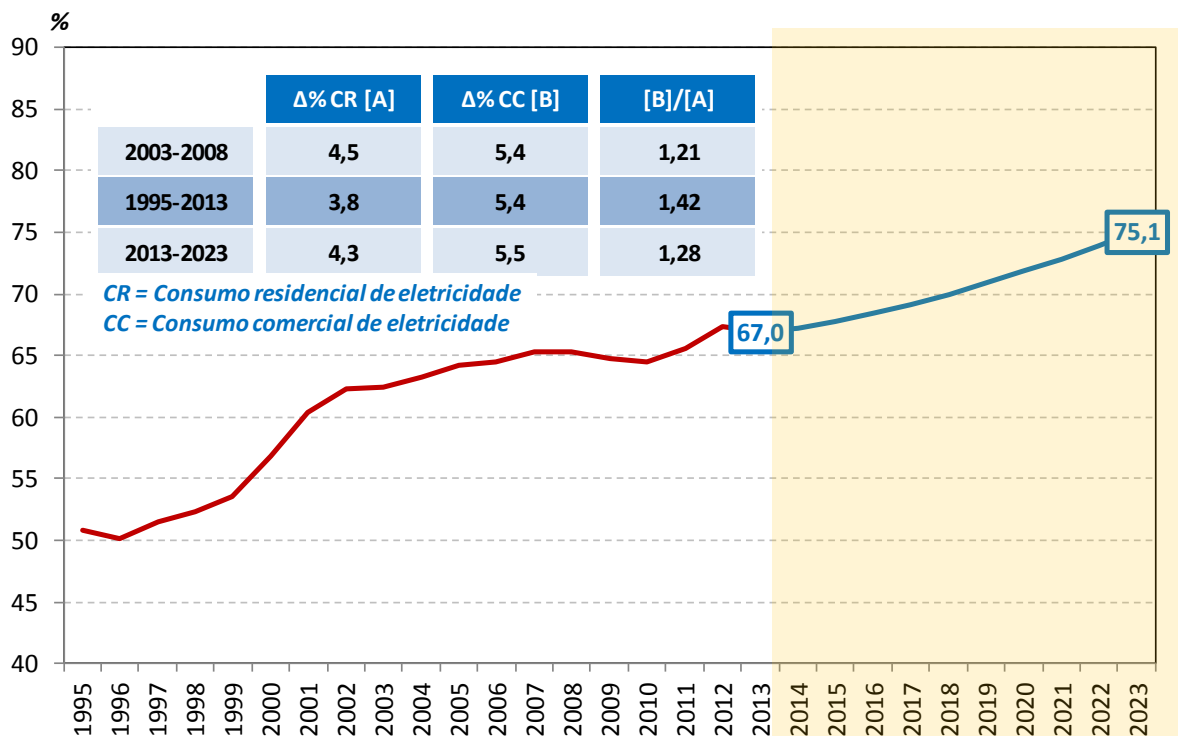


Gráfico 23. Brasil. Relação: consumo comercial/consumo residencial (%)



A evolução do consumo residencial de eletricidade no Brasil, com expansão média anual de 4,3% no período 2013-2023, pode ser vista como o efeito combinado de um crescimento médio de 2,1% ao ano tanto do número de consumidores (Gráfico 24) quanto do consumo por consumidor residencial (Gráfico 25). Pode observar-se, no gráfico, que o valor máximo histórico deste indicador, de 179 kWh/mês registrado em 1998, ano em que o subsistema Sudeste/CO registrou 207 kWh/mês, deverá ser alcançado por volta de 2018. O consumo por consumidor residencial no Brasil, ao final do horizonte (2023), deverá situar-se em torno de 202 kWh/mês.

Gráfico 24. Brasil - Número de consumidores (ligações) residenciais

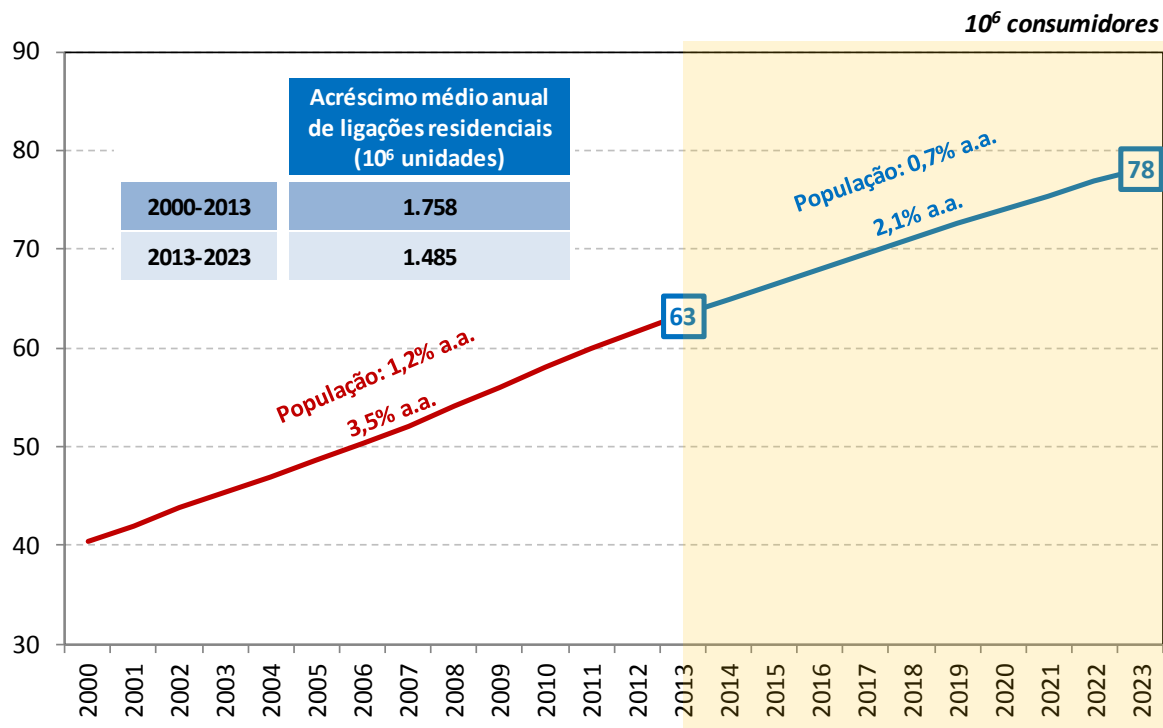
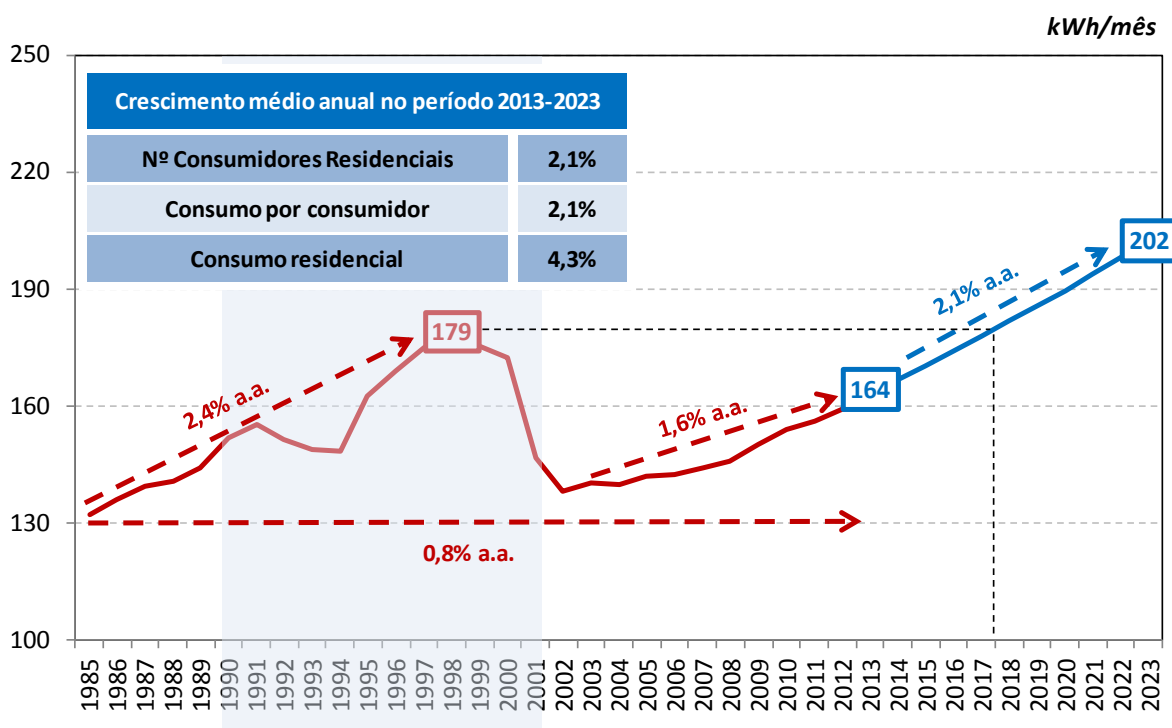


Gráfico 25. Brasil - Consumo médio por consumidor residencial (kWh/mês)



Na Tabela 16 apresenta-se a projeção do consumo de energia elétrica na rede, para o Brasil, desagregado por classe de consumo, e as Tabelas 16 a 20 resumem a previsão do consumo por subsistema elétrico interligado integrante do SIN.

A análise por subsistema mostra que o maior crescimento do consumo de energia elétrica se verifica no subsistema Norte⁹, de 5,9% anuais no decênio, sobretudo por efeito das interligações do sistema Macapá, a partir de julho de 2014, e do sistema Boavista, a partir de abril de 2016. Este último tem impacto relativamente pequeno, dado o montante do seu consumo. Desconsiderando-se as interligações, o crescimento médio anual do consumo no subsistema Norte seria de 4,2% ao ano no período 2013-2023.

Tabela 16. Brasil. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2013	124.890	184.544	83.630	70.536	463.601
2014	129.983	191.333	87.378	72.691	481.385
2015	135.785	198.367	91.971	75.138	501.261
2016	142.078	205.600	97.179	77.800	522.657
2017	148.390	213.401	102.605	80.487	544.884
2018	154.879	222.148	108.359	83.405	568.791
2019	161.535	228.866	114.455	86.556	591.412
2020	168.368	236.013	120.914	89.948	615.243
2021	175.378	243.211	127.755	93.591	639.936
2022	182.568	250.009	134.997	97.492	665.066
2023	189.934	257.714	142.660	101.655	691.962
Variação (% ao ano)					
2013-2018	4,4	3,8	5,3	3,4	4,2
2018-2023	4,2	3,0	5,7	4,0	4,0
2013-2023	4,3	3,4	5,5	3,7	4,1

⁹ Os valores do consumo de energia no subsistema Norte já consideram a interligação do sistema Manaus a partir de 09 de julho de 2013.

Tabela 17. Subsistema Norte. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2013	6.464	18.746	3.622	3.302	32.133
2014	8.102	21.334	4.638	4.160	38.233
2015	8.675	22.498	4.994	4.382	40.549
2016	9.445	23.339	5.461	4.717	42.963
2017	9.947	24.765	5.815	4.941	45.467
2018	10.467	25.595	6.189	5.183	47.434
2019	10.995	26.702	6.581	5.446	49.723
2020	11.541	27.802	6.996	5.729	52.068
2021	12.103	28.002	7.436	6.034	53.576
2022	12.684	28.384	7.901	6.362	55.330
2023	13.281	28.680	8.392	6.714	57.067
Variação (% ao ano)					
2013-2018	10,1	6,4	11,3	9,4	8,1
2018-2023	4,9	2,3	6,3	5,3	3,8
2013-2023	7,5	4,3	8,8	7,4	5,9

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

Tabela 18. Subsistema Nordeste. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2013	21.313	22.513	11.579	13.457	68.861
2014	22.243	23.076	12.165	13.981	71.466
2015	23.287	23.626	12.880	14.524	74.317
2016	24.408	24.256	13.690	15.087	77.442
2017	25.537	25.225	14.542	15.659	80.963
2018	26.693	26.525	15.452	16.274	84.944
2019	27.876	27.184	16.422	16.936	88.417
2020	29.086	28.024	17.456	17.645	92.210
2021	30.322	29.309	18.557	18.403	96.592
2022	31.585	30.036	19.730	19.212	100.564
2023	32.873	30.801	20.979	20.074	104.727
Variação (% ao ano)					
2013-2018	4,6	3,3	5,9	3,9	4,3
2018-2023	4,3	3,0	6,3	4,3	4,3
2013-2023	4,4	3,2	6,1	4,1	4,3

Tabela 19. Subsistema Sudeste/CO. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2013	75.229	109.948	53.134	37.798	276.108
2014	78.093	113.775	55.435	38.854	286.157
2015	81.442	118.135	58.249	40.073	297.898
2016	85.106	122.803	61.432	41.399	310.740
2017	88.800	127.024	64.753	42.736	323.313
2018	92.598	132.377	68.273	44.198	337.445
2019	96.501	136.073	72.001	45.785	350.360
2020	100.508	139.968	75.946	47.505	363.927
2021	104.621	144.329	80.119	49.359	378.429
2022	108.841	148.610	84.531	51.353	393.334
2023	113.168	153.738	89.192	53.488	409.586
Variação (% ao ano)					
2013-2018	4,2	3,8	5,1	3,2	4,1
2018-2023	4,1	3,0	5,5	3,9	4,0
2013-2023	4,2	3,4	5,3	3,5	4,0

Tabela 20. Subsistema Sul. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2013	19.696	32.252	14.178	14.677	80.802
2014	20.513	32.987	14.782	15.086	83.368
2015	21.402	33.958	15.525	15.562	86.446
2016	22.343	35.078	16.368	16.083	89.871
2017	23.292	36.258	17.248	16.609	93.407
2018	24.268	37.516	18.182	17.175	97.141
2019	25.271	38.765	19.172	17.782	100.990
2020	26.300	40.070	20.221	18.430	105.021
2021	27.357	41.414	21.331	19.121	109.224
2022	28.441	42.817	22.506	19.857	113.621
2023	29.552	44.327	23.749	20.637	118.264
Variação (% ao ano)					
2013-2018	4,3	3,1	5,1	3,2	3,8
2018-2023	4,0	3,4	5,5	3,7	4,0
2013-2023	4,1	3,2	5,3	3,5	3,9

Tabela 21. Sistema Interligado Nacional. Consumo de eletricidade na rede (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2013	122.701	183.458	82.512	69.234	457.905
2014	128.951	191.172	87.020	72.081	479.224
2015	134.807	198.216	91.647	74.541	499.210
2016	141.303	205.476	96.950	77.286	521.016
2017	147.576	213.272	102.358	79.944	543.150
2018	154.025	222.012	108.096	82.830	566.964
2019	160.642	228.724	114.176	85.949	589.491
2020	167.434	235.864	120.619	89.309	613.226
2021	174.404	243.055	127.443	92.918	637.821
2022	181.551	249.847	134.668	96.784	662.849
2023	188.874	257.545	142.312	100.913	689.644
Variação (% ao ano)					
2013-2018	4,7	3,9	5,6	3,7	4,4
2018-2023	4,2	3,0	5,7	4,0	4,0
2013-2023	4,4	3,5	5,6	3,8	4,2

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

4. CARGA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)¹⁰

Neste capítulo, apresenta-se a projeção da carga de energia do SIN para o horizonte 3 obtida a partir da projeção do consumo, apresentada no capítulo precedente, e de premissas sobre a evolução do índice de perdas. A carga de energia do SIN é justamente composta do consumo mais as perdas.

4.1 Perdas

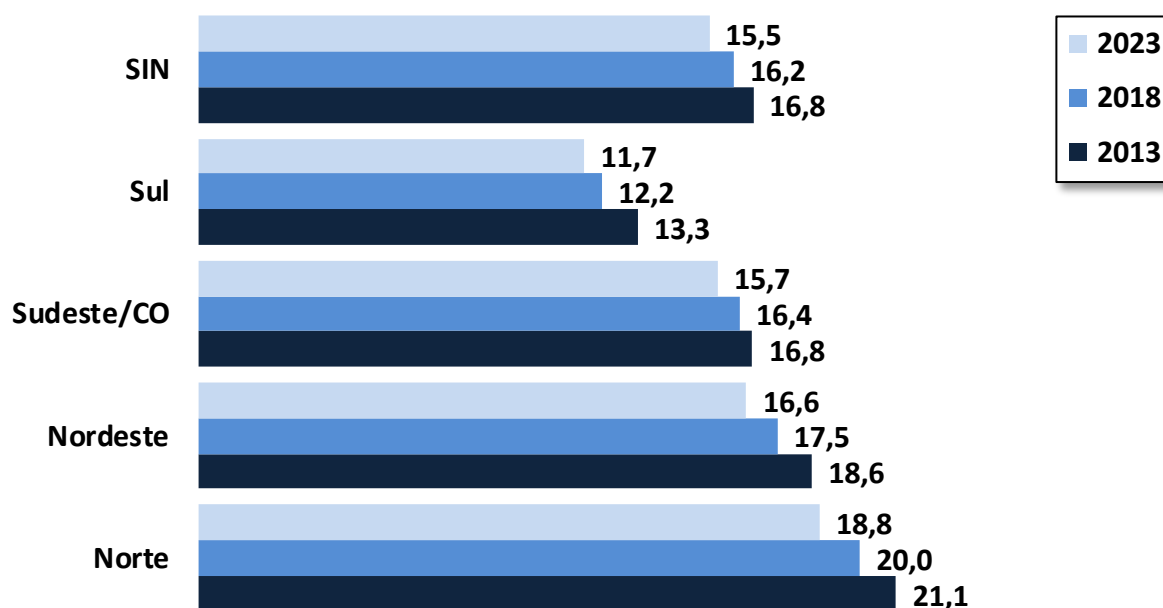
A metodologia de projeção do mercado de eletricidade tem como ponto de partida a análise do uso final da energia. Parte, portanto, da análise do consumo, utilizando, como base, dados de consumo medido para faturamento. Para compor a carga de energia, afinal a solicitação do sistema de geração e transmissão, devem ser consideradas, em adição, as perdas (e diferenças) totais observadas no sistema. Assim, ao lado da projeção do consumo, as hipóteses sobre o comportamento dessas perdas constituem-se em elemento fundamental para a projeção da carga de energia.

As interligações dos sistemas isolados (que atualmente apresentam níveis de perdas elevados) ao SIN podem elevar temporariamente o índice de perdas do subsistema interligado, como são os casos das interligações de Manaus, de Macapá e de Boavista ao subsistema Norte a partir de 09 de julho de 2013, de julho de 2014 e de abril de 2016, respectivamente. Entretanto, o sistema Manaus, pelo seu porte, é o que causa maior efeito nas perdas do subsistema Norte, refletido no ano de 2013, o que não afeta a tendência de redução das perdas no período decenal, conforme pode ser observado no Gráfico 26.

Vale também observar que, da redução das perdas comerciais, uma parcela substancial continuará na carga, mesmo após a regularização da situação de consumidores que furtam energia, pois certamente eles continuarão consumindo, de forma regular, pelo menos uma parte da energia que anteriormente era furtada. Essa parcela continuará compondo a carga, apenas deixa de ser contabilizada como perda e passa a ser incorporada ao consumo faturado.

¹⁰ Para efeito deste trabalho, os valores da carga de energia contemplam também a totalidade da geração de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS, que injetam energia na rede do SIN.

Gráfico 26. SIN e subsistemas. Índice de perdas (%)



Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

4.2 A carga de energia em 2013

A previsão da carga de energia no SIN para o ano de 2013 é de 62.810 MWmédio, representando uma expansão de 3,6% sobre 2012, ou um acréscimo de 2.179 MWmédio.

Essa previsão foi resultado da carga verificada até outubro e da estimativa do Programa Mensal de Operação (PMO) para a carga de novembro e dezembro, por subsistema do SIN.

A estimativa da carga de energia para 2013, por subsistema, está resumida na Tabela 22.

Tabela 22. SIN - Carga de energia 2012-2013, por subsistema (MWmédio)

Subsistema	2012	2013	Δ%
Norte	4.118	4.650	12,9
Nordeste	9.066	9.653	6,5
Sudeste/CO	37.192	37.869	1,8
Sul	10.256	10.638	3,7
SIN	60.631	62.810	3,6

Notas: (i) Estimativa preliminar para 2013.

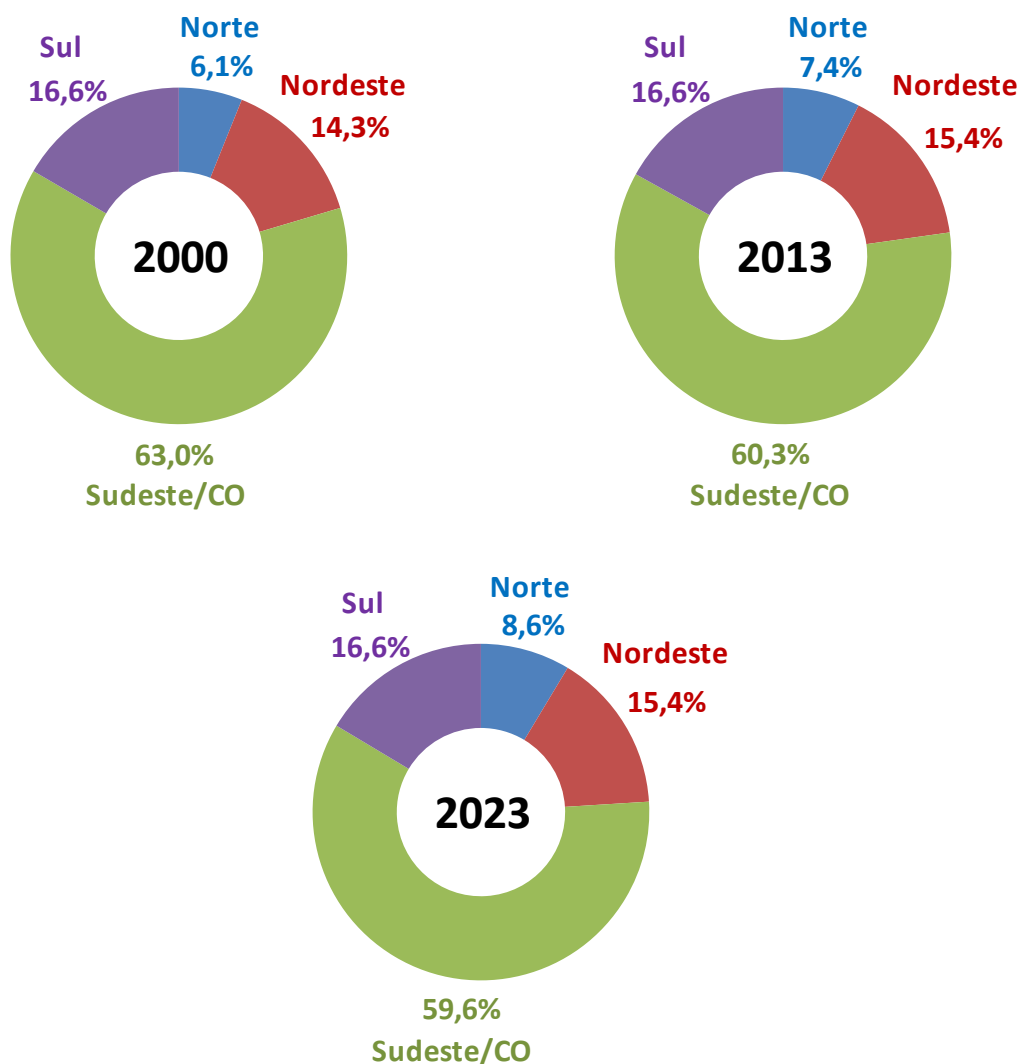
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

4.3 Projeção da carga de energia [2013-2023]

A projeção da carga de energia para o período decenal, por subsistema interligado do SIN, resulta da projeção do consumo na rede, apresentada na seção 3.2, e da premissa formulada sobre a evolução do índice de perdas (seção 4.1).

Conforme se pode ver no Gráfico 27, o subsistema Norte apresenta expressivo aumento de participação na carga do SIN, de 1,2 pontos percentuais no período 2013-2023, em parte por influência das interligações dos sistemas Macapá e Boavista. Os subsistemas Nordeste e Sul apresentam participações estáveis, enquanto o subsistema Sudeste/CO mantém a tendência histórica de perda de participação na carga total do SIN.

Gráfico 27. SIN. Carga de energia. Estrutura por subsistema (%)



O resultado da previsão da carga de energia encontra-se resumido na Tabela 23. A Tabela 24 mostra os acréscimos anuais de carga por subsistema. O subsistema Norte apresenta

acréscimo importante em 2014, superior a 800 MW médio em cada ano, por conta principalmente da interligação do sistema Macapá.

Tabela 23. SIN e Subsistemas: carga de energia (MW médio)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2013	4.650	9.653	37.869	10.638	62.810
2014	5.496	10.019	39.342	10.974	65.830
2015	5.853	10.386	40.840	11.342	68.420
2016	6.162	10.785	42.520	11.750	71.217
2017	6.513	11.230	44.213	12.161	74.119
2018	6.770	11.756	46.067	12.632	77.225
2019	7.073	12.209	47.754	13.117	80.153
2020	7.382	12.705	49.524	13.624	83.234
2021	7.575	13.279	51.415	14.152	86.420
2022	7.800	13.794	53.356	14.703	89.653
2023	8.023	14.333	55.472	15.286	93.113
Variação (% ao ano)					
2012-2018	7,8	4,0	4,0	3,5	4,2
2018-2023	3,5	4,0	3,8	3,9	3,8
2013-2023	5,6	4,0	3,9	3,7	4,0

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

Tabela 24. SIN e Subsistemas: acréscimos anuais da carga de energia (MW médio)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	SIN
2013	532	587	677	382	2.179
2014	846	366	1.473	336	3.020
2015	357	367	1.498	368	2.590
2016	309	399	1.681	408	2.797
2017	351	446	1.693	412	2.902
2018	257	526	1.854	471	3.107
2019	303	453	1.687	484	2.928
2020	309	495	1.770	507	3.081
2021	193	574	1.891	528	3.186
2022	226	515	1.940	552	3.233
2023	223	539	2.116	582	3.460

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

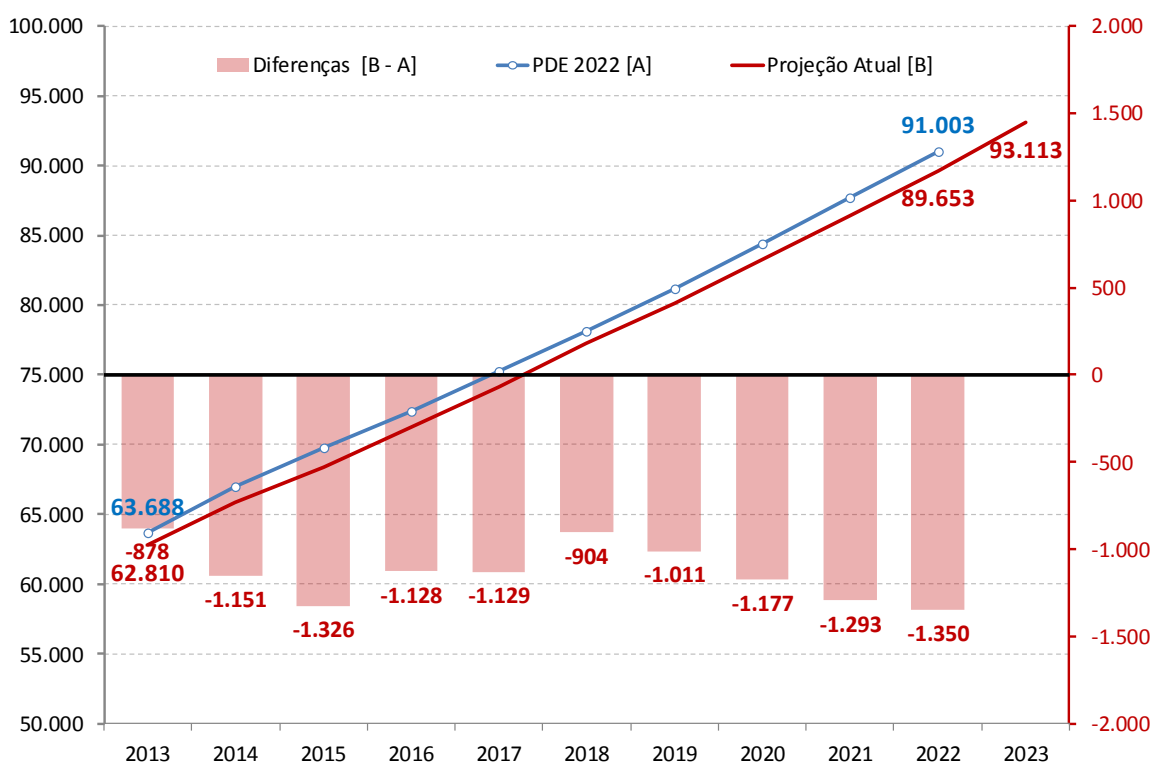
4.4 Comparação com o PDE 2022

A estimativa atual para 2013 é de uma carga de energia 878 MW médio inferior à previsão do PDE 2022, em função da expansão mais modesta do que se havia previsto da economia

este ano, sobretudo no que se refere à atividade industrial. A comparação, para o horizonte de 2022, da atual projeção da carga de energia no SIN com aquela do PDE 2022 está ilustrada no Gráfico 28.

Assim, a Projeção Atual situa-se entre 878 MWmédio (2013) e 1.350 MWmédio (2022) abaixo da previsão do PDE 2022. Ressalta-se que, à semelhança do que já havia ocorrido no PDE 2022 comparativamente ao PDE 2021, o cenário atual de expansão da indústria eletrointensiva, relativamente ao PDE 2022, sofreu nova redução, principalmente no segmento de siderurgia e de alumínio.

Gráfico 28. SIN. Carga de energia (MWmédio) - Projeção Atual ⊗ PDE 2022



Nota: A Projeção Atual considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de Julho/2014 e de Boavista a partir de Abril/2016. Já o PDE 2022 considerava a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, ao subsistema Norte, a partir de junho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de fevereiro de 2015.

Em Anexo, apresenta-se a projeção mensal da carga de energia por subsistema interligado do SIN. A projeção mensal baseou-se na sazonalidade histórica e, dessa forma, representa o comportamento médio de um período. Vale ressaltar que diferentes fatores poderão contribuir para introduzir perturbações localizadas nesse perfil de carga mensal, tais como, a entrada em operação (ou a parada) de alguma grande carga industrial em determinado mês ou mudanças climáticas significativas, as quais poderão ter impacto mais importante no médio e, principalmente, no longo prazo.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

5. CARGA DE DEMANDA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

A projeção da carga de demanda, seja ela a demanda máxima integrada em uma hora ou a demanda máxima instantânea, é calculada a partir da projeção da carga de energia e do respectivo fator de carga, isto é, da relação entre a carga de energia, em MW_{médio}, e a demanda máxima, em MWh/h (demanda máxima integrada) ou em MW (demanda máxima instantânea). A demanda máxima corresponde sempre à demanda máxima simultânea ou coincidente, seja por subsistema ou por sistema interligado do SIN. Ela representa, assim, o montante máximo de energia (potência) que é necessário injetar no subsistema (ou sistema) em um curto intervalo de tempo (“instante de tempo”), seja a partir de usinas localizadas dentro do subsistema (ou sistema) seja via importação líquida de energia.

Vale ressaltar que alguns aperfeiçoamentos vêm sendo incorporados, na abordagem da carga de demanda, ao longo das últimas projeções de carga realizadas pela EPE, nomeadamente no âmbito das previsões dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE's). Assim como ocorreu no ciclo de estudos do PDE 2021, ao contrário de previsões anteriores, o PDE 2022 contemplou a demanda máxima (integrada ou instantânea) independente do horário de sua ocorrência. De fato, em projeções anteriores, nomeadamente no PDE 2020, considerava-se a demanda máxima no chamado “horário de ponta” do SIN. Porém, constata-se que, ao longo dos últimos anos, a demanda máxima anual nos subsistemas Sudeste/CO e Sul vem ocorrendo fora do “horário de ponta”, sobretudo nos meses de verão.

Por sua vez, as estatísticas de demanda máxima (integrada e instantânea) ainda não contemplam parcela importante da geração de usinas não despachadas (ou não programadas) centralizadamente. Encontram-se neste caso, por exemplo, usinas a biomassa, usinas eólicas e pequenas centrais hidroelétricas (PCH's). No entanto, segundo o ONS, a correspondente parcela de energia já está integralmente contemplada nas estatísticas da carga de energia, por exemplo, na energia média mensal ou anual do Sistema Interligado Nacional (SIN) e dos respectivos subsistemas. Na presente Nota Técnica, no sentido de atenuar este problema, admitiu-se, em primeira aproximação, que o bloco de tais usinas não despachadas tivesse uma curva de geração aproximadamente *flat* (geração constante ao longo do tempo, inclusive na ponta). Assim, adicionou-se à demanda máxima (integrada ou instantânea) mensal uma parcela igual à carga de energia (energia média) mensal dessas usinas não despachadas (ou não programadas).

Ressalta-se que, até alguns anos atrás, a representatividade desse tipo de usinas não despachadas (ou não programadas) centralizadamente pelo ONS era pouco significativa no contexto global do parque elétrico nacional. Contudo, principalmente ao longo dos últimos anos, vem se intensificando a participação desse tipo de usinas que injetam energia na rede do SIN. Isso motivou o ONS a incorporar, a partir do ano de 2007, a parcela da energia resultante da geração dessas usinas nas estatísticas da carga de energia do SIN e dos respectivos subsistemas interligados.

Os ajustes mencionados, relativos ao conceito de demanda máxima (integrada ou instantânea), os quais vêm sendo progressivamente incorporados aos estudos da EPE e do ONS, implicam em aumento dos valores dessa demanda, no sentido de aproximá-los cada vez mais do “valor real” desse indicador. Esse fato se reflete tanto nos valores históricos da demanda máxima quanto nas respectivas previsões.

De fato, a metodologia de projeção da demanda máxima (integrada em uma hora) considera os valores dos fatores de carga anuais por subsistema do SIN (FC_s) registrados em um ano base (2013, no caso do presente estudo), $FC_s = E_s/D_s$ (FC_s = fator de carga no subsistema-s; E_s = carga de energia no subsistema-s; D_s = demanda máxima integrada no subsistema-s), assim como uma média desses fatores de carga anuais verificados nos últimos anos, e faz convergir os fatores de carga do ano base para essa média ao longo dos próximos 2 a 3 anos. Em seguida, a projeção da demanda máxima integrada mensal é feita com base em uma “sazonalidade média”, representando-se a demanda máxima de um determinado mês em P.U. da demanda máxima anual. Tais fatores mensais de “sazonalidade média” são estimados considerando-se, também, uma média dos últimos anos. Para a projeção da demanda máxima instantânea, utiliza-se a relação média histórica entre essa demanda e a demanda máxima integrada.

Em face do exposto, tanto a EPE quanto o ONS, cientes da importância das estatísticas relativas à demanda máxima (ponta) do SIN e dos respectivos subsistemas, vêm envidando esforços, com o apoio da CCEE, no sentido de obter as curvas de geração - geração horária ou geração “instantânea” - das usinas não despachadas (ou não programadas) centralizadamente, visando estimar com maior precisão a respectiva contribuição para a ponta do Sistema Interligado Nacional e subsistemas.

A Tabela 25 apresenta a projeção da demanda máxima instantânea para o SIN e para os respectivos subsistemas e sistemas interligados.

Tabela 25. SIN e Subsistemas: demanda máxima instantânea (MW)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2013	6.158	12.122	50.187	16.014	17.948	64.189	81.325
2014	6.609	12.515	51.031	16.186	18.958	66.156	84.481
2015	6.937	12.973	52.968	16.737	19.739	68.609	87.874
2016	7.364	13.471	55.137	17.334	20.658	71.339	91.355
2017	7.752	14.028	57.333	17.946	21.598	74.109	95.157
2018	8.042	14.681	59.719	18.637	22.530	77.142	99.102
2019	8.400	15.239	61.873	19.343	23.441	79.956	102.798
2020	8.765	15.845	64.114	20.075	24.404	82.880	106.658
2021	8.997	16.546	66.510	20.842	25.321	85.992	110.665
2022	9.264	17.168	68.946	21.635	26.200	89.169	114.696
2023	9.528	17.816	71.595	22.468	27.098	92.596	118.993
Variação (% ao ano)							
2013-2018	5,5	3,9	3,5	3,1	4,7	3,7	4,0
2018-2023	3,5	3,9	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7
2013-2023	4,5	3,9	3,6	3,4	4,2	3,7	3,9

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACHÃO, C. C. L., 2003. Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro. Dissertação de M. Sc. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro.

BANCO MUNDIAL, 2013. Commodity markets outlook. World bank, Outubro 2013.

BNDES, 2007. Ernani Teixeira Torres Filho e Fernando Pimentel Puga (Orgs.). Perspectivas do Investimento 2007/2010.

EPE, 2005. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2006. Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2007. Plano Nacional de Energia - PNE 2030. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2008a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2008b. Nota técnica DEN 02/08 (maio/2008). Projeções da demanda de energia elétrica para o plano decenal de expansão de energia 2008-2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2009. Análise Econômica: Cenários. Plano Decenal de Expansão de Energia 2009/2018. Rio de Janeiro: EPE, Junho de 2009. (Versão Preliminar).

EPE, 2010. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2011a. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020). Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2011b. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2011c. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2012-2021). Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2012a. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2012b. Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022). Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE, 2013. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2022 (Versão para Consulta Pública). Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2011. Balanço Energético Nacional (BEN) 2011: Ano Base 2010. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2012. Balanço Energético Nacional (BEN) 2012: Ano Base 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/MME, 2013. Balanço Energético Nacional (BEN) 2013: Ano Base 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2011a. Nota Técnica DEA 07/11 - ONS 054/2011 (maio/2011). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2011-2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2011b. Nota Técnica DEA 12/11 - ONS 138/2011 (setembro/2011). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2011-2015. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2012a. Nota Técnica DEA 05/12 - ONS 088/2012 (maio/2012). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2012-2016. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2012b. Nota Técnica DEA 12/12 - ONS 152/2012 (setembro/2012). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2012-2016. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2013a. Nota Técnica DEA 12/13 - ONS 071/2013 (maio/2013). 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2013-2017. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

EPE/ONS, 2013b. Nota Técnica DEA 17/13 - ONS 114/2013 (setembro/2013). 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2013-2017. Disponível em <http://www.epe.gov.br/default.aspx>

FMI, 2009. World Economic Outlook 2009. Washington D.C.: FMI, Julho de 2009.

FMI, 2011a. “Slowing Growth, Rising Risks”, World Economic Outlook. Washington D.C.: FMI, setembro de 2011.

FMI, 2011b. “Addressing Fiscal Challenges to Reduce Economic Risks Sustaining the Recovery”, Fiscal Monitor. Washington D.C.: FMI, setembro de 2011.

GIANINI, Tatiana, ONAGA, Marcelo e MARANHÃO, Tiago, 2009. Indústria Automobilística: Uma nova Era para as Montadoras. In: Revista Exame. Ano 43, nº 7, 22/04/2009. pp. 18-29.

IBGE, 2004. Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o período 1980-2050 - Revisão 2004 - Metodologia e Resultados.

IBGE, 2008. Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 1980-2050 - Revisão 2008 - Metodologia e Resultados.

IBGE, 2011. “Sinopse Censo 2010”. Rio de Janeiro: IBGE, 2011.

OCDE, 2011. OECD Economic Outlook. Paris (França): OCDE, Setembro de 2011.

PUGA, Fernando Pimentel e BORÇA Jr., Gilberto Rodrigues, 2009. Perspectiva de investimentos na indústria 2011-2014. In: Visão do Desenvolvimento, nº 91. Rio de Janeiro: BNDES, 25 de fevereiro de 2011.

PUGA, Fernando Pimentel e BORÇA Jr., Gilberto Rodrigues, 2009. Perspectiva de investimentos em infraestrutura 2011-2014. In: Visão do Desenvolvimento, nº 92. Rio de Janeiro: BNDES, 25 de fevereiro de 2011.

ROGERS, E. The Diffusion of Innovations. The Free Press, New York, USA, 5th edition, 2003.

SOUZA Jr., 2007, J.R.C. Estimativa do Produto Potencial para a Economia Brasileira: Atualização Utilizando o Sistema de Contas Nacionais Referência 2000. In: IPEA. Boletim de Conjuntura, número 77, Rio de Janeiro, junho de 2007.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

ANEXO
PROJEÇÃO MENSAL DA CARGA DE ENERGIA
2013-2023

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Tabela 26. Subsistema Norte. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2013	4.034	4.136	4.295	4.324	4.280	4.075	4.688	5.229	5.238	5.189	5.089	5.180
2014	5.251	5.326	5.359	5.386	5.410	5.365	5.473	5.639	5.736	5.686	5.728	5.582
2015	5.668	5.756	5.784	5.825	5.850	5.809	5.748	5.922	6.024	5.972	6.016	5.863
2016	5.927	5.970	6.027	6.177	6.195	6.157	6.069	6.249	6.360	6.293	6.338	6.186
2017	6.300	6.401	6.428	6.477	6.505	6.463	6.396	6.595	6.712	6.651	6.705	6.527
2018	6.546	6.652	6.679	6.730	6.759	6.716	6.647	6.854	6.976	6.913	6.969	6.783
2019	6.835	6.947	6.975	7.029	7.059	7.014	6.942	7.158	7.286	7.221	7.280	7.084
2020	7.177	7.230	7.295	7.363	7.384	7.340	7.235	7.450	7.583	7.503	7.558	7.375
2021	7.307	7.428	7.455	7.515	7.548	7.502	7.425	7.659	7.798	7.727	7.792	7.579
2022	7.515	7.641	7.667	7.730	7.764	7.718	7.640	7.882	8.026	7.953	8.022	7.799
2023	7.718	7.849	7.874	7.940	7.975	7.930	7.850	8.101	8.251	8.174	8.247	8.014

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.

Tabela 27. Subsistema Nordeste. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2013	9.653	9.733	9.931	9.870	9.398	9.243	9.197	9.333	9.622	9.953	9.957	9.956
2014	10.189	10.158	10.265	10.045	9.833	9.587	9.555	9.716	10.041	10.284	10.364	10.202
2015	10.562	10.529	10.640	10.413	10.193	9.937	9.905	10.072	10.408	10.661	10.743	10.576
2016	10.967	10.934	11.049	10.813	10.585	10.319	10.285	10.459	10.808	11.070	11.156	10.982
2017	11.421	11.386	11.506	11.260	11.022	10.746	10.710	10.891	11.255	11.528	11.617	11.436
2018	11.952	11.916	12.041	11.784	11.535	11.246	11.209	11.398	11.778	12.064	12.158	11.968
2019	12.407	12.369	12.499	12.232	11.974	11.673	11.635	11.831	12.226	12.523	12.620	12.423
2020	12.900	12.860	12.996	12.718	12.450	12.137	12.097	12.302	12.712	13.021	13.122	12.917
2021	13.470	13.429	13.571	13.281	13.000	12.674	12.633	12.846	13.275	13.597	13.702	13.488
2022	13.977	13.935	14.081	13.781	13.490	13.151	13.108	13.329	13.774	14.108	14.218	13.996
2023	14.504	14.460	14.613	14.300	13.998	13.647	13.602	13.832	14.294	14.640	14.754	14.524

Tabela 28. Subsistema Sudeste/CO. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2013	37.079	39.250	38.685	37.731	37.023	36.543	36.518	37.581	38.210	38.639	38.800	38.499
2014	39.166	40.703	40.994	39.757	38.442	38.115	38.232	39.241	39.463	39.813	39.497	38.795
2015	40.657	42.253	42.554	41.271	39.905	39.566	39.688	40.736	40.965	41.329	41.001	40.272
2016	42.325	43.987	44.301	42.965	41.543	41.191	41.318	42.408	42.647	43.026	42.685	41.925
2017	44.014	45.743	46.068	44.679	43.202	42.835	42.967	44.101	44.350	44.743	44.389	43.598
2018	45.849	47.649	47.988	46.542	45.002	44.620	44.758	45.939	46.198	46.608	46.239	45.415
2019	47.506	49.371	49.723	48.224	46.629	46.233	46.376	47.600	47.869	48.293	47.911	47.057
2020	49.229	51.163	51.527	49.974	48.321	47.911	48.059	49.328	49.606	50.046	49.650	48.765
2021	51.071	53.077	53.455	51.844	50.129	49.704	49.858	51.174	51.463	51.919	51.508	50.590
2022	52.945	55.024	55.415	53.746	51.968	51.527	51.688	53.052	53.352	53.824	53.398	52.446
2023	54.981	57.141	57.547	55.813	53.967	53.509	53.676	55.093	55.404	55.895	55.453	54.464

Tabela 29. Subsistema Sul. Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2013	10.803	11.268	10.575	10.540	10.121	10.301	10.594	10.596	10.367	10.619	10.918	10.999
2014	11.405	11.840	11.646	10.928	10.624	10.652	10.677	10.712	10.528	10.721	10.948	11.059
2015	11.793	12.243	12.042	11.300	10.986	11.015	11.040	11.077	10.887	11.086	11.321	11.373
2016	12.214	12.680	12.472	11.703	11.378	11.409	11.435	11.472	11.276	11.482	11.726	11.779
2017	12.645	13.127	12.912	12.116	11.779	11.811	11.838	11.877	11.674	11.887	12.139	12.195
2018	13.132	13.632	13.409	12.582	12.233	12.266	12.294	12.334	12.123	12.344	12.606	12.664
2019	13.630	14.149	13.918	13.060	12.697	12.731	12.760	12.802	12.583	12.812	13.084	13.145
2020	14.145	14.684	14.444	13.553	13.177	13.212	13.242	13.286	13.059	13.297	13.579	13.641
2021	14.686	15.245	14.996	14.071	13.680	13.717	13.748	13.794	13.557	13.805	14.098	14.163
2022	15.245	15.825	15.566	14.606	14.200	14.239	14.271	14.318	14.073	14.330	14.634	14.701
2023	15.832	16.435	16.166	15.169	14.747	14.787	14.821	14.870	14.615	14.882	15.198	15.268

Tabela 30. Sistema Interligado Nacional (SIN). Carga de energia mensal (MWmédio)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2013	61.569	64.387	63.486	62.464	60.822	60.162	60.997	62.739	63.437	64.399	64.764	64.634
2014	66.011	68.027	68.264	66.116	64.308	63.719	63.937	65.309	65.768	66.504	66.537	65.638
2015	68.679	70.781	71.021	68.808	66.934	66.327	66.381	67.807	68.285	69.047	69.081	68.083
2016	71.434	73.571	73.848	71.658	69.701	69.076	69.106	70.588	71.091	71.870	71.904	70.872
2017	74.380	76.657	76.915	74.533	72.508	71.854	71.912	73.464	73.990	74.810	74.850	73.756
2018	77.478	79.849	80.118	77.638	75.529	74.847	74.907	76.525	77.076	77.930	77.972	76.831
2019	80.378	82.836	83.114	80.544	78.358	77.651	77.713	79.392	79.964	80.849	80.895	79.709
2020	83.451	85.937	86.261	83.608	81.331	80.600	80.634	82.366	82.960	83.867	83.909	82.699
2021	86.534	89.180	89.476	86.711	84.357	83.596	83.664	85.473	86.093	87.047	87.101	85.820
2022	89.681	92.425	92.730	89.863	87.422	86.635	86.707	88.582	89.225	90.215	90.272	88.942
2023	93.035	95.885	96.199	93.223	90.688	89.873	89.949	91.896	92.564	93.591	93.652	92.270

Nota: Considera a interligação de Manaus a partir de 09 de julho de 2013, de Macapá a partir de julho/2014 e de Boavista a partir de abril/2016.