

DADOS TÉCNICOS

TECHNICAL DATA

2015



DADOS TÉCNICOS

TECHNICAL DATA

2015

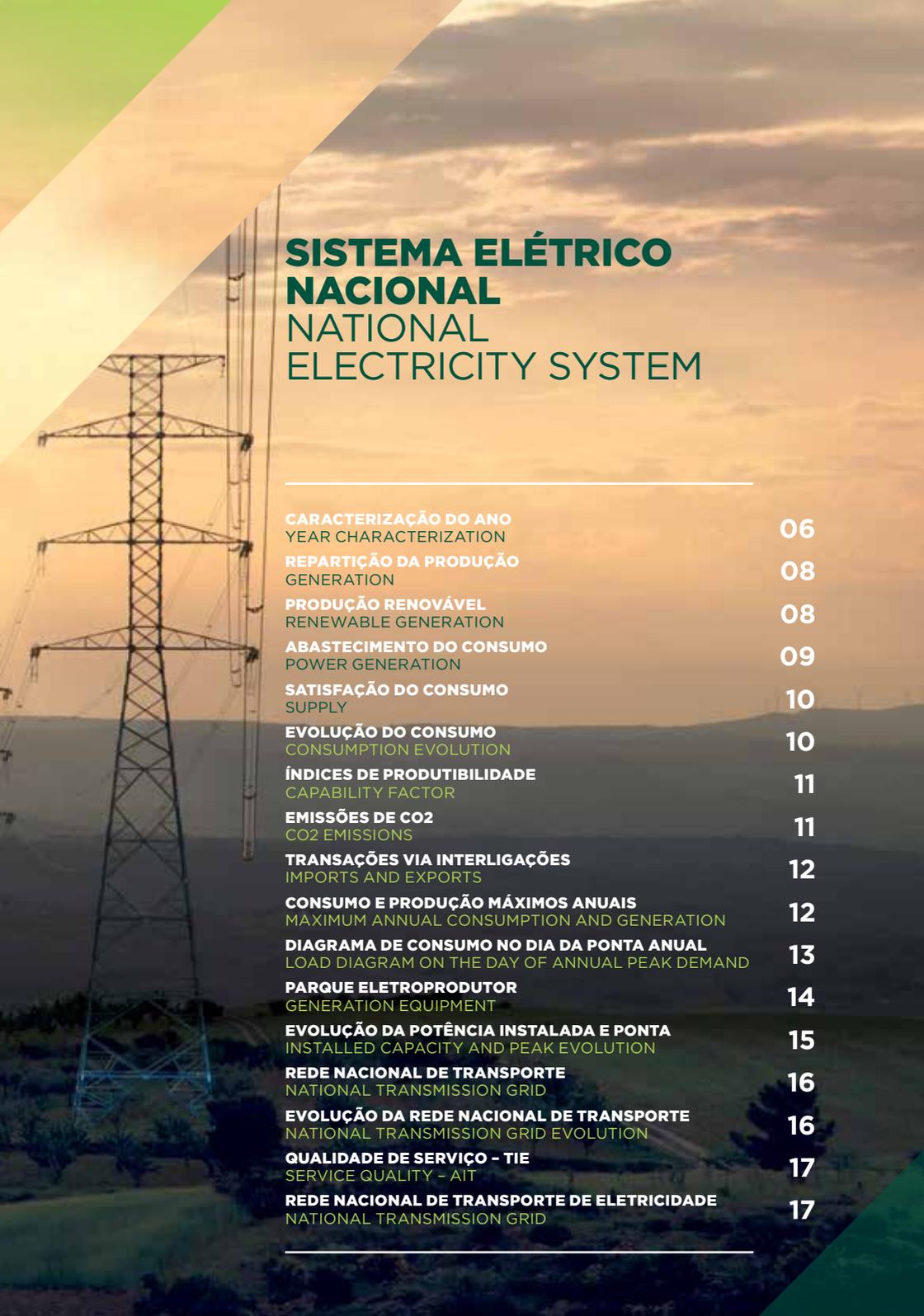


ELETRICIDADE

UMA CORRENTE DE ENERGIA EM MOVIMENTO

ELECTRICITY

A STREAM OF ENERGY IN MOTION



SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL NATIONAL ELECTRICITY SYSTEM

CARACTERIZAÇÃO DO ANO YEAR CHARACTERIZATION	06
REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO GENERATION	08
PRODUÇÃO RENOVÁVEL RENEWABLE GENERATION	08
ABASTECIMENTO DO CONSUMO POWER GENERATION	09
SATISFAÇÃO DO CONSUMO SUPPLY	10
EVOLUÇÃO DO CONSUMO CONSUMPTION EVOLUTION	10
ÍNDICES DE PRODUTIBILIDADE CAPABILITY FACTOR	11
EMISSÕES DE CO2 CO2 EMISSIONS	11
TRANSAÇÕES VIA INTERLIGAÇÕES IMPORTS AND EXPORTS	12
CONSUMO E PRODUÇÃO MÁXIMOS ANUAIS MAXIMUM ANNUAL CONSUMPTION AND GENERATION	12
DIAGRAMA DE CONSUMO NO DIA DA PONTA ANUAL LOAD DIAGRAM ON THE DAY OF ANNUAL PEAK DEMAND	13
PARQUE ELETROPRODUTOR GENERATION EQUIPMENT	14
EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA E PONTA INSTALLED CAPACITY AND PEAK EVOLUTION	15
REDE NACIONAL DE TRANSPORTE NATIONAL TRANSMISSION GRID	16
EVOLUÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE NATIONAL TRANSMISSION GRID EVOLUTION	16
QUALIDADE DE SERVIÇO - TIE SERVICE QUALITY - AIT	17
REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE NATIONAL TRANSMISSION GRID	17



SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

NATIONAL ELECTRICITY SYSTEM

CARACTERIZAÇÃO DO ANO

YEAR CHARACTERIZATION

Em 2015 o consumo de energia elétrica abastecido pela rede pública, registou 49,0 TWh, com uma variação de +0,3% face ao ano anterior. Corrigidos os efeitos de temperatura e número de dias úteis, a variação é de +0,1%. O consumo verificado em 2015 fica a 6,2% do máximo histórico registado em 2010.

49,0 TWh

CONSUMO
CONSUMPTION



A potência máxima solicitada à rede verificou-se no dia 7 de janeiro com 8 618 MW, 300 MW acima do ano anterior mas ainda a cerca de 800 MW do máximo histórico de 2010.

Nas centrais eólicas verificaram-se condições próximas das normais, com um índice de produtividade de 1,01, enquanto nas hídricas, com um regime muito seco, o índice de produtividade não ultrapassou os 0,74. A produção renovável abasteceu 47% do consumo face a 62%, registados no ano anterior em condições excecionais. As hídricas abasteceram 17% do consumo, as eólicas 23%, a biomassa 5% e as fotovoltaicas 1,5%. Nos combustíveis fósseis o carvão abasteceu 28% do consumo e o gás natural, ciclo combinado e cogeração, 20%, enquanto os restantes 5% foram abastecidos com recurso a importação.

Em 2015 entrou em serviço o reforço de Salamonde, no Cávado, com um aumento de potência de 220 MW, reversíveis, o escalão de montante do Baixo Sabor com 153 MW, igualmente reversíveis e ainda a central de Ribeiradio, no Vouga, com 74,7 MW. Nas eólicas entraram em serviço 94 MW em novos parques, além de 191 MW em potência adicional ao abrigo do DL94/2014. Nas fotovoltaicas registam-se 33 MW em novas instalações.

47 %

ENERGIA RENOVÁVEL
RENEWABLE ENERGY



No desenvolvimento da RNT destaca-se, no Minho, para escoamento da produção dos reforços de Salamonde e Frades, as ligações a 400 kV, Vieira do Minho - Pedralva 2, Salamonde - Vieira do Minho e Central de Frades - Vieira do Minho 1 e 2. Na zona a norte do Grande Porto, a nova subestação de Vila Nova de Famalicão, alimentada através do desvio para esta instalação da linha a 400 kV Recarei - Vermoim 4. Este troço, Porto-Famalicão, fará parte do novo eixo a 400 kV entre a região do Porto e a subestação de Pedralva, o qual, para além de se revelar fundamental para assegurar o escoamento da nova geração no Cávado/Alto Minho, contribuirá também para facilitar as trocas internacionais, integrando a futura interligação com Espanha prevista nesta zona. Na região do Douro, foi constituída a ligação a 400 kV entre a subestação de Armamar e o Parque Eólico do Douro Sul. Mais a sul, em Lisboa, assinala-se a abertura da nova subestação do Alto de S. João, e finalmente, no Alentejo, uma nova linha a 400 kV entre a subestação de Estremoz e a zona de Divor, inicialmente a operar a 60 kV, apoiando a garantia de alimentação da região.

The consumption of electricity supplied from the public grid totalled 49.0 TWh in 2015, 0.3% more than the previous year. Variation was +0.1%, after correction for the effect of temperature and the number of working days. Consumption in 2015 was 6.2% below the all-time maximum recorded in 2010.

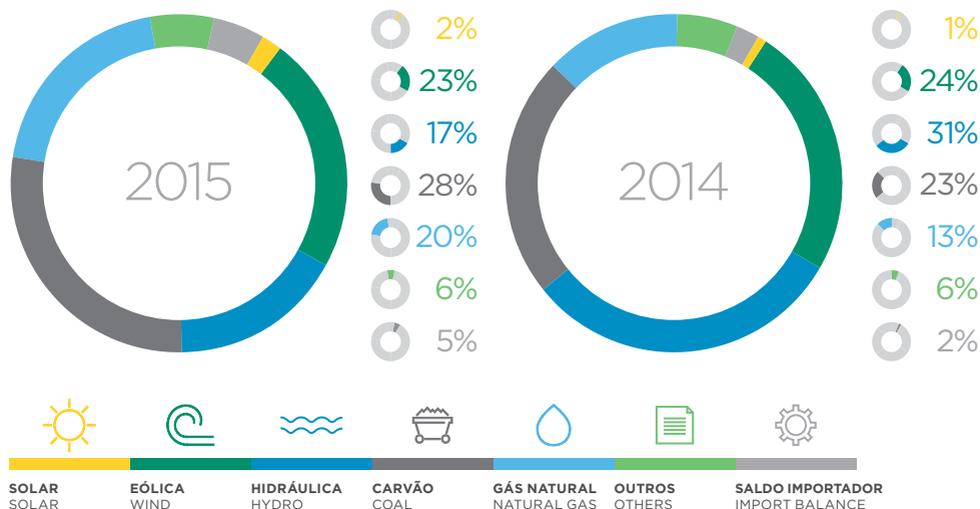
The peak power demand from the grid was 8,618 MW, which occurred on 7 January. This figure was 300 MW higher than the previous year and around 800 MW less than the all-time high, recorded in 2010.

Conditions for wind power production were close to normal, with a capability factor of 1.01, while the factor for hydro capability in a very dry year, did not exceed 0.74. Renewable production accounted for 47% of consumption, compared to 62% recorded the previous year in exceptional conditions. Hydro power accounted for 17% of consumption, wind power 23%, biomass 5% and solar power 1.5%. In fossil fuels, coal accounted for 28% of consumption, while natural gas, combined cycle and cogeneration, accounted for 20%. The remaining 5% were supplied from imports.

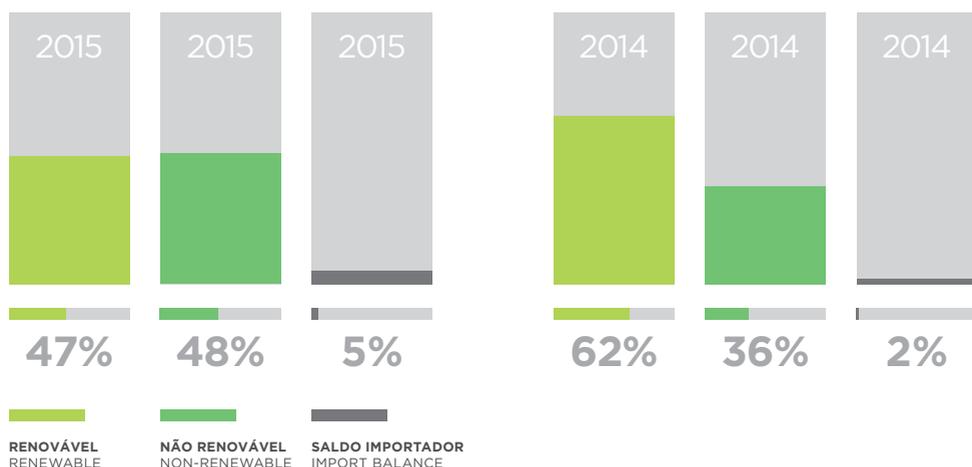
Entering into service in 2015 were the Salamonde upgrade, on the River Cávado, raising the facility's output by 220 MW, reversible, the upstream dam of Baixo Sabor, with 153 MW, also reversible, and the Ribeiradio development on the River Vouga, with 74.7 MW. Wind power entering into service in 2015 comprised 94 MW in new wind farms and also 191 MW in additional power under Decree-Law no. 94/2014. New solar power totalled 33 MW.

Highlights in the development of the National Transmission Grid are the 400 kV connections in Minho to transport the increased output of Salamonde and Frades: Vieira do Minho - Pedralva 2, Salamonde - Vieira do Minho and Frades power station - Vieira do Minho 1 and 2. The new Vila Nova de Famalicão substation in the area north of Greater Porto is supplied by a detour on the 400 kV Recarei - Vermoim 4 line to this facility. This section Porto-Famalicão, will form part of the new 400 kV connection between the Porto region and the Pedralva, which, in addition to being essential to ensure the flow of the new Cávado/Alto Minho generation, will also facilitate international exchanges, forming part of the future interconnection with Spain envisaged for this area of the country. In the Douro region, the 400 kV connection between the Armamar substation and Douro Sul wind farm was built. The highlights in South Portugal include the start up of the new Alto de S. João substation in Lisbon, and lastly, in Alentejo, a new 400 kV line between the Estremoz substation and the area of Divor, initially operating at 60 kV, to support the region's power supply security.

REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO GENERATION



PRODUÇÃO RENOVÁVEL RENEWABLE GENERATION

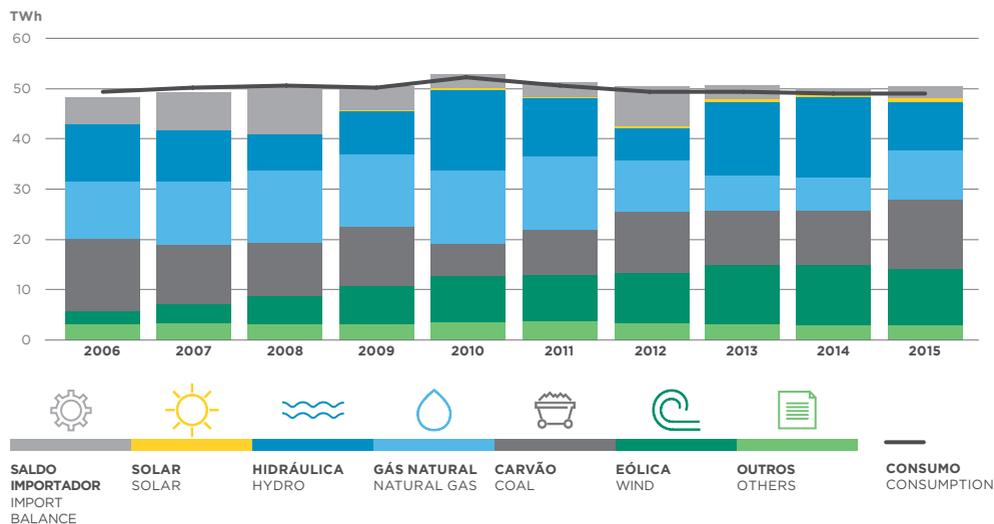


ABASTECIMENTO DO CONSUMO

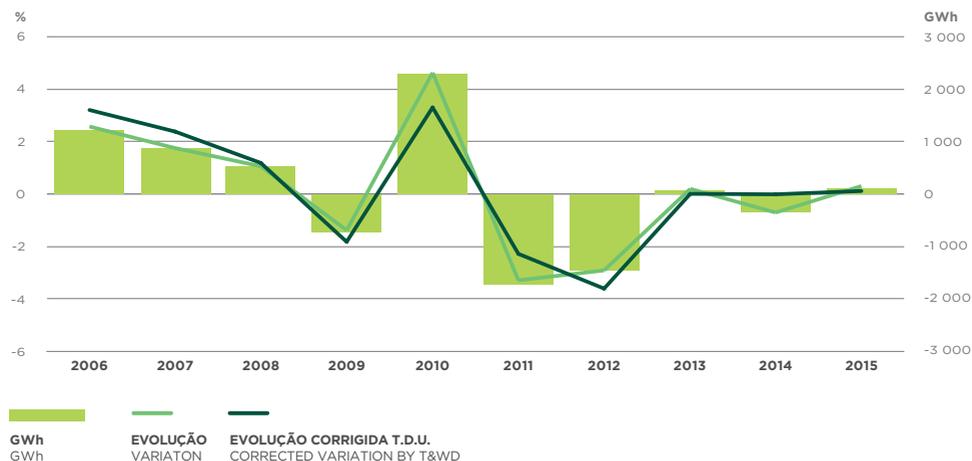
POWER GENERATION

CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA (GWh) NET DEMAND (GWh)	2015	2014	Var.(%)
PRODUÇÃO TOTAL TOTAL GENERATION	48 165	49 002	-2
PRODUÇÃO RENOVÁVEL RENEWABLE GENERATION	23 172	30 416	-24
Hídrica Hydro	8 450	15 314	-45
<i>Mini-hídrica</i> <i>Small Hydro</i>	816	1 509	-46
Eólica Wind	11 334	11 813	-4
Térmica Thermal	2 633	2 693	-2
<i>Cogeração</i> <i>Cogeneration</i>	1 381	1 522	-9
Solar Solar	755	596	27
PRODUÇÃO NÃO RENOVÁVEL NON-RENEWABLE GENERATION	23 830	17 727	35
Carvão Coal	13 677	11 066	24
Gás Natural Natural Gas	9 810	6 325	55
<i>Cogeração</i> <i>Cogeneration</i>	4 569	4 920	-7
Outros Others	343	336	2
<i>Cogeração</i> <i>Cogeneration</i>	109	146	-25
PRODUÇÃO POR BOMBAGEM PUMPED STORAGE GENERATION	1 163	859	36
Bombagem Hidroelétrica Consumption of Pumps	1 467	1 079	36
SALDO IMPORTADOR IMPORT BALANCE	2 266	902	151
Importação (valor comercial) Imports (commercial schedules)	4 549	4 084	11
Exportação (valor comercial) Exports (commercial schedules)	2 283	3 184	-28
CONSUMO TOTAL TOTAL DEMAND	48 964	48 825	0,3
(c/ correção de temperatura e dias úteis) (corrected by temperature and number of working days)			0,1
Produção Despachável Dispatchable Generation	27 715	27 136	2
Produção não Despachável Non Dispatchable Generation	20 450	21 867	-6

SATISFAÇÃO DO CONSUMO SUPPLY

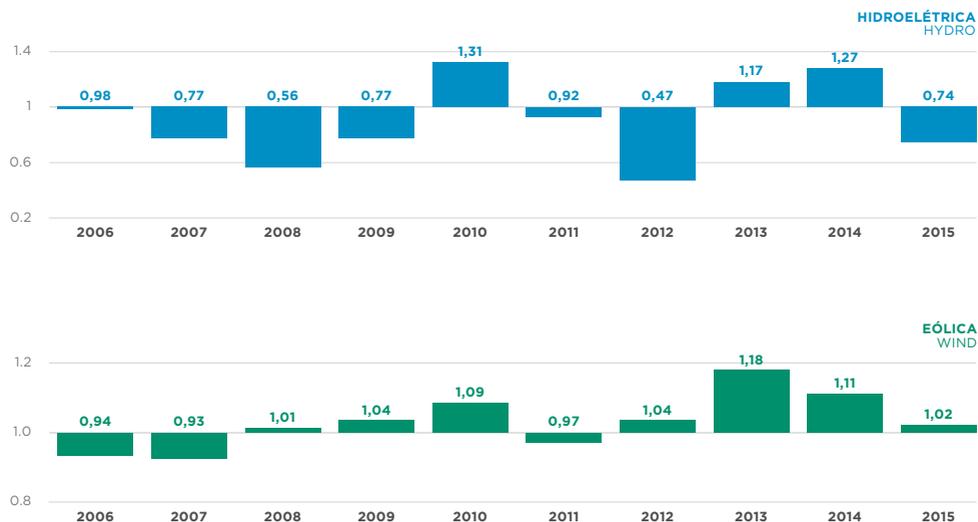


EVOLUÇÃO DO CONSUMO CONSUMPTION EVOLUTION



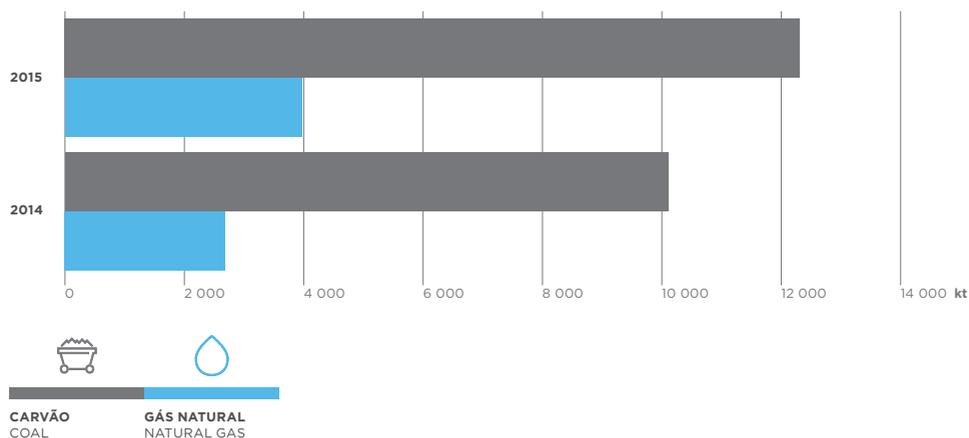
ÍNDICES DE PRODUTIBILIDADE

CAPABILITY FACTOR



EMISSÕES DE CO₂

CO₂ EMISSIONS



TRANSAÇÕES VIA INTERLIGAÇÕES

IMPORTS AND EXPORTS



CONSUMO E PRODUÇÃO MÁXIMOS ANUAIS

MAXIMUM ANNUAL CONSUMPTION AND GENERATION

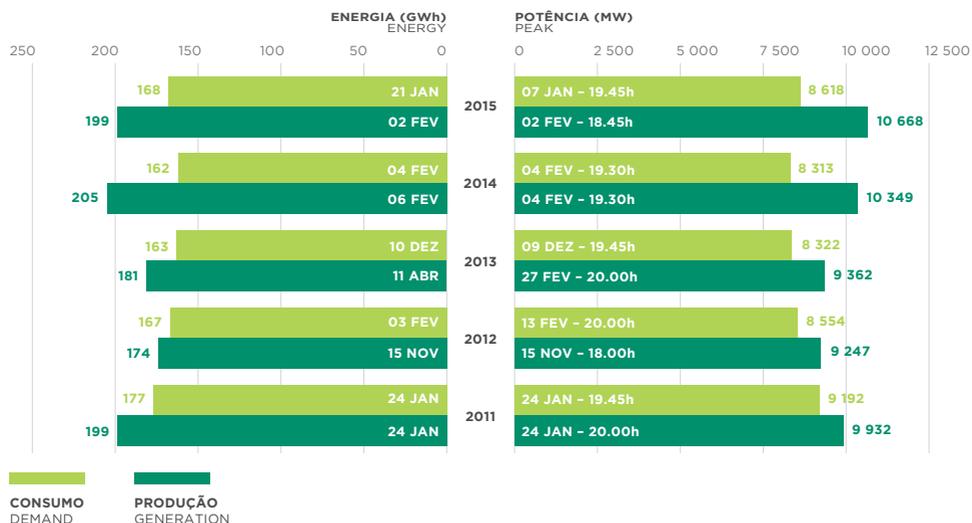
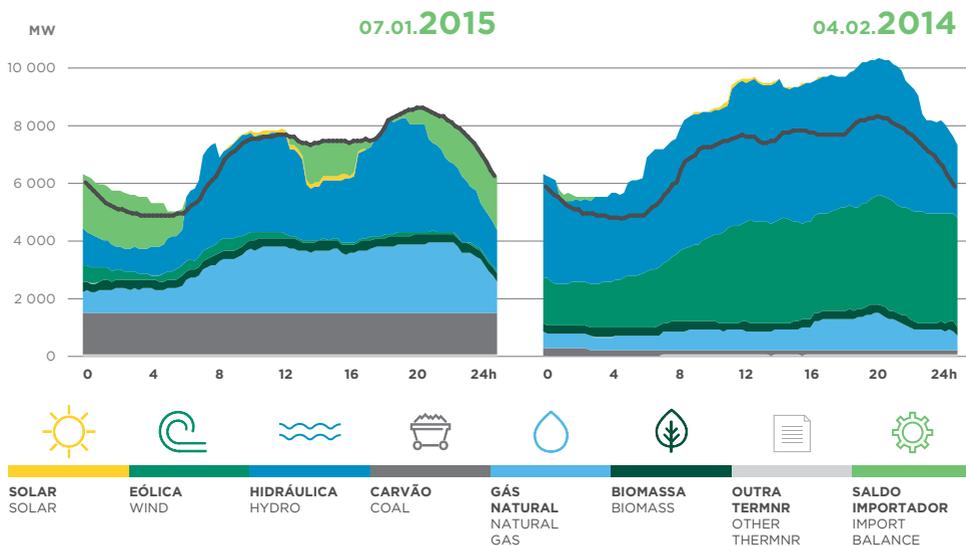


DIAGRAMA DE CONSUMO NO DIA DA PONTA ANUAL

LOAD DIAGRAM ON THE DAY OF ANNUAL PEAK DEMAND



CONSUMO
CONSUMPTION

07.01.2015

04.02.2014

Var. (%)

POTÊNCIA MÁXIMA MAXIMUM LOAD	MW	8 618	8 313	3,7
POTÊNCIA MÍNIMA MINIMUM LOAD	MW	4 851	4 777	1,5
Fator de carga Load factor		0,80	0,81	
Pot. min./Pot. max. Min. Load/Max. Load		0,56	0,57	

PARQUE ELETROPRODUTOR

GENERATION EQUIPMENT

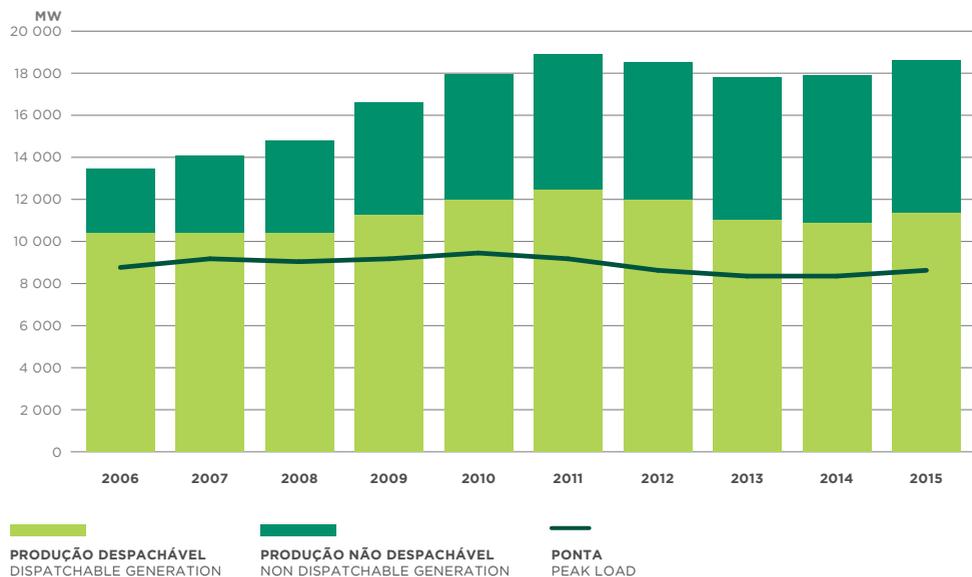
POTÊNCIA INSTALADA NO FINAL DO ANO ⁽¹⁾ (MW) 2015 2014 Var.
 INSTALLED CAPACITY
 AT THE END OF THE YEAR ⁽¹⁾ (MW)

TOTAL TOTAL	18 533	17 776	757
RENOVÁVEL RENEWABLE	12 014	11 230	784
Hídrica Hydro	6 146	5 693	453
<i>Mini-hídrica</i> <i>Small Hydro</i>	422	422	0
Eólica Wind	4 826	4 541	285
Térmica Thermal	613	600	13
<i>Cogeração</i> <i>Cogeneration</i>	353	342	11
Solar Solar	429	396	33
PRODUÇÃO NÃO RENOVÁVEL NON-RENEWABLE	6 519	6 546	-27
Carvão Coal	1 756	1 756	0
Gás Natural Natural Gas	4 698	4 702	-4
<i>Cogeração</i> <i>Cogeneration</i>	869	873	-4
Outros Others	65	88	-23
<i>Cogeração</i> <i>Cogeneration</i>	52	75	-23
BOMBAGEM PUMPS	1 618	1 253	365
PRODUÇÃO DESPACHÁVEL DISPATCHABLE GENERATION	11 309	10 856	453
PRODUÇÃO NÃO DESPACHÁVEL NON DISPATCHABLE GENERATION	7 224	6 920	304

1) Potências de ligação à Rede Pública ou Potência instalada nos Produtores térmicos aderentes à Portaria 399/2002. Nos eólicos inclui-se a potência adicional ao abrigo do DL 94/2014.

1) Power Connected to the Public Network or Power Installed on Thermic Generators under the directive 399/2002. The wind power figure includes the additional power pursuant to Decree-Law No. 94/2014.

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA E PONTA INSTALLED CAPACITY EVOLUTION AND PEAK



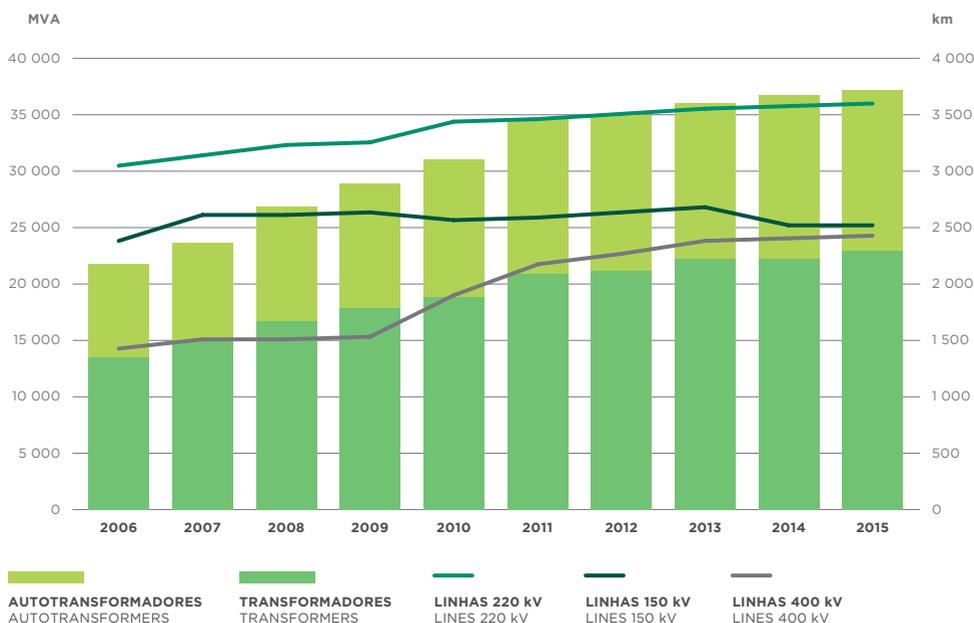
REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

NATIONAL TRANSMISSION GRID

	2015	2014	Var.
COMPRIMENTO DAS LINHAS (km) LENGTH OF LINES (km)	8 805	8 630	176
400 kV	2 632	2 467	165
220 kV	3 611	3 601	10
150 kV	2 562	2 561	1
POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO (MVA) TRANSFORMER CAPACITY (MVA)	36 673	35 754	919
Autotransformação (MAT/MAT) Autotransformers (VHV/VHV)	14 040	14 040	0
Transformação (MAT/AT) Transformers (VHV/HV)	22 313	21 394	919
Transformação (MAT/MT) Transformers (VHV/MV)	320	320	0

EVOLUÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

NATIONAL TRANSMISSION GRID EVOLUTION

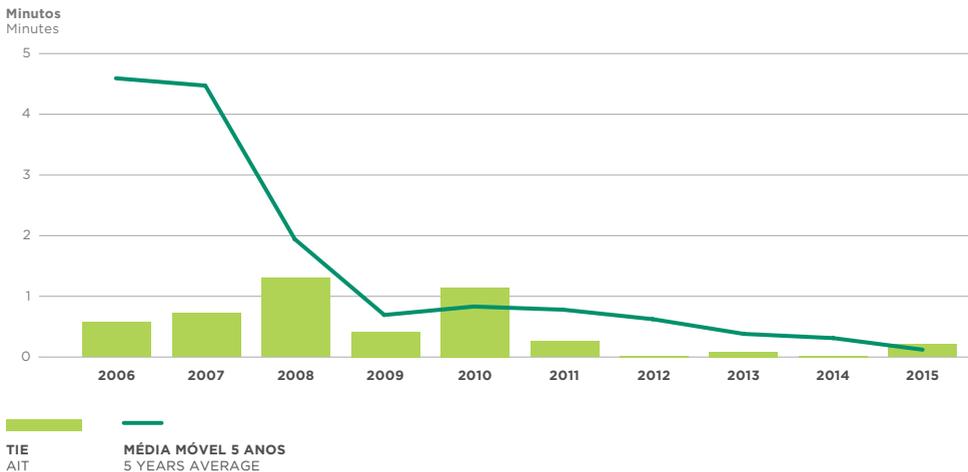


QUALIDADE DE SERVIÇO

SERVICE QUALITY

EVOLUÇÃO DO TEMPO DE INTERRUPÇÃO EQUIVALENTE (TIE)

AVERAGE INTERRUPTION TIME (AIT)

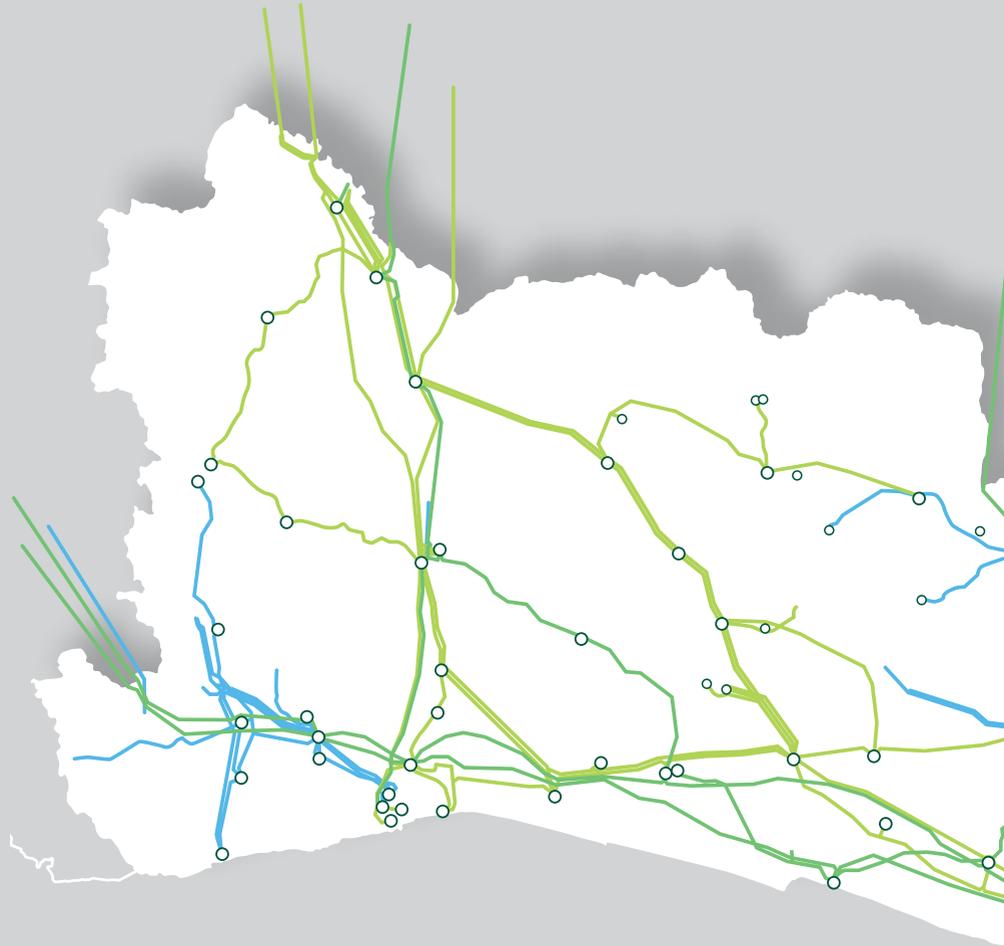


REDE
NACIONAL
DE TRANSPORTE
DE ELETRICIDADE

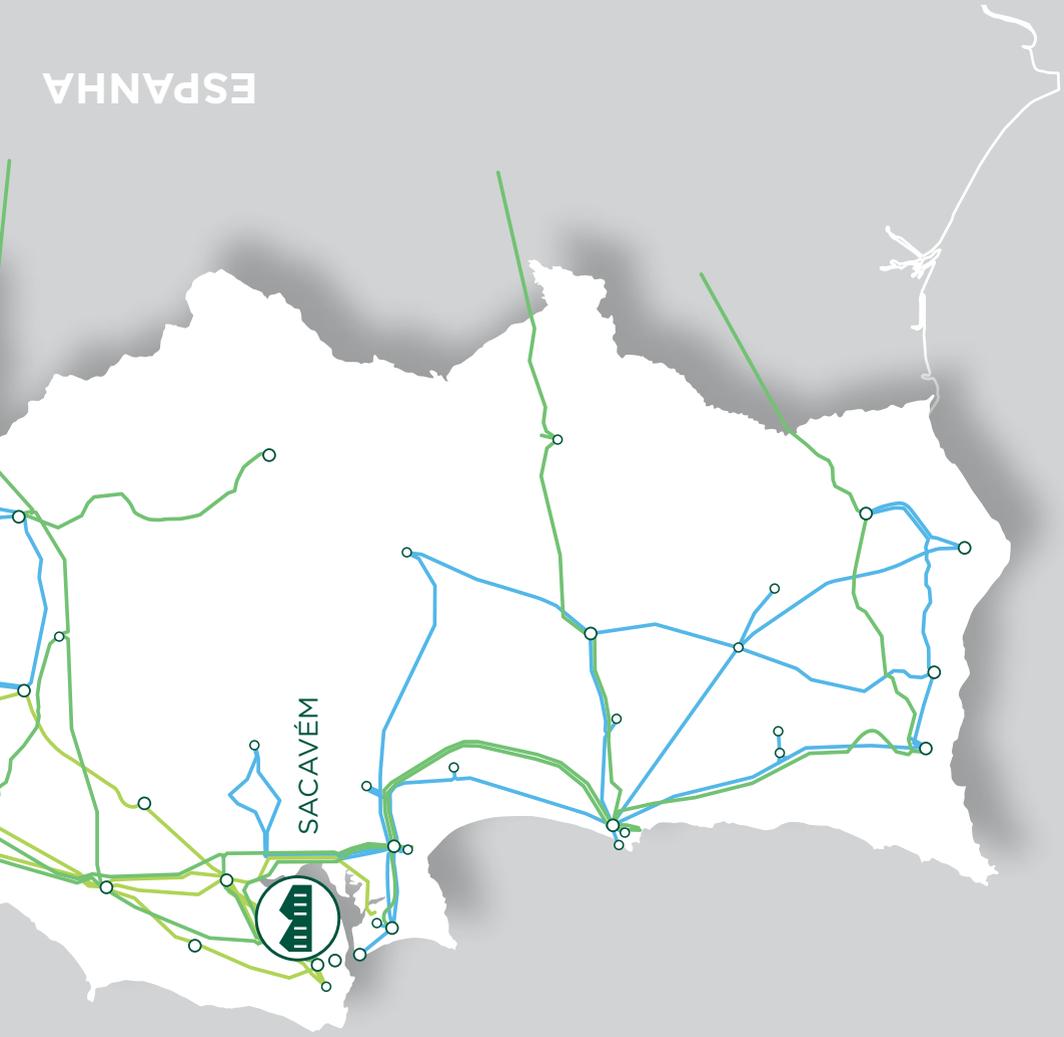
REDE DE MUITO
ALTA TENSÃO

2015

PORTUGAL
CONTINENTAL



ESPAÑHA



SACAVÉM



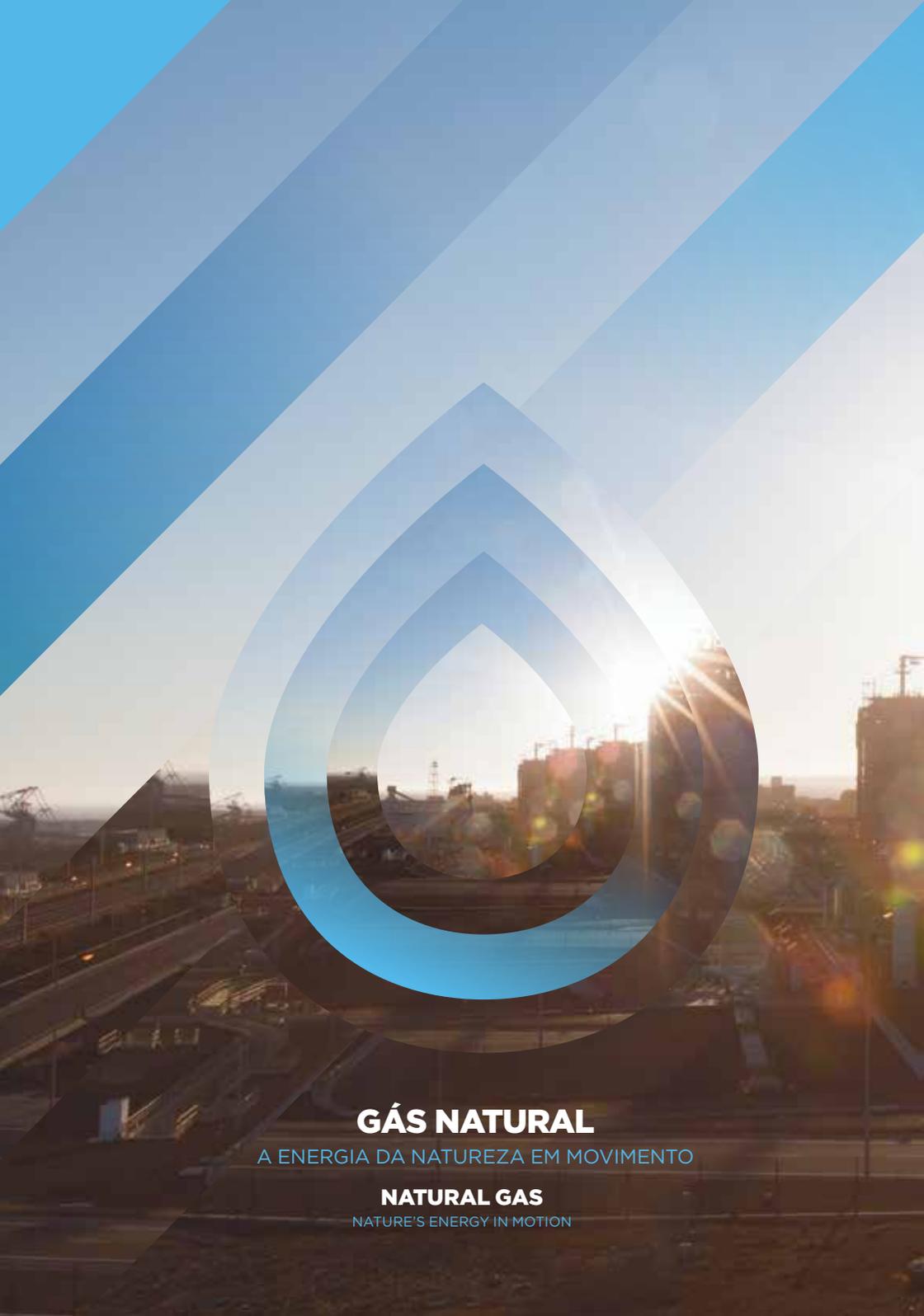
LINHA 400 kV
400 kV LINE

LINHA 220 kV
220 kV LINE

LINHA 150 kV
150 kV LINE

DESAPCHO NACIONAL
NATIONAL DISPATCH





GÁS NATURAL

A ENERGIA DA NATUREZA EM MOVIMENTO

NATURAL GAS

NATURE'S ENERGY IN MOTION

SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

NATIONAL NATURAL GAS SYSTEM

CARACTERIZAÇÃO DO ANO YEAR CHARACTERIZATION	22
SNGN - REPARTIÇÃO DE ENTRADAS GN VS GNL SNGN - NG VS LNG INPUT SHARE	24
SNGN - ENTRADAS VS SAÍDAS SNGN - INPUTS VS OUTPUTS	25
SNGN - EVOLUÇÃO DO CONSUMO SNGN - DEMAND EVOLUTION	25
SNGN - SATISFAÇÃO DO CONSUMO SNGN - SUPPLY	26
EVOLUÇÃO DO CONSUMO - VARIAÇÃO ANUAL CONSUMPTION VARIATION	26
SNGN - APROVISIONAMENTO SNGN - SUPPLY	27
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO UNDERGROUND STORAGE	27
RNTGN - PONTA MÁXIMA DIÁRIA E DIA DE MAIOR CONSUMO RNTGN - DAILY AND HOURLY PEAK DEMAND	28
RNTGN - DIAGRAMA DO DIA DA PONTA ANUAL RNTGN - LOAD DIAGRAM ON THE DAY OF ANNUAL PEAK DEMAND	28
RNTGN - CARACTERÍSTICAS RNTGN - CHARACTERISTICS	29
EVOLUÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL NATURAL GAS CHARACTERISTICS EVOLUTION	30
QUALIDADE DE SERVIÇO - TIE SERVICE QUALITY - AIT	31
REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NATIONAL TRANSMISSION GRID	32



SISTEMA NACIONAL DE GÁS NATURAL

NATIONAL NATURAL GAS SYSTEM

CARACTERIZAÇÃO DO ANO YEAR CHARACTERIZATION

Em 2015 o consumo de gás natural situou-se em 52,2 TWh (4,39 bcm) com crescimento de 15,3% face ao ano anterior e a 9,6% do máximo histórico de 2010. O segmento de produção de energia elétrica em regime ordinário recuperou das quebras dos últimos dois anos, registando um consumo de 11,0 TWh, com uma variação de +242% face ao ano anterior e representando 21% do consumo total.

52,2 TWh

CONSUMO
CONSUMPTION



No segmento do mercado convencional registou-se um consumo de 41,2 TWh, com uma contração de 2,1% face ao ano anterior. Neste segmento de mercado, o consumo das redes de distribuição representou 45% do total nacional, o consumo em alta pressão 32%, e finalmente as unidades autónomas de gaseificação incluindo o abastecimento à região autónoma da Madeira representaram 3%.

O sistema nacional foi abastecido maioritariamente através das interligações com Espanha, Campo Maior e Valença, com 67% do total, por gás proveniente da Argélia, enquanto os restantes 33%, através do Terminal de GNL de Sines, tiveram origem predominantemente na Nigéria.

A RNTGN transportou em 2015, 53,1 TWh (4,46 bcm), servindo as redes de distribuição e os clientes abastecidos em alta pressão, bem como a injeção de gás natural no Armazenamento Subterrâneo do Carricho. O trânsito nas interligações foi sempre importador, totalizando 35,2 TWh, 14% acima do valor verificado no ano anterior.

+242%

MERCADO ELÉTRICO
ELECTRICITY MARKET



O Terminal de GNL de Sines recebeu, em 2015, 29 navios, mais 2 do que no ano anterior, correspondentes a 25 operações de descarga e 4 operações de carga, com uma movimentação total de 24,4 TWh, 12% acima do ano anterior. O terminal injetou na rede de transporte 16,2 TWh, um valor 26% superior ao do ano anterior e abasteceu ainda 4675 camiões cisterna de GNL, correspondentes a 1,34 TWh, 9% acima do ano anterior. O movimento de camiões cisterna, que foi o mais elevado de sempre incluiu 0,4 TWh destinados à região autónoma da Madeira.

No Armazenamento Subterrâneo o movimento (injeção e extração) de gás natural totalizou 3,8 TWh, um valor 18% inferior do ano anterior.

Natural gas consumption in 2015 amounted to 52.2 TWh (4.39 bcm), an increase of 15.3% from the previous year and 9.6% below the all-time maximum recorded in 2010. The ordinary status generation segment recovered from the declines recorded during the last two years, registering consumption of 11.0 TWh, an increase of 242% from the previous year and accounting for 21% of total consumption.

The conventional market segment registered a consumption of 41.2 TWh, a decline of 2.1% compared to the previous year. Consumption in this market segment supplied through the distribution networks accounted for 45% of the national total, consumption from high pressure networks represented 32% while autonomous gas units represented 3%, including supply to the Madeira Autonomous Region.

Supplies to the national system were mainly provided by gas from Algeria through the interconnections with Spain, Campo Maior and Valença, which accounted for 67% of the total, with the remaining 33% mainly originating in Nigeria and brought to Portugal through the LNG terminal at Sines.

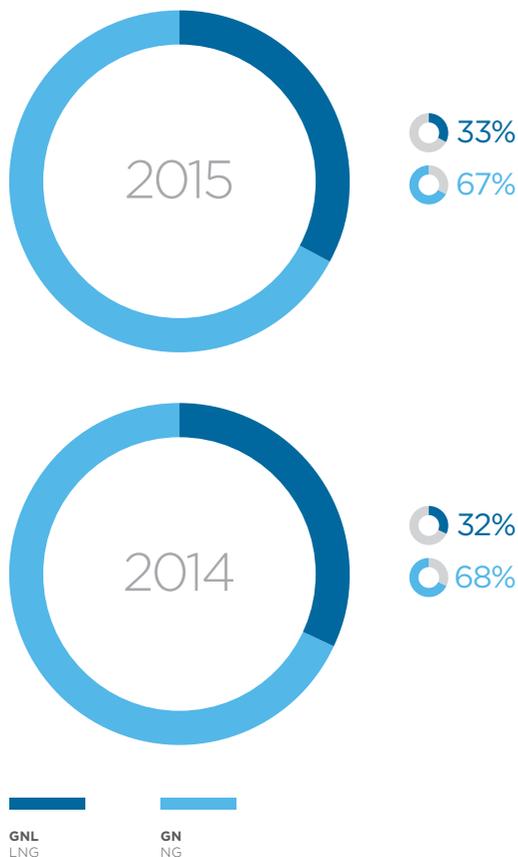
In 2015, the RNTGN transported around 53.1 TWh (4.46 bcm), serving the distribution networks and customers supplied at high pressure, as well as the injection of natural gas into underground storage at Carriço. Traffic through the interconnections was entirely inflowing, totalling 35.2 TWh, 14% above the value recorded the previous year.

In 2015, the Sines Storage and Regasification Terminal (TGNL) received 29 ships, 2 more than the previous year, equivalent to 25 unloading and 4 loading operations. A total of 24.4 TWh was handled, 12% more than the previous year. A total of 16.2 TWh was injected by the terminal to the transmission grid, representing a 26% increase compared to the previous year. The terminal also supplied 4,675 liquid natural gas (LNG) tanker trucks, totalling 1.34 TWh, an increase of 9% compared to the previous year. The handling of tanker trucks, which was the highest ever, included 0.4 TWh for the Madeira autonomous region.

A total of 3.8 TWh of natural gas was handled (injected and extracted) in the underground storage, 18% less than the previous year.

SNGN – REPARTIÇÃO DE ENTRADAS GN VS GNL

SNGN – NG VS LNG INPUT SHARE



SNGN – ENTRADAS VS SAÍDAS

SNGN – INPUTS VS OUTPUTS

GWh	2015	2014	Var.(%)
ENTRADAS ENTRY POINTS	56 019	49 106	14
INTERLIGAÇÕES INTERCONNECTIONS	35 225	30 973	14
Campo Maior	35 076	30 938	13
Valença do Minho	158	35	348
TERMINAL GNL LNG TERMINAL	20 784	18 133	15
Navios Tankers	20 784	18 133	15
SAÍDAS EXIT POINTS	55 826	49 004	14
INTERLIGAÇÕES INTERCONNECTIONS	0	0	0
Campo Maior	0	0	0
Valença do Minho	0	0	0
TERMINAL GNL LNG TERMINAL	4 922	4 936	0
Navios Tankers	3 588	3 711	-3
Cisternas Tanker trucks	1 335	1 225	9
Continente Mainland	932	966	-4
Madeira	403	260	55
GRMS*	50 904	44 068	16

* GRMS – Estação de Regulação e Medição de Gás * GRMS – Gas Regulation and Metering Station

SNGN – EVOLUÇÃO DO CONSUMO

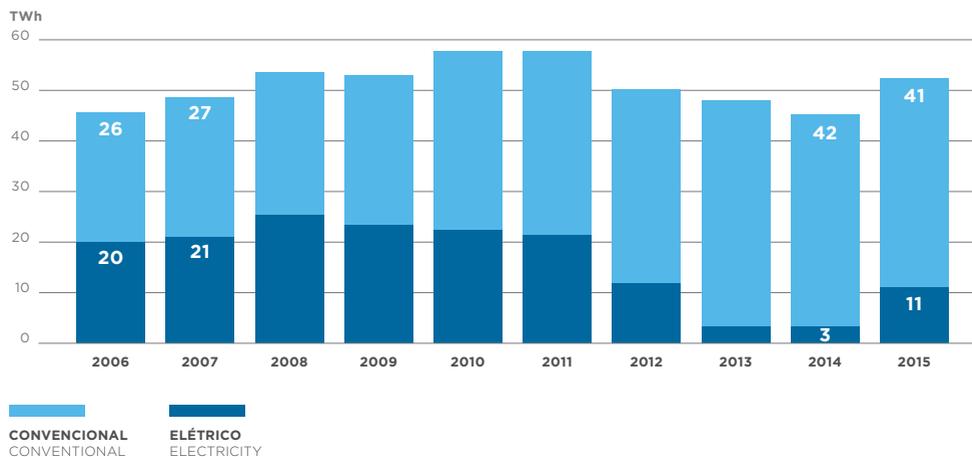
SNGN – DEMAND EVOLUTION

GWh	2015	2014	Var.(%)
CONSUMO CONSUMPTION	52 239^{*1}	45 293^{*2}	15
MERCADO ELÉTRICO ELECTRICITY MARKET	11 047	3 234	242
MERCADO CONVENCIONAL CONVENTIONAL MARKET	41 192	42 059	-2
GMRS – Distribuição GRMS – Distribution	23 298	23 430	-1
AP – Clientes Alta Pressão HP – High Pressure Clients	16 559	17 404	-5
UAG – Unidade Autónoma Gaseificação UAG – Autonomous Gas Unit	1 335	1 225	9

^{*1} 2015 4,4 bcm ^{*2} 2014 3,8 bcm

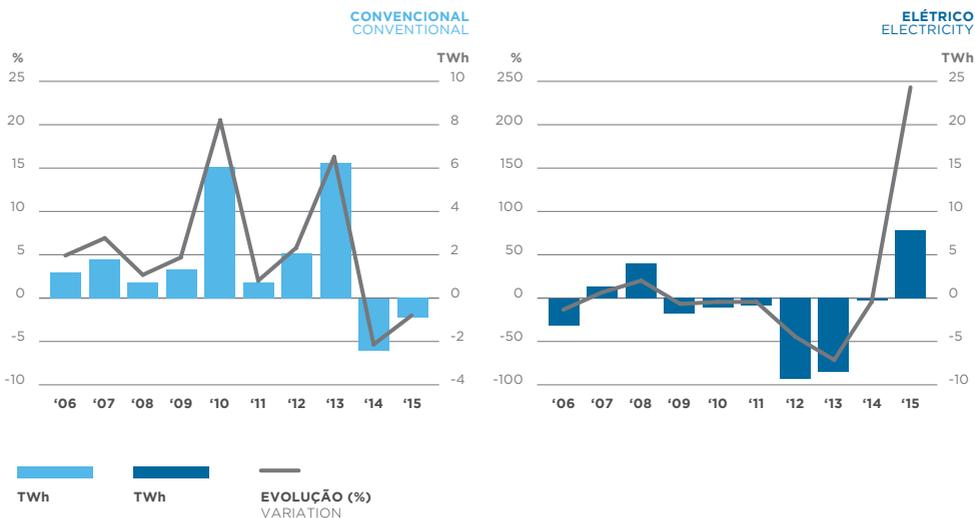
SNGN - SATISFAÇÃO DO CONSUMO

SNGN - SUPPLY



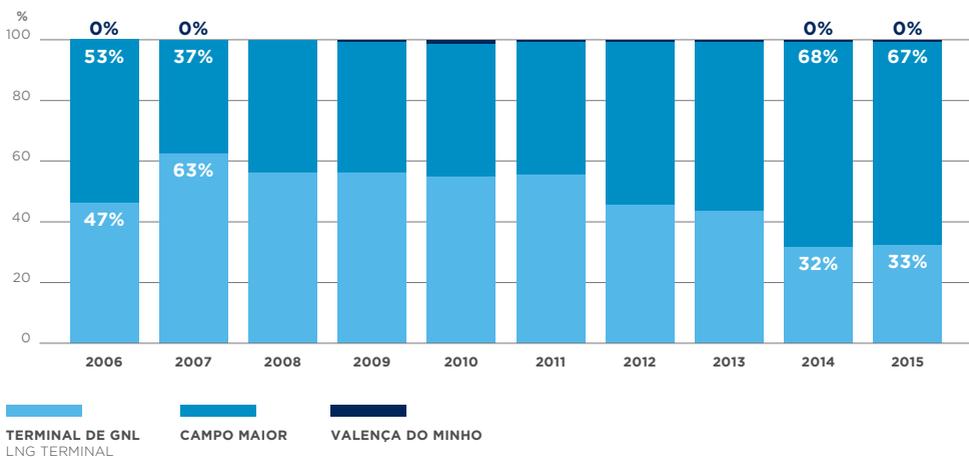
EVOLUÇÃO DO CONSUMO - VARIAÇÃO ANUAL

CONSUMPTION VARIATION



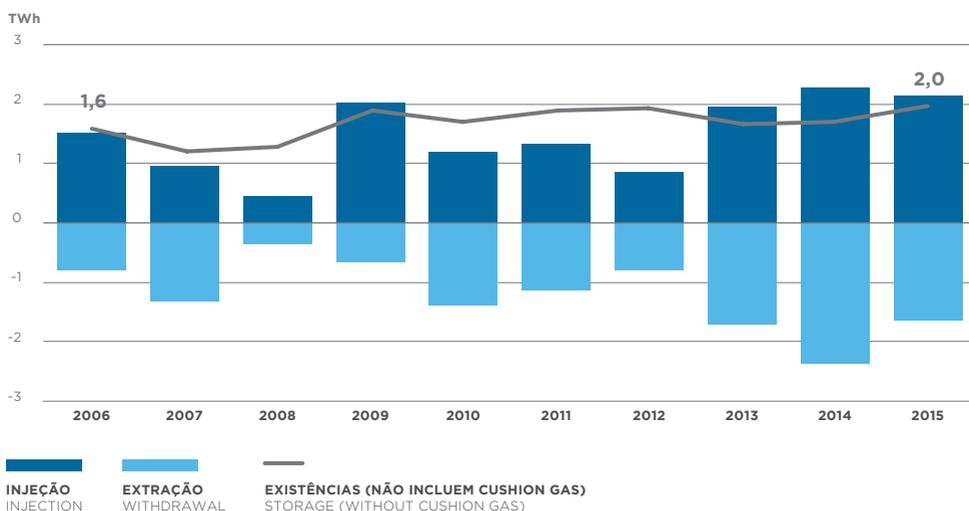
SNGN - APROVISIONAMENTO

SNGN - SUPPLY



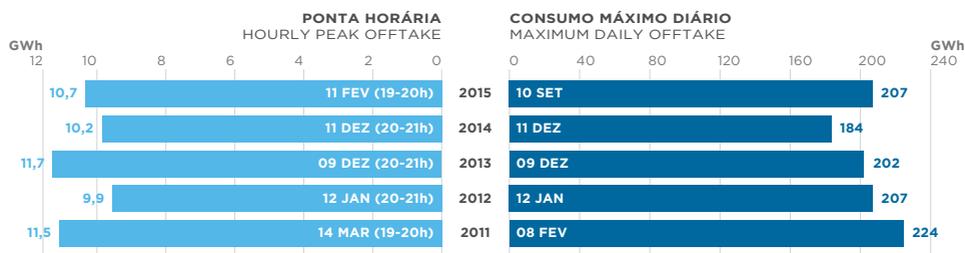
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

UNDERGROUND STORAGE



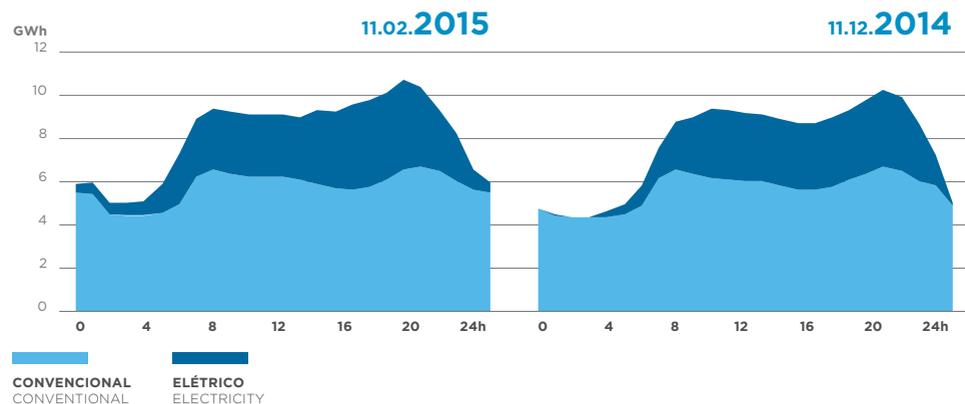
RNTGN - PONTA MÁXIMA DIÁRIA E DIA DE MAIOR CONSUMO

RNTGN - DAILY AND HOURLY PEAK DEMAND



RNTGN - DIAGRAMA DO DIA DA PONTA ANUAL

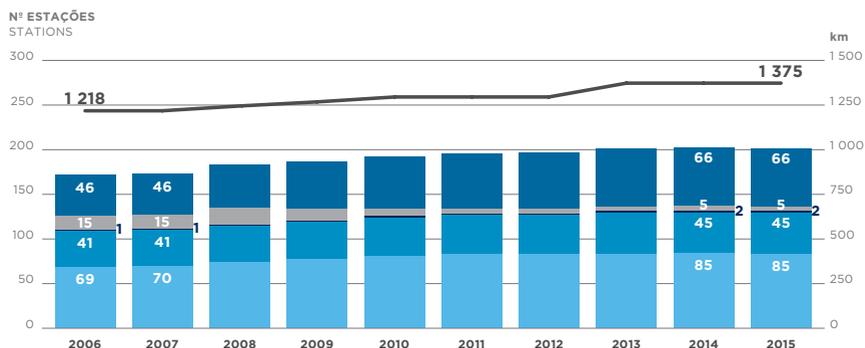
RNTGN - LOAD DIAGRAM ON THE DAY OF ANNUAL PEAK DEMAND



	11.02.2015	11.12.2014	Var. (%)	
MÁXIMO HORÁRIO MAXIMUM LOAD	GWh	11	10	5
MÍNIMO HORÁRIO MINIMUM LOAD	GWh	5	4	16
FATOR DE CARGA LOAD FACTOR		0,77	0,76	
MIN. HORÁRIO/MAX. HORÁRIO MIN. LOAD/MAX. LOAD		0,47	0,43	

RNTGN - CARACTERÍSTICAS

RNTGN - CHARACTERISTICS



JTC ESTAÇÃO DE JUNÇÃO PARA DERIVAÇÃO
JTC JUNCTION STATION

CTS ESTAÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA
CTS CUSTODY TRANSFER STATION

GRMS ESTAÇÃO DE REGULAÇÃO E MEDIÇÃO DE GÁS
GRMS GAS REGULATION AND METERING STATION

ICJCT ESTAÇÃO DE INTERLIGAÇÃO EM T
ICJCT T INTERCONNECTION STATION

BV ESTAÇÃO DE VÁLVULA DE SECCIONAMENTO
BV BLOCK VALVE STATION

COMPRIENTO DE GASODUTO
PIPELINE LENGTH

2015

2014

RNTGN

km de gasodutos
km of gas pipelines

1 375

1 375

TERMINAL DE GNL

Nº de tanques
Nº of tanks

3

3

Capacidade de armazenamento GNL [m³]
LNG storage capacity [m³]

390 000

390 000

Capacidade de regaseificação [m³(n)/h]
Regasification capacity [m³(n)/h]

1 350 000

1 350 000

Capacidade máxima de navios GNL [m³]
LNG maximum capacity of tankers [m³]

216 000

216 000

Enchimento de cisternas GNL [m³(n)/h]
LNG tanker trucks filling station capacity [m³(n)/h]

175

175

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Nº de cavernas
Nº of salt caverns

6

5

Capacidade de armazenamento GN [Mm³]
NG storage capacity [Mm³]

332

310

Capacidade de extração [Mm³(n)/dia]
Withdrawal capacity [Mm³(n)/dia]

7,2

7,2

Capacidade de injeção [Mm³(n)/dia]
Injection capacity [Mm³(n)/dia]

2

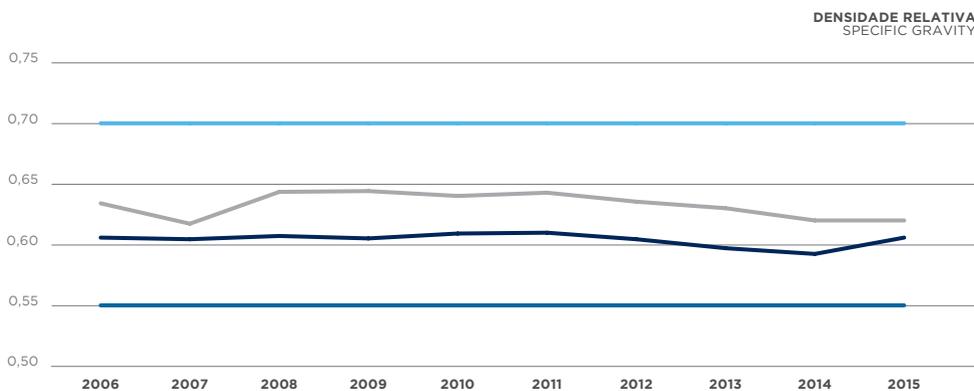
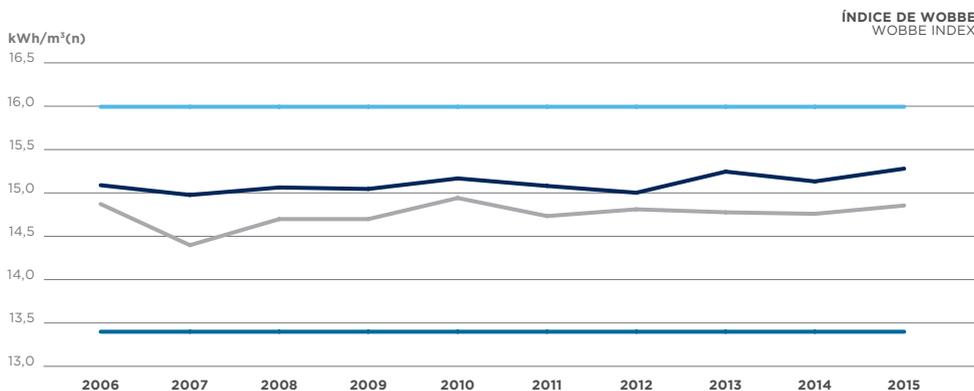
2

1m³(n) -11.9 kWh (PCS)

1m³[GNL] - 6800 kWh (PCS)

EVOLUÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

NATURAL GAS CHARACTERISTICS EVOLUTION



LIMITE MÁXIMO
MAXIMUM LIMIT

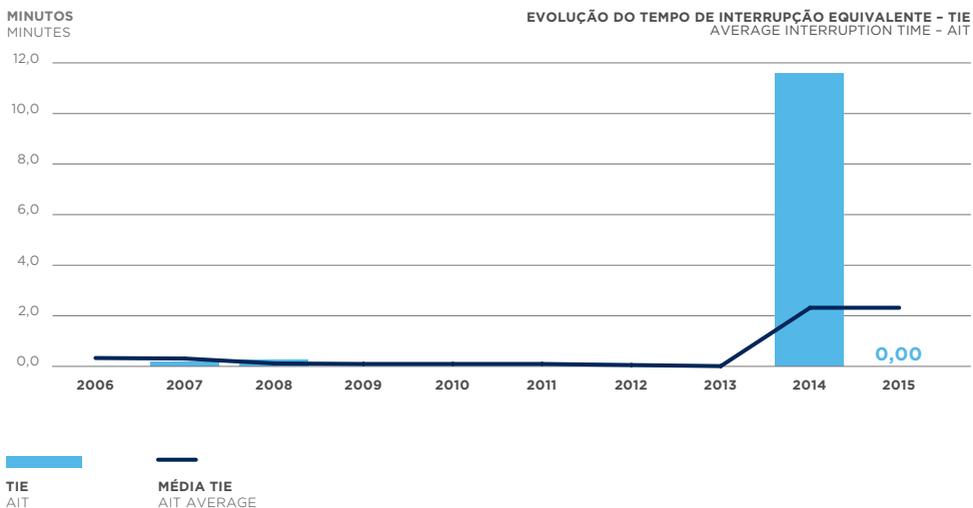
TERMINAL DE GNL
LNG TERMINAL

CAMPO MAIOR

LIMITE MÍNIMO
MINIMUM LIMIT

QUALIDADE DE SERVIÇO

SERVICE QUALITY



REDE
NACIONAL
DE TRANSPORTE
DE GÁS NATURAL

INFRAESTRUTURAS
DE ARMAZENAMENTO
E TERMINAIS DE GNL

2015

PORTUGAL
CONTINENTAL



ESPANHA



BUCELAS

CAMPO MAIOR

SINES

REN
ATLANTICO

INFRAESTRUTURAS EM OPERAÇÃO
INFRASTRUCTURES IN OPERATION

RNTGN - EM PROJETO
RNTGN - IN PROJECT

**ESTAÇÃO DE REGULACÃO
DE PRESSÃO E MEDIÇÃO (GRMS)**
GAS REGULATING
AND METERING STATION (GRMS)

ESTAÇÃO DE SECCIONAMENTO (BV)
BLOCK VALVE STATION (BV)

DESPACHO NACIONAL
NATIONAL DISPATCH

ARMAZENAGEM SUBTERRÂNEA
UNDERGROUND STORAGE

TERMINAL DE GNL
LNG TERMINAL

PONTO DE INTERLIGAÇÃO
INTERCONNECTION POINT





REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

Avenida Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa
Telefone: +351 210 013 500

www.ren.pt