

Dados Básicos de Energia Elétrica no PDE 2024

ESPECIFICAÇÃO	2014	2024	24/14 % a.a.	Estrutura (%)	
				2014	2024
DADOS CONSOLIDADOS DE ENERGIA (milhões tep)					
OFERTA INTERNA DE ENERGIA	305,6	399,5	2,7	100,0	100,0
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E TRANSFORMAÇÃO	39,7	46,0	1,5	13,0	11,5
CONSUMO FINAL (inclusive não energético)	265,9	353,5	2,9	87,0	88,5
PRODUÇÃO PRIMÁRIA	272,6	520,0	6,7		
COMÉRCIO EXTERNO (a)	40,2	-102,5	-	13,2	-25,6
DADOS GERAIS DE ENERGIA ELÉTRICA (TWh)					
OFERTA TOTAL	624,3	940,8	4,2	100,0	100,0
GERAÇÃO INTERNA PÚBLICA	537,3	823,5	4,4	86,1	87,5
AUTOPRODUTOR CATIVO	53,2	100,0	6,5	8,5	10,6
IMPORTAÇÃO	33,8	17,3	-6,5	5,4	1,8
CONSUMO FINAL	531,1	790,9	4,1	85,1	84,1
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO	93,2	149,9	4,9	14,9	15,9
CONSUMO SETORIAL DE ELETRICIDADE (TWh) (b)					
TOTAL	531,1	790,9	4,1	100,0	100,0
INDUSTRIAL (inclui setor energético)	237,1	355,7	4,1	44,6	45,0
RESIDENCIAL	132,0	197,2	4,1	24,9	24,9
COMERCIAL E PÚBLICO	133,3	196,4	4,0	25,1	24,8
OUTROS	28,7	41,6	3,8	5,4	5,3
CONSUMO REGIONAL DE ELETRICIDADE NA REDE (TWh) (c)					
BRASIL	467,7	692,1	4,0	100,0	100,0
ISOLADO	5,3	3,5	-4,1	1,1	0,5
SIN	462,5	688,7	4,1	98,9	99,5
NORTE	34,8	58,6	5,3	7,5	8,5
NORDESTE	67,1	111,0	5,2	14,4	16,0
SUDESTE / C.OESTE	280,4	399,4	3,6	59,9	57,7
SUL	80,1	119,7	4,1	17,1	17,3
CARGA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA (GWmédio) (c)					
SISTEMA INTERLIGADO	65,8	94,5	3,7	100,0	100,0
NORTE	5,5	8,7	4,6	8,3	9,2
NORDESTE	10,0	15,2	4,2	15,2	16,1
SUDESTE / C.OESTE	39,3	55,0	3,4	59,8	58,1
SUL	11,0	15,7	3,7	16,7	16,6
CARGA DE DEMANDA INSTANTÂNEA (GW) (d)	84,5	125,0	4,0	1,28	1,32
CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO ELÉTRICA (GW) (c)					
SISTEMA INTERLIGADO	132,9	204,1	4,4	100,0	100,0
NORTE	18,2	45,4	9,5	13,7	22,2
NORDESTE	21,6	45,5	7,7	16,3	22,3
SUDESTE / C.OESTE	72,2	85,3	1,7	54,3	41,8
SUL	20,8	28,0	3,0	15,6	13,7
CUSTOS MARGINAIS DA OPERAÇÃO (R\$/MWh)					
	2015	2024			
NORTE	226	141	-5,1		
NORDESTE	228	140	-5,3		
SUDESTE / C.OESTE	281	141	-7,4		
SUL	286	141	-7,6		

(a) Sinal negativo representa exportação líquida.

(b) Inclui autoprodutor cativo.

(c) Não inclui autoprodutor cativo e inclui parte paraguaia de Itaipu.

(d) Índice sobre a carga média.

Os indicadores deste boletim foram obtidos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024), cujos estudos foram realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e aprovados pelo MME.



Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia / SPE/MME

www.mme.gov.br / n3e.spe@mme.gov.br

(55 61) 2032 5967 e 2032 5764

Energia Elétrica no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024

Edição de 26/11/2015

Indicadores Macroeconômicos e Energéticos

No cenário econômico dos estudos do PDE 2024 o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro cresce a 1,8% a.a. (ao ano) no período 2014-2019 e a 4,5% a.a. no período 2019-2024. No segundo período, a taxa é superior à prevista para mundo, de 3,8%, o que recoloca o País na rota verificada na década anterior, em que a economia brasileira cresceu acima da média mundial. De 2014 a 2024 o PIB do Brasil cresce a 3,2% a.a.

Taxas Médias de Crescimento do PIB (% ao ano)

Indicadores	Histórico		2014	Projeção	
	2004-09	2009-14		2014-19	2019-24
PIB Mundial	4,9	3,2	3,3	3,8	3,8
PIB Nacional	4,8	2,6	0,1	1,8	4,5
Taxa de Poupança (% PIB)	17,8	18,7	16,0	17,2	21,6

Na estrutura setorial do PIB nacional, a indústria segue perdendo participação, o que é comum a países com algum estágio de desenvolvimento. A agropecuária recupera perdas recentes na estrutura, como resultado de melhoras na economia global.

Composição Setorial do PIB (%)

Indicadores	Histórico		2014	Projeção	
	2004-08	2009-13		2015-19	2020-24
Agropecuária	5,9	5,2	5,2	5,5	5,5
Indústria	28,8	26,9	26,1	25,2	25,0
Serviços	65,3	67,9	68,7	69,3	69,5

As taxas de poupança previstas para se atingir um crescimento da economia de 3,2% a.a. são superiores às verificadas no passado recente, ficando em 17,2% do PIB entre 2014 e 2019, e em 21,6% do PIB entre 2019 a 2024 (medidas no final de cada ano).

Para a demanda total de energia é esperada uma taxa de crescimento de 2,7% a.a., de 2014 a 2024, abaixo da taxa do PIB. Contribui para esta previsão o recuo relativo da indústria, mais intensiva em energia, na estrutura dos setores econômicos.

No cenário demográfico esperado para o período do estudo, se observa um maior crescimento da população nas regiões Norte (1,1% a.a.) e Centro-Oeste (1,2% a.a.), para um crescimento médio nacional de 0,7% a.a. No mesmo período, o número de domicílios cresce a 1,6% a.a., como resultado do recuo de 3,4 para 2,9 pessoas por família, seguindo a tendência do passado.



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
NÚCLEO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE ENERGIA

População e Número de Domicílios (milhões)

Região	2014	2024	24/14 % a.a.	Estrutura (%)	
				2014	2024
BRASIL	203,6	217,8	0,7	100,0	100,0
NORTE	17,4	19,5	1,1	8,6	8,9
NORDESTE	56,2	59,3	0,5	27,6	27,2
SUDESTE	85,5	90,7	0,6	42,0	41,6
SUL	29,1	31,0	0,6	14,3	14,2
CENTRO-OESTE	15,4	17,4	1,2	7,6	8,0
DOMICÍLIOS BR	65,7	77,1	1,6		
hab/dom BR	3,43	2,94	-1,5		

Assim, de 2014 a 2024, o PIB per capita do Brasil cresce a 2,5% a.a. (3,6% a.a. no PDE2023), a Oferta Interna de Energia (OIE) *per capita* cresce a 2,0% a.a., e o consumo de eletricidade per capita, a 3,4% a.a. Os indicadores mostram que a OIE cresce abaixo do PIB, com elasticidade-renda de 0,84 no período.

Indicadores Macroeconômicos e Energéticos

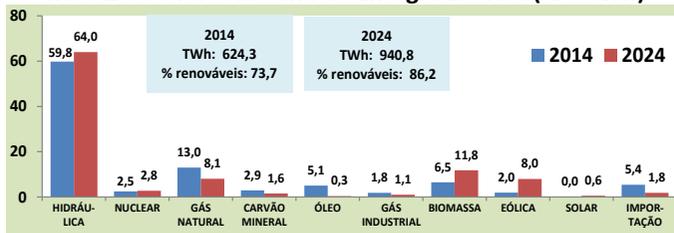
Especificação	2014	2024	% a.a.	PDE(n-1) (%a.a.)
PIB (bilhões R\$ de 2010)	4.007	5.465	3,2	4,3
População (milhões)	204	218	0,7	0,7
PIB <i>per capita</i> (R\$/hab)	19.680	25.096	2,5	3,6
Oferta Interna de Energia <i>per capita</i> (tep/hab)	1,50	1,83	2,0	3,0
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/mil R\$)	0,0763	0,0731	-0,4	-0,6
Consumo Final de Eletricidade <i>per capita</i> (kWh/hab)	2.608	3.632	3,4	3,5

Oferta Interna de Energia Elétrica

A Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) atinge, em 2024, o montante de 941 TWh (934 TWh no PDE 2023), mostrando crescimento de 4,2% a.a. sobre 2014, taxa superior à do PIB (elasticidade-renda de 1,3).

Na matriz de OIEE, a energia hidráulica continua com supremacia em 2024, respondendo por 65,8% do total, contra 65,2% em 2014 (incluindo importação). As gerações eólica, solar e por biomassa, com expressiva expansão, e incluindo a geração hidráulica, mantêm elevada a proporção de renováveis, de relevantes 86,2% em 2024.

Matriz de Oferta Interna de Energia Elétrica (% e TWh)



Destaques do Consumo Final de Eletricidade

O consumo *per capita* de energia elétrica chega a 3.632 kWh em 2024, indicador ainda bem menor do que os 8.200 kWh verificados nos países da OECD em 2013. O consumo final de eletricidade cresce a 4,1% a.a. de 2014 a 2024, havendo recuo na participação da indústria na estrutura setorial de consumo.

Principais Linhas de Transmissão (Mapa 2)

Empreendimento	Estados	km	Conclusão
1 interligação Xingu - SE	PA, TO, GO, MG, SP	38,3 mil km de 2015/19	e
2 interligação N-NE e N-SE	AC, RO, AM, PA, TO, MA, PI, CE, PE, BA		
3 Interligação Teles Pires - SE	PA, MT, GO e SP		
4 Interligação Xingu - Imperatriz	PA, TO, PI	37,4 mil km de 2020/24	
5 Reforços na Região Sudeste	MG, SP, RJ, MT e GO		
6 Interligação S-SE	RS, SC, PR e SP		

(a) Manaus e Boa Vista, (b) Xingu, (c) AC/RO, (d) Belo Monte, (e) Teles Pires e Tapajós, (f) Itaipu, (g) Ivaiporã, (h) Imperatriz
Nota: km equivalentes a circuitos simples

Projetos Hidrelétricos para 2021 a 2024 (mapa 1)

Aproveitamento	Rio	MW (meta)	UF	Operação
1 São Luiz do Tapajós	Tapajós	8.040	PA	2021
e Apertados	Piquiri	139	PR	2021
a Tabajara	Jiparaná	350	RO	2021
f Telêmaco Borba	Tibagi	118	PR	2022
e Comissário	Piquiri	140	PR	2023
1 Jatobá	Tapajós	2.338	PA	2023
c Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS	2024
b Castanheira	Arinos	192	MT	2024
9 Bem Querer	Branco	708	RR	2024
Outros	vários	247	vários	2022/24
Total		12.997		2021/24

Outros: Foz Piquiri, Paranhos e Ercilândia

Investimentos em infraestrutura

Os investimentos em infraestrutura do setor elétrico, da ordem de R\$ 377 bilhões, representam 27% dos investimentos totais em energia até 2024, que somam R\$ 1.408 bilhões.

Investimentos Totais na Expansão de Energia (R\$ de 2010)

Área	R\$ bilhões	
	2014-24	%
Energia Elétrica	377	26,7
Geração	269	19,1
Transmissão	108	7,7
Petróleo e Gás	993	70,6
Biocombustíveis	38	2,7
Total (cotações R\$ 3,65/US\$)	1.408	100,0
% do PIB acumulado no período		2,8
% da FBKF acumulada no período		14,4

Os investimentos na expansão hidrelétrica respondem por 27,2% dos investimentos totais na geração. As fontes alternativas – PCH, biomassa, eólica e solar –, assumem a maior proporção nos investimentos de geração, de 58,0% (52% no PDE2023).

Investimentos na Geração Elétrica, por Fonte

Área	R\$ bilhões	
	2014-24	%
Hidroelétricas	73,1	27,2
Térmicas	39,6	14,7
Nuclear	11,0	4,1
Gás Natural	26,3	9,8
Carvão	2,3	0,9
Óleo Combustível/Diesel	0,0	0,0
PCH + Biomassa + Eólica + Solar	155,8	58,0
TOTAL	268,5	100,0

Montagem do Folder (etapa 1- pag. 1, 2, 7 e 8)

- Dobrar o primeiro 1/3 da folha até a linha à esquerda;
- Ir para a folha seguinte.

Expansão de Linhas de Transmissão e Subestações

Instalações	Unidade	2014	2024	Incremento	
				2014-24	% 2014-24
LINHAS DE TRANSMISSÃO	mil km	125,7	201,4	75,7	60,2
SUBESTAÇÕES	GVA	305,6	493,8	188,2	61,6

Expansão das Transferências entre Subsistemas (MWmed)

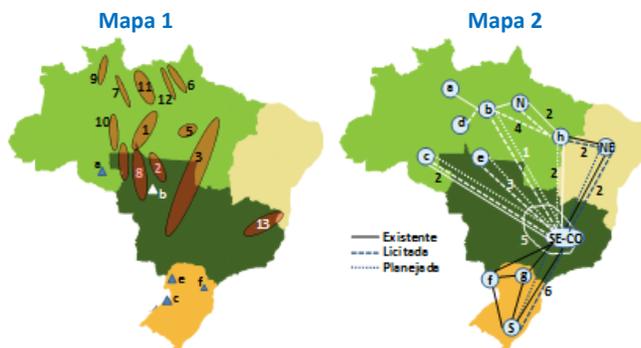
Trechos	MW med	Ano	Trechos	MW med	Ano
TP->SE/CO	2120	2015	Imp. SUL	2.000	2020
AC/RO->SE/CO	150	2015	Exp. SUL	2.000	2020
Imp.->SE/CO	1051	2016	Exp. NE	6.000	2020
Exp. NE	3000	2016	Imp. NE	5.100	2020
Imp.->SE/CO via N/NE	5350	2016	Exp. SE via N/NE	3.730	2020
AC/RO->SE/CO	874	2016	Imp. SE via N/NE	6.000	2020
Imp. SUL	836	2017	AC/RO->SE/CO	700	2020
AC/RO->SE/CO	682	2017	Exp. SE via N/NE	4.600	2020
Imp. SE via N/NE	1970	2018	Imp. SE via N/NE	8.120	2020
Imp. SUL	957	2018	T.PIRES/TP-SE/CO	2.000	2020
Exp. SUL	874	2018	Imp. SE via N/NE	12.631	2022
T.PIRES/TP-SE/CO	1480	2018	T.PIRES/TP-SE/CO	2.000	2022
AC/RO->SE/CO	129	2018	Imp. Sul	1.700	2023
Imp. SUL	983	2019	Exp. SUL	1.700	2023
Exp. SUL	1.269	2019	T.PIRES/TP-SE/CO	2.000	2023
Exp. SE via N/NE	5.720	2019	T.PIRES/TP-SE/CO	2.200	2024
Imp. SE via N/NE	7.501	2019			

Nota: IMP: Imperatriz, AC: Acre, RO: Rondônia, MAN: Manaus, AP: Amapá, BM: Belo Monte, TP: Tapajós, Imp.:importação, Exp.: exportação

Estudos de Inventário Hidrelétrico 2006/14 (Mapa 1)

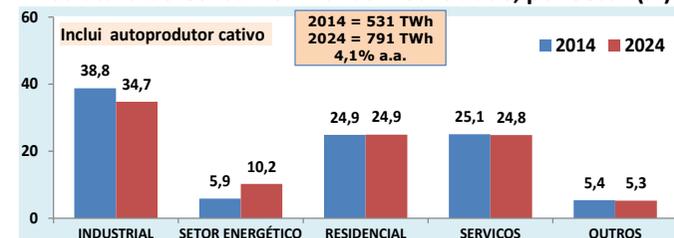
Bacia Hidrográfica	MW	UF	Situação
2 Teles Pires e Apiacas (7 usinas)	3.825	MT/PA	2006
1 Tapajós e Jamanxim (7 usinas)	14.245	PA/AM	2009
8 Juruena e Afluentes (22 usinas)	8.946	AM/MT	2011
6 Jari (3 usinas)	1.363	AP/PA	2011
9 Branco e Mucajá (4 usinas)	1.049	RR	2011
3 Araguaia e Mortes (1 usina)	310	GO/MT/PA/TO	2011
13 Jequitinhonha	761	MG	2011
4 Aripuanã e Roosevelt (7 usinas)	2.530	AM/MT/RO	2012
10 Sucunduri	650	AM	2013
12 Paru (6 usinas)	1.705	PA	2014
11 Trombetas (reinventário)	3.000	PA	em execução
9 Negro	...	AM/RR	em execução
Total	38.384		

Notas: 5, no mapa, refere-se a Itacaiúnas - PA (200 MW); 7, refere-se a Jatapu - AM (650 MW), em fase de concepção.



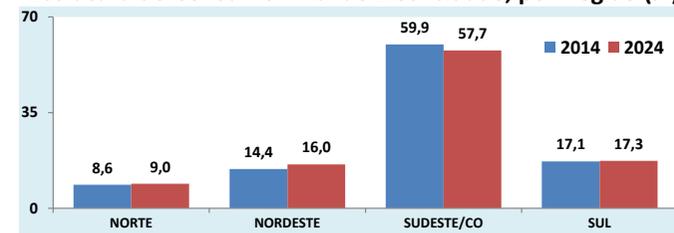
O setor energético eleva a proporção no consumo total de energia elétrica, em razão, principalmente, da expansão da exploração e produção de petróleo. O consumo de energia elétrica na produção de etanol e nas termelétricas também cresce acima da média dos demais setores.

Estrutura do Consumo Final de Eletricidade, por Setor (%)



Apenas as regiões sudeste e centro-oeste perdem participação no consumo final de energia elétrica no período, situação coerente com a mundial, em que, de 1973 a 2013, o consumo cresceu a 5,2% a.a. nos países em desenvolvimento, e a apenas 2,3% a.a. nos países desenvolvidos.

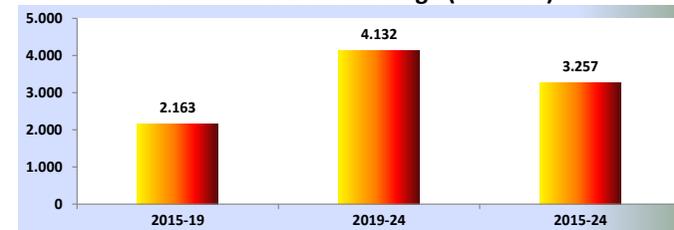
Estrutura do Consumo Final de Eletricidade, por Região (%)



Risco de Déficit

O balanço entre a carga e a oferta planejada de potência, do Sistema Interligado Nacional (SIN), apresenta saldos positivos de energia em todo o período do estudo, excluindo a energia de reserva. Num enfoque regional médio, as regiões SE/CO e S são importadoras, ao passo que as regiões N e NE são exportadoras.

Acréscimo Anual da Carga (GWmed)



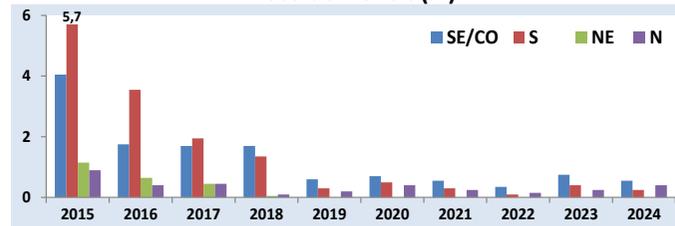
O cálculo da potência máxima disponível para o atendimento da demanda máxima foi feito de maneira distinta, tanto para as usinas hidrelétricas com reservatório, como para as usinas a fio d'água e termelétricas. Para as usinas com reservatórios foi considerada a

energia armazenada final, resultante da simulação da operação do sistema, para obter-se a altura de queda líquida para cada série simulada. Para os subsistemas compostos por usinas a fio d'água com forte sazonalidade, como Acre/Rondônia, Teles Pires/Tapajós e Belo Monte, foi considerado o valor médio de geração no patamar de ponta, para a série adotada de energia natural afluyente. Para as usinas a fio d'água dos demais subsistemas, onde se enquadrava a usina de Itaipu, a potência máxima disponível equivale à potência efetiva da usina. No caso das termelétricas, a potência máxima é a própria potência disponível.

Os resultados mostram que, em razão das sobras existentes de potência e das baixas probabilidades e profundidade dos déficits observados, a expansão eletroenergética do SIN está adequadamente dimensionada para o atendimento à demanda máxima de potência, projetada até 2024.

A logística de abastecimento de óleo combustível, de gás natural e de carvão mineral foi amplamente testada e aprimorada em 2014 e 2015, quando as termelétricas geraram praticamente na disponibilidade máxima. Independentemente do baixo regime hidrológico atual, este aspecto assume relevância ao final do período, quando a proporção de hidrelétricas a fio d'água fica bem mais expressiva na potência instalada total, e com um fator de capacidade abaixo de 20% nos períodos de estiagem. Faz necessária uma suficiente flexibilidade no comércio externo de gás natural e seus estoques, principalmente, de maneira a atender as abruptas alterações nos volumes do consumo termelétrico.

Risco de Déficit (%)



A probabilidade de ocorrência de déficits, associada à expansão da geração, atende ao critério de planejamento em que o Custo Marginal da Operação (CMO) é igual ao Custo Marginal da Expansão (CME). Os estudos mostram que os riscos de déficits estão abaixo de 4,0% em todas as regiões (exclusive 2015), o que atende aos critérios de segurança no abastecimento.

Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)



Destaque da Infraestrutura de Eletricidade

A capacidade instalada brasileira de geração elétrica chega a 212,5 GW em 2024, com uma expansão de 78,6 GW sobre 2014, assim distribuída: 73,5 GW no Sistema Interligado Nacional; recuo de 1,7 GW nos sistemas isolados e; 6,8 GW no autoprodutor cativo (APE cativo), com registro na ANEEL.

Expansão da Capacidade Instalada de Geração – Total (GW)

FONTES	2014	2024	Incremento 2014-24	Estruturas (%)	
				2014	2024
HIDRO	84,1	111,5	27,4	58,9	49,8
NUCLEAR	2,0	3,4	1,4	1,4	1,5
GÁS NATURAL	12,6	23,2	10,6	8,8	10,4
CARVÃO	3,4	3,9	0,5	2,4	1,7
ÓLEO	7,9	6,5	-1,4	5,5	2,9
GÁS INDUSTRIAL	1,7	1,9	0,3	1,2	0,9
PCH	5,1	8,5	3,4	3,6	3,8
BIOMASSA	12,3	21,1	8,7	8,7	9,4
EÓLICA	4,9	24,2	19,3	3,4	10,8
SOLAR	0,0	8,3	8,3	0,0	3,7
TOTAL (*)	133,9	212,5	78,6	93,9	94,9
E&P PETRÓLEO	2,9	6,7	3,8	2,0	3,0
TOTAL NACIONAL	136,8	219,2	82,4	95,9	97,9
IMPORTAÇÃO	5,9	4,7	-1,1	4,1	2,1
TOTAL OFERTA	142,7	223,9	81,2	100,0	100,0

(*) Para 2014: Registrados no Banco de Informações de Geração da ANEEL, em 31/12/2014

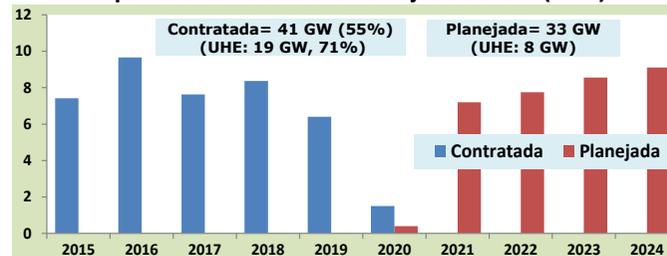
Nota: Inclui autoprodução cativa e sistemas isolados

Considerando o SIN, com autoprodução cativa a bagaço, a oferta de potência chega a 204,1 GW em 2024 (196 GW no PDE 2023), com uma expansão total de 72,3 GW e um recuo de 1,2 GW na importação. Hidro responde por 41% da expansão (29 GW), enquanto biomassa, eólica e solar, por 44%, ou 31,6 GW (27,8 GW no PDE 2023). Da expansão total, 41 GW (55%) já estão contratados.

Expansão da Oferta de Potência do SIN (GW)

FONTES	2014	2019	2024	Incremento 2014-24	Estruturas (%)	
					2014	2024
HIDRO	82,8	102,0	110,0	27,2	65,8	55,2
NUCLEAR	2,0	3,4	3,4	1,4	1,6	1,7
GÁS NATURAL	11,0	14,9	21,2	10,2	8,8	10,6
CARVÃO	3,1	3,4	3,4	0,3	2,4	1,7
ÓLEO	4,8	4,3	4,3	-0,5	3,8	2,2
GÁS INDUSTRIAL	0,7	0,7	0,7	0,0	0,5	0,3
PCH	4,8	5,2	8,1	3,3	3,8	4,1
BIOMASSA	11,8	13,5	17,3	5,5	9,4	8,7
Da qual APE cativo	5,3	5,3	5,3			
EÓLICA	4,9	13,5	24,0	19,1	3,9	12,0
SOLAR	0,0	4,0	7,0	7,0	0,0	3,5
TOTAL NACIONAL	125,9	164,9	199,4	73,5	100,0	100,0
IMPORTAÇÃO	5,9	5,6	4,7	-1,2		
TOTAL	131,8	170,5	204,1	72,3		

Expansão Contratada e Planejada do SIN (MW)



Montagem do Folder (etapa 2 – pag. 3, 4, 5 e 6)

- Dobrar o primeiro 1/3 da folha até a linha à esquerda
- Encaixar esta folha dobrada no interior da primeira
- Grampear na dobra da encadernação
- Cortar nas linhas pontilhadas para eliminar partes em branco

Instruções para imprimir o folder:

- Impressora colorida
- “Nenhum” para dimensionamento de páginas
- Imprimir nos dois lados
- Dobrar na borda horizontal
- Clicar em Sim para mensagem