

Perspectivas de Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

Workshop ERSE - Lisboa, 11 novembro de 2016

Índice.

- 01 O Grupo Energisa e o setor de distribuição
- **02** Recursos Energéticos Distribuídos
- 03 Impactos da difusão dos REDs
- 04 Conclusões
- 05 Experiência do Grupo Energisa





Informações básicas

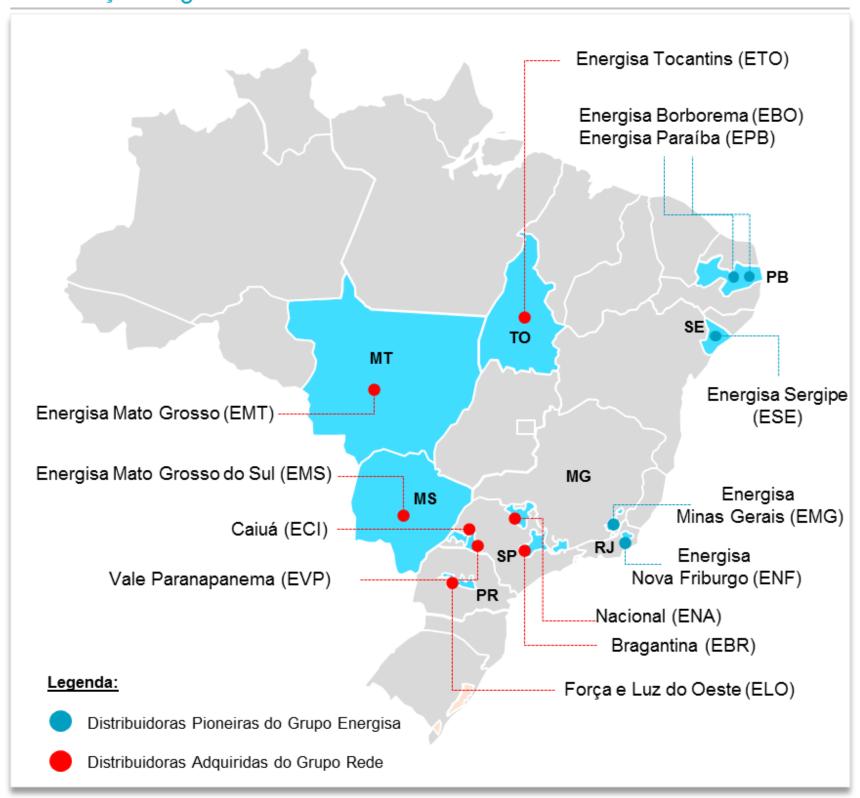


GRUPO ENERGISA

Visão Geral

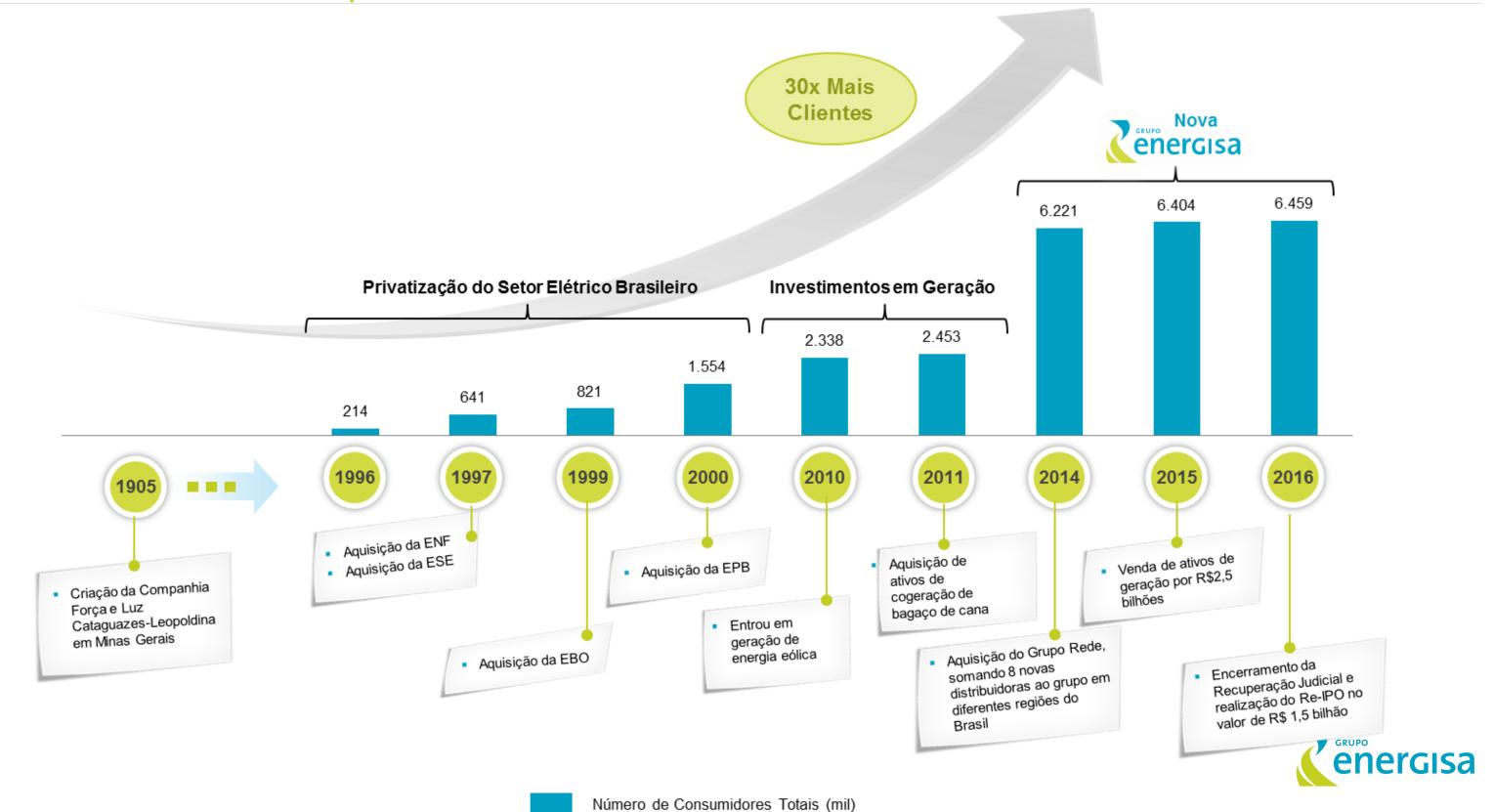


Presença Geográfica



GRUPO ENERGISA

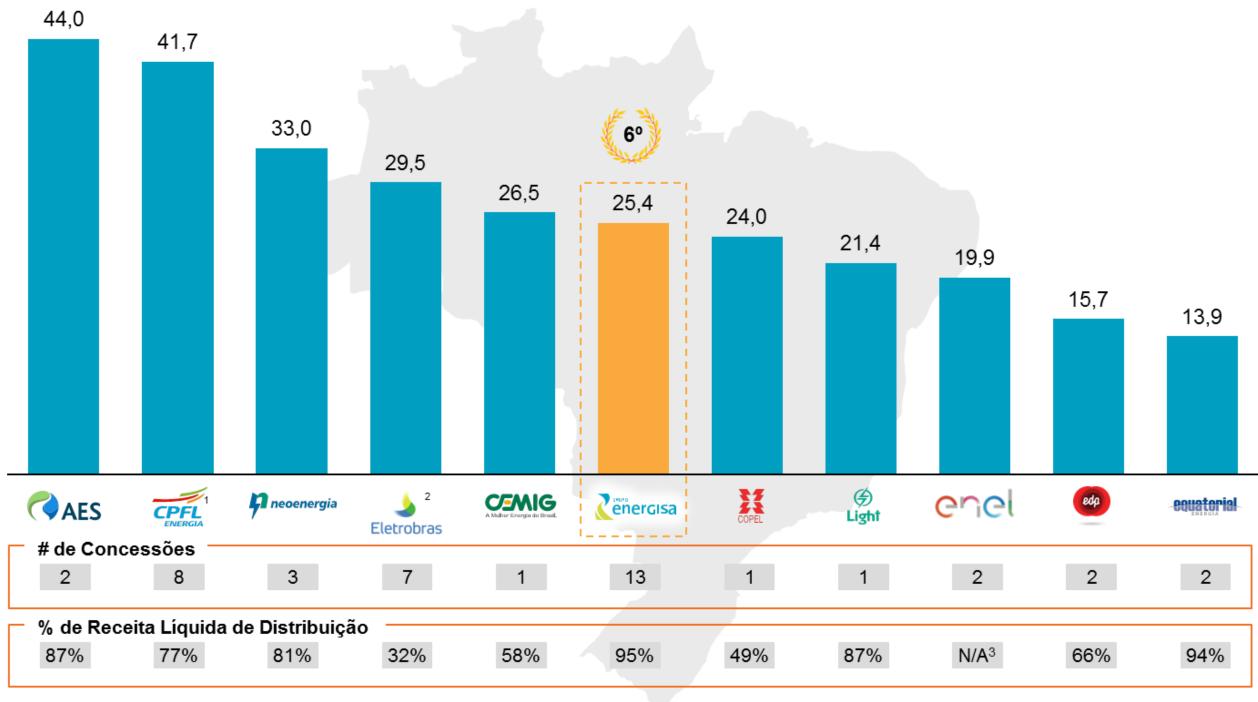
Mais de 110 anos de experiência no setor elétrico brasileiro



GRUPO ENERGISA

6ª maior empresa de distribuição de energia do Brasil e a 4º maior entre as privadas

Energia Vendida - Mercado Cativo em 2015 (TWh)





Caso fosse considerado o consumo da AES Sull em 2015 (7,8 GWh), a CPFL seria a maior distribuidora, com 49,5 TWh.



² Considera 100% da CEIG

Panorama do setor de distribuição



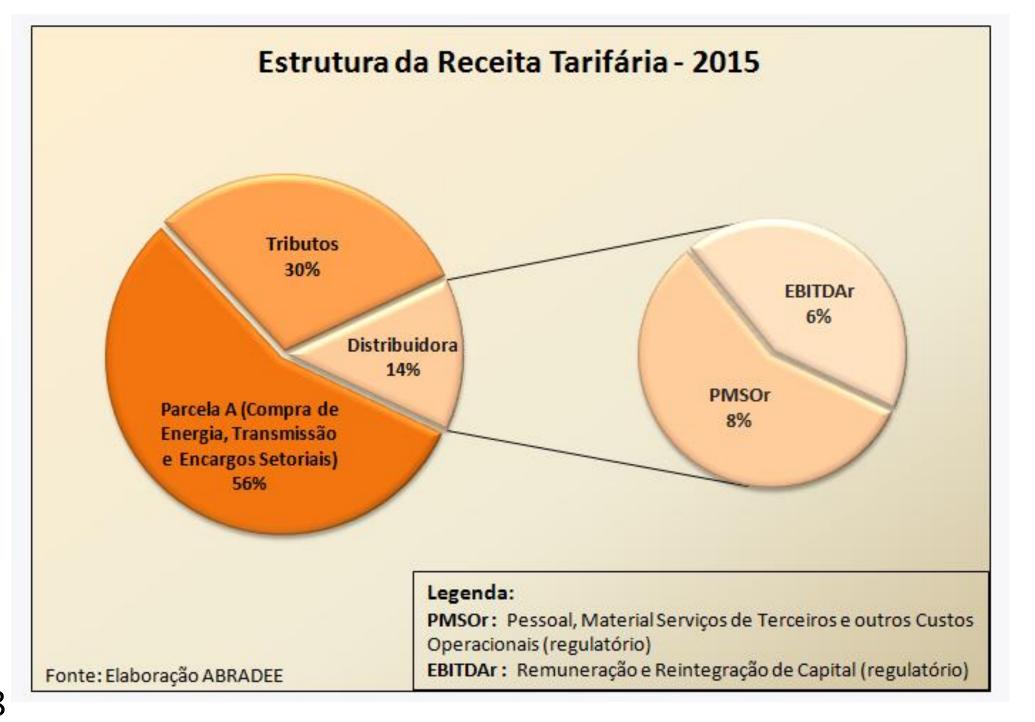
- Monopólio natural. Contratos de concessão.
- O sistema de distribuição se confunde com a própria topografia das cidades.
- Instalações de 110V até 138 kV.
- Regulação do tipo preço-teto (price-cap), com preços máximos que podem ser aplicados.
- Setor fortemente regulado e fiscalizado.

Fonte: ABRADEE

Dados 2014/2015 - 63 concessionárias



Estrutura da receita tarifária



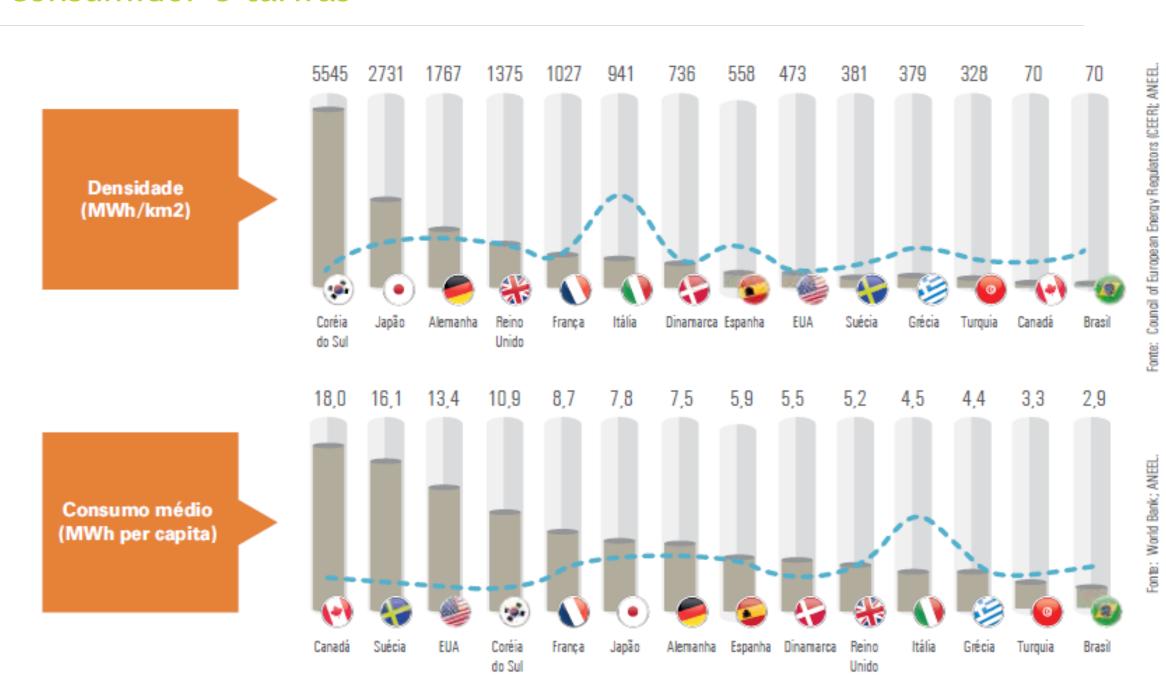
- Arrecadação de valores para geradores (compra de energia), transmissores (transporte) e governos (tributos).
- Toda a estrutura de nossas atividades é remunerada por 6% dos valores arrecadados junto aos consumidores.
- Necessidade de manutenção do equilíbrio econômicofinanceiro.



Características do mercado consumidor e tarifas

- Fatores como a densidade, consumo médio e tarifas são relevantes para uma avaliação das perspectivas de difusão dos REDs.
- No caso brasileiro temos condições que aumentam o custo médio da distribuição de energia.

Fonte: ABRADEE - Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica | Edição 2015



9

Mercado

Distribuidora	Área da concessão (km2)	N° de consumidores	Densidade de consumidores (nº/área)	Km de redes BT/MT	Densidade de cons. (nº/km de rede)	Consumo médio BT Residencial (kWh/mês)	N° consumidores BT Residencial	Consumo médio BT Comercial	N° consumidores BT Comercial	Tarifa B1 R\$/kWh sem impostos	Tarifa B1 R\$/kWh com impostos
ESE	17.465	741.458	42	25.716	29	124	668.747	510	42.090	0,41817	0,62610
EPB	54.595	1.365.812	25	70.122	19	119	1.123.062	390	93.037	0,43668	0,65545
EBO	1.789	206.937	116	5.266	39	111	174.693	434	14.820	0,43233	0,64734
EMG	16.331	435.853	27	26.275	17	121	323.373	396	34.948	0,50680	0,79480
ENF	1.000	103.129	103	1.978	52	157	91.077	419	9.567	0,55517	0,82497
ECI	9.149	241.461	26	9.503	25	162	204.852	534	20.558	0,50765	0,76363
EBR	3.453	154.348	45	6.940	22	172	123.438	574	10.922	0,49925	0,73737
ENA	4.500	115.554	26	4.090	28	173	98.593	602	10.191	0,46203	0,67644
ELO	1.200	57.417	48	1.833	31	163	50.136	635	4.484	0,43665	0,60348
EVP	11.770	179.736	15	8.706	21	166	152.197	497	14.438	0,45023	0,63882
EMT	903.000	1.307.862	1	152.586	9	193	1.012.345	766	91.537	0,41887	0,57536
EMS	328.335	981.371	3	86.715	11	149	794.976	555	76.240	0,49256	0,69102
ЕТО	277.621	555.513	2	84.863	7	174	447.599	669	36.252	0,47539	0,69902



Desafios para as distribuidoras (à espera da MP nº 735/2016...)

- Fragilidade financeira dos agentes setoriais e judicialização.
- Recessão econômica: redução de 2,1% do mercado consumidor.
- Migração acentuada de consumidores para o mercado livre com "supercontratação" de energia acima de 105% do mercado.



- Indenização das transmissoras que prorrogaram a concessão: R\$ 11 bilhões ou cerca de 50% do EBITDA do setor (impacto tarifário).
- Dificuldades de captação de recursos para realização dos investimentos.
- Contratos de concessão prorrogados: parâmetros mínimos de sustentabilidade econômicofinanceira e metas de eficiência na gestão financeira e na qualidade do serviços (riscos de extinção das concessões).



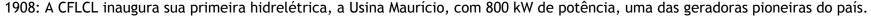
Expectativas de inserção



Um retorno às origens da indústria?

- Virada do Século XIX para o Século XX: iniciativas de caráter privado e local de geração de energia.
- Empresários com atividades agrícolas, industriais, comerciais vinculam-se às comunidades a serem beneficiadas pela introdução do serviço de iluminação, transporte e força motriz.

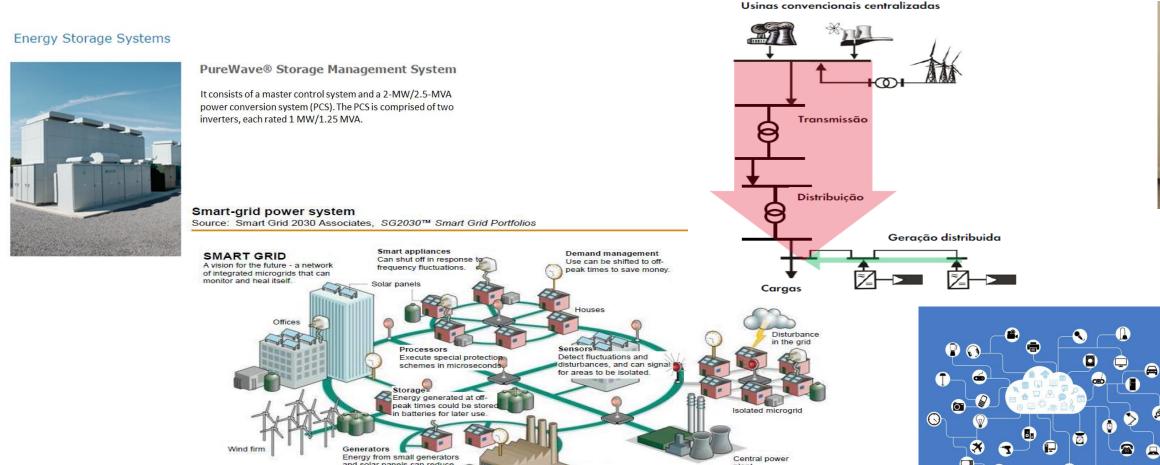






Contexto atual

- Indústria elétrica mundial: substituição dos combustíveis fósseis pelas fontes de energia renováveis para redução dos gases de efeito estufa.
- Inovações tecnológicas na cadeia produtiva: equipamentos/técnicas de geração e distribuição de energia, opções de armazenamento, eficiência no uso da energia, internet das coisas, smart grid.







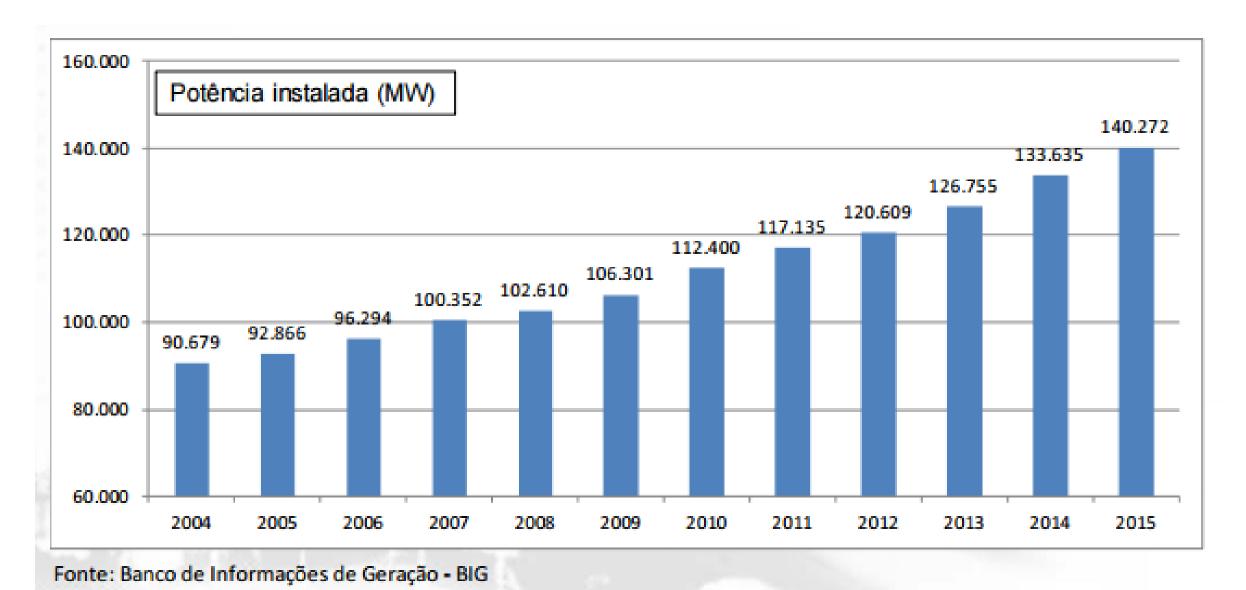
Evolução dos custos da geração fotovoltaica

- Dubai, maio de 2016: leilão de 800 MW em parque solar existente lance vencedor 29,9 US\$/MWh (condições diferenciadas do *project finance*)
- Argentina, setembro de 2016: o programa *RenovAR* foi criado com o objetivo de leiloar contratos (PPAs), sendo os custos desses PPAs repassados para os consumidores. Ao fim do leilão, 1130 MW de nova capacidade renovável foram contratados, totalizando 17 projetos, que trarão investimentos da ordem de US\$ 1,8 bilhão.

Tecnologia	Capacidade instalada total [MW]	Número de projetos contemplados	Preço médio [US\$/MWh]
Biogás	1.2	1	118
Eólica	730	12	59,4
Solar	400	4	59,7



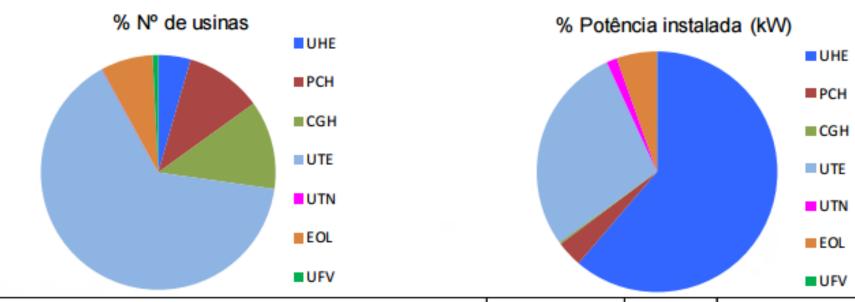
Empreendimentos em operação



Fonte: ANEEL dezembro de 2015.



Empreendimentos em operação



Tipo	Quantidade	% do total	Potência instalada (kW) 1/	% do total
Usina Hidrelétrica de Energia – UHE	197	4,5	86.002.478	61,3
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	466	10,6	4.840.273	3,5
Central Geradora Hidrelétrica – CGH 2/	538	12,2	395.026	0,3
Usina Termelétrica de Energia – UTE	2.853	64,8	39.392.797	28,1
Usina Termonuclear – UTN	2	0,0	1.990.000	1,4
Central Geradora Eolielétrica – EOL	316	7,2	7.629.732	5,4
Central Geradora Solar Fotovoltaica – UFV 3/	33	0,7	21.336	0,0
Total	4.405	100	140.271.642	100

Fonte: ANEEL dezembro de 2015.



REDs

Geração por fonte

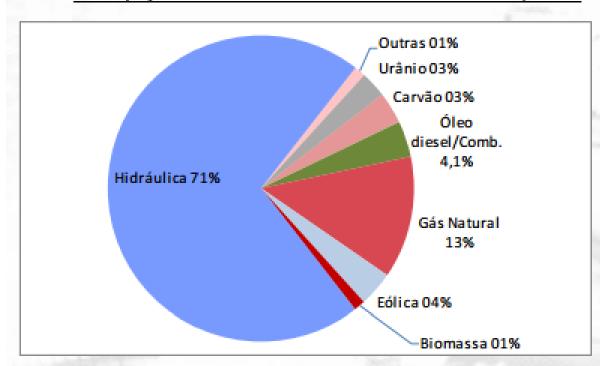
	2013	2014	2015
Energia gerada em GWh	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Despachada ao SIN	523.427	529.612	535.532
Fora do Sistema Interligado	12.458	12.456	7.351
Total de Geração	535.885	542.068	542.883

Partic	cipação por fonte *			
Reno	<u>váveis</u>	80,2%	75,5%	75,9%
disto:	Hidráulica	79,2%	74,1%	71,1%
	Biomassa	0,2%	0,1%	1,2%
	Eólica	0,8%	1,2%	3,7%
Não renováveis		19,8%	24,5%	24,1%
disto:	Gás natural	11,2%	13,5%	13,0%
	Óleo diesel/ Combustíve	el 2,6%	4,3%	3,8%
	Carvão	2,7%	2,7%	3,3%
91	Nuclear	2,8%	2,9%	2,8%
	Outras	0,5%	1,1%	1,2%

2015	2015	2015	2015
Jan-Mar	Abr-Jun	Jul-Set	Out-Dez
142.178	127.743	129.060	136.551
2.903	2.931	776	741
145.081	130.674	129.836	137.293
	Jan-Mar 142.178 2.903	Jan-Mar Abr-Jun 142.178 127.743 2.903 2.931	Jan-Mar Abr-Jun Jul-Set 142.178 127.743 129.060 2.903 2.931 776

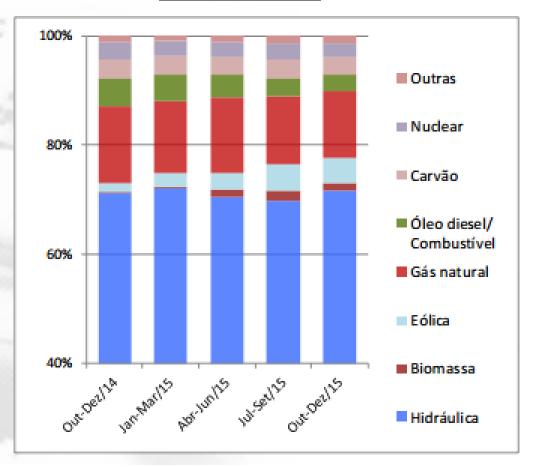
73,0%	74,9%	74,8%	76,4%	77,7%
71,2%	72,2%	70,6%	69,8%	71,7%
0,2%	0,3%	1,2%	1,8%	1,4%
1,6%	2,4%	3,0%	4,8%	4,6%
27,0%	25,1%	25,2%	23,6%	22,3%
14,1%	13,1%	13,9%	12,7%	12,2%
5,3%	4,9%	4,1%	3,1%	3,0%
3,3%	3,4%	3,3%	3,5%	3,2%
3,3%	2,7%	2,8%	3,0%	2,5%
1,0%	0,9%	1,1%	1,4%	1,4%

Participação de cada Fonte Geradora no total - Jan-Dez/2015*



* Obs: Sistema Interligado Nacional (SIN), Jan-Dez/2015.
Fontes: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON (Eletrobrás)

Evolução Trimestral



Fonte: ANEEL dezembro de 2015.

Projeções para a expansão da geração

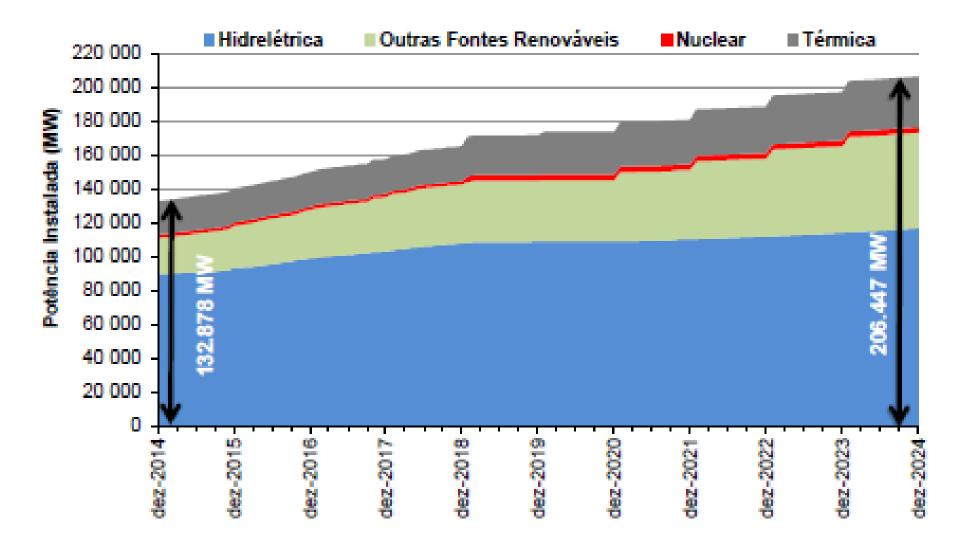


Figura 7 Evolução da capacidade instalada no SIN 2014-2024 Fonte: EPE (2015)

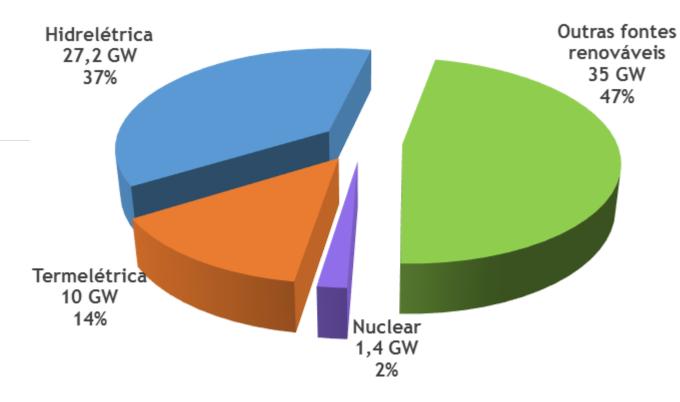


Figura 8 Participação das fontes na capacidade instalada 2015-2024

Fonte: EPF (2015)

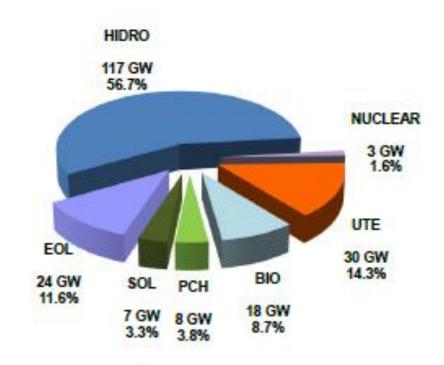


Figura 9 Participação das fontes de geração na capacidade instalada em dezembro/2024 Fonte: EPE (2015)

REDs

Evolução da carga

- 2016-2020 a taxa média anual alcançará 4,1%.
- Leve recuperação da economia em 2017, seguida de um crescimento mais forte a partir de 2018, como consequência da melhoria das
- Expectativas dos agentes, proporcionando o início da retomada tanto do consumo quanto do investimento.
- Crescimento gradual do PIB, resultando em uma taxa média de crescimento do PIB no período 2016-2020 de 2,4% a.a.

Fonte: ONS Abril de 2016.

Carga de energia (MWmédio) 2ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética 2016-2020

Subsistema	2016	2017	2018	2019	2020
SE/CO	37.968	38.902	40.394	42.052	44.059
SUL	10.904	11.182	11.594	12.096	12.626
NE	10.329	10.585	10.991	11.470	12.054
N	5.372	5.541	5.797	6.043	6.732
SIN	64.573	66.209	68.776	71.661	75.472

Nota: os valores previstos contemplam a interligação de Boa Vista a partir de julho/2018.

Tabela 2

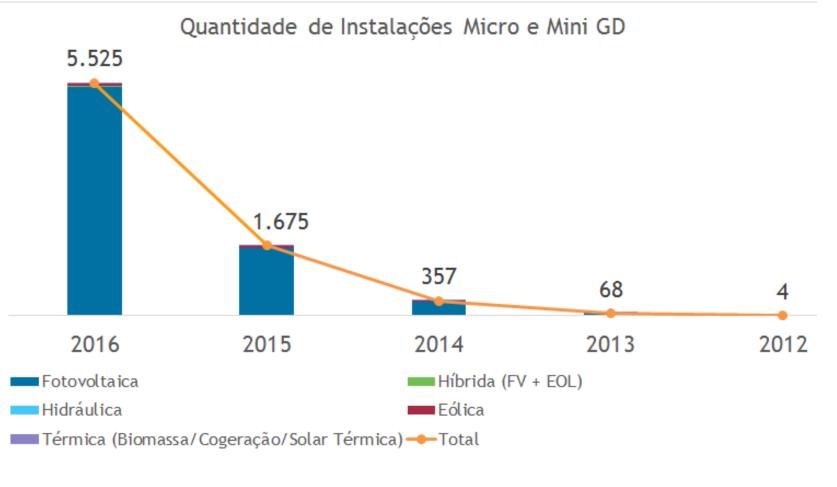
Taxas de Crescimento por Subsistema- %						
Subsistema	2016	2017	2018	2019	2020	
SE/CO	-3,3	2,5	3,8	4,1	4,8	
SUL	-2,3	2,5	3,7	4,3	4,4	
NE	-0,3	2,5	3,8	4,4	5,1	
N	-0,1	3,1	4,6	4,2	11,4	
SIN	-2,4	2,5	3,9	4,2	5,3	

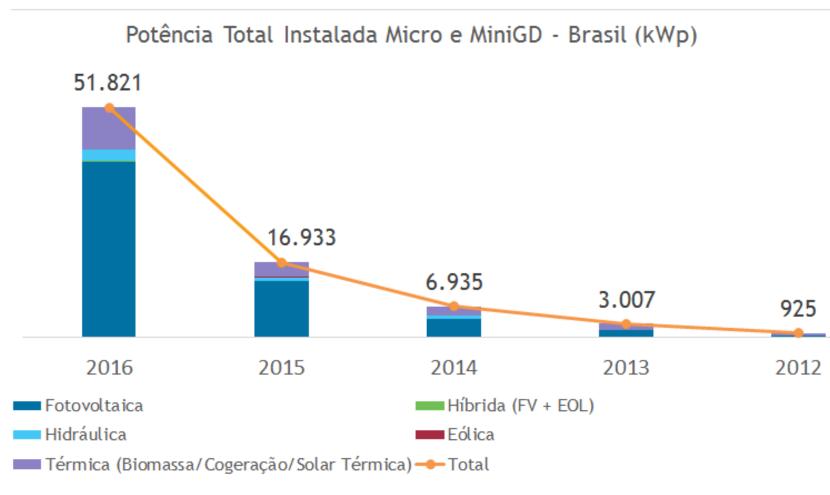
Tabela 3

Tabela 3							
Acréscimos Anuais da Carga de Energia (MW médio)							
2016-2020							
Subsistema	2016	2017	2018	2019	20		
SE/CO	-1 290	934	1 492	1 657	2		

SE/CO	-1.290	934	1.492	1.657	2.007
SUL	- <mark>2</mark> 52	278	412	502	530
NE	-33	255	406	479	584
N	-5	169	256	246	689
SIN	-1.581	1.636	2.567	2.885	3.811

Incentivos legais/regulatórios - REN nº 482/2012 (atualizada em 2015)





Incentivos legais/regulatórios - REN nº 482/2012

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada.

Potência disponibilizada:

Grupo A: demanda contratada (kW) Grupo B: disjuntor de entrada (kVA)

Microgeração	Até 75kW
Minigeração	Até 5MW (*)

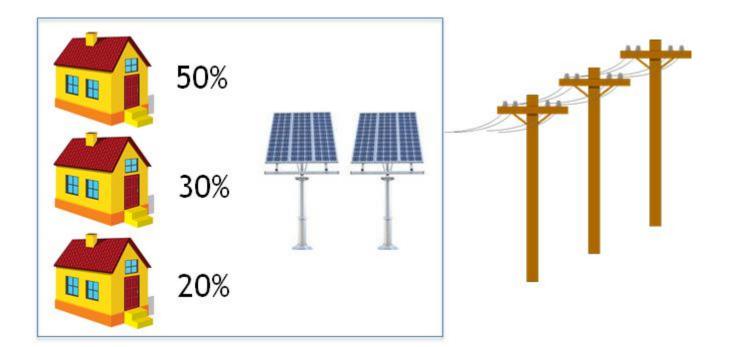
(*) Até 3MW para fontes hídricas

- Sistema de Compensação (net metering) com validade dos créditos de 60 meses
- Possibilidade do consumidor utilizar os créditos em outra unidade consumidora com mesmo CPF/CNPJ dentro da mesma área de concessão
- Estudos e sistema de medição da microgeração são de responsabilidade da distribuidora, enquanto da minigeração está a cargo do interessado



Incentivos legais/regulatórios - REN nº 482/2012 (atualizada em 2015)

- Definição de 4 tipos de consumidores:
- I. Com microgeração ou minigeração distribuída (geração individual no mesmo local da carga)
- II. Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras (prédios, condomínios...)
- III. Caracterizada como geração compartilhada (consórcio/cooperativa longe da carga)
- IV. Caracterizada como autoconsumo remoto (geração individual longe da carga)
- Desconto tanto na TUSD quanto na TE.





Reduções da carga tributária

Convênio ICMS n° 16/2015, n° 44/2015, n° 52/2015, do CONFAZ:

- Isenção da cobrança de ICMS sobre a energia injetada pelo consumido, tributando apenas o saldo da energia que ele receber da distribuidora e não conseguir compensar.
- Esta isenção é considerada um dos principais pilares para a expansão da energia distribuída e foi estabelecida, através dos convênios citados em SP, GO, PE, RN, CE e TO.

Lei nº 13.169/2015, convertida da Medida Provisória 675, que isentou a cobrança de PIS/Cofins:

• Ficam reduzidas a zero as alíquotas do PIS e COFINS incidentes sobre a energia elétrica compensada nos termos da REN nº 482.

Resolução CAMEX nº 64/2015:

• Estabeleceu que até 2016 está reduzida de 14% para 2% a alíquota do Imposto de Importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica.

Impactos da difusão dos REDs

Recursos energéticos distribuídos



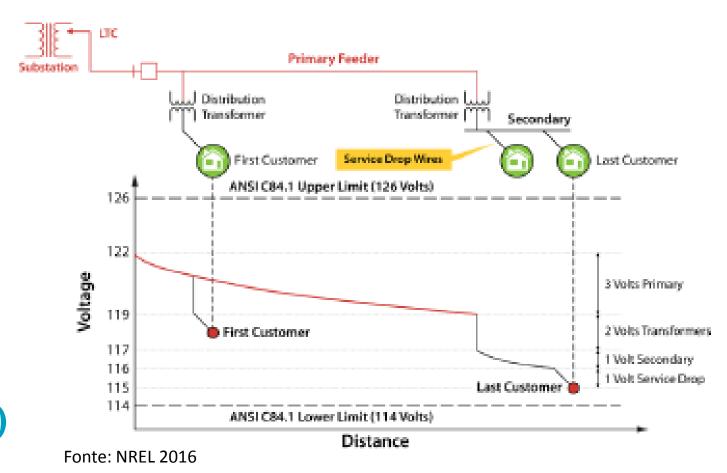
Pontos de atenção

- Integração dos REDs: desafio tecnológico, econômico e político/regulatório
- Diagnóstico adequado dos benefícios dos REDs frente à geração centralizada (ex.: preços negativos de energia, não remuneração de investimentos realizados)
- Avaliação dos custos de integração, para além dos custos dos REDs:
 - intermitência da geração descentralizada (buracos temporais e espaciais)
 - reforço e adequação de redes
 - capacidade de resposta da geração despachada: deslocamento de geração de base, custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo (estocagem, geração flexível), remuneração dessa capacidade de reserva
 - Qualidade do Produto
 - infraestrutura de medição
- Subsídios cruzados: sem telhados x com telhados.



Impactos para as distribuidoras

- Regulação de tensão: aumento da tensão localmente
- Inversão de fluxo: problemas para os sistemas de controle
- Necessidade de adaptações na coordenação dos esquemas de proteção
- Desgaste de equipamentos (ex.: reguladores de tensão, *taps* transformadores, capacitores chaveados)
- Ilhamento não intencional e segurança das equipes
- Topologia dos sistemas de distribuição (ex.: sistemas em anel)
- Integração dos sistemas distribuídos (planejamento, operação, investimentos, segurança).





Remuneração das distribuidoras e modelos de negócio

- Flight, fight or adapt.
- Consumidores como vetores da descentralização.
- Estrutura tarifária ou política tarifária inadequada (perda de remuneração).
- Regulamentação não está preparada (ex.: cálculo de perdas técnicas, falta do decoupling)
- Novos modelos de negócio (ex.: operador de serviços de distribuição, participação em investimentos na geração fotovoltaica).

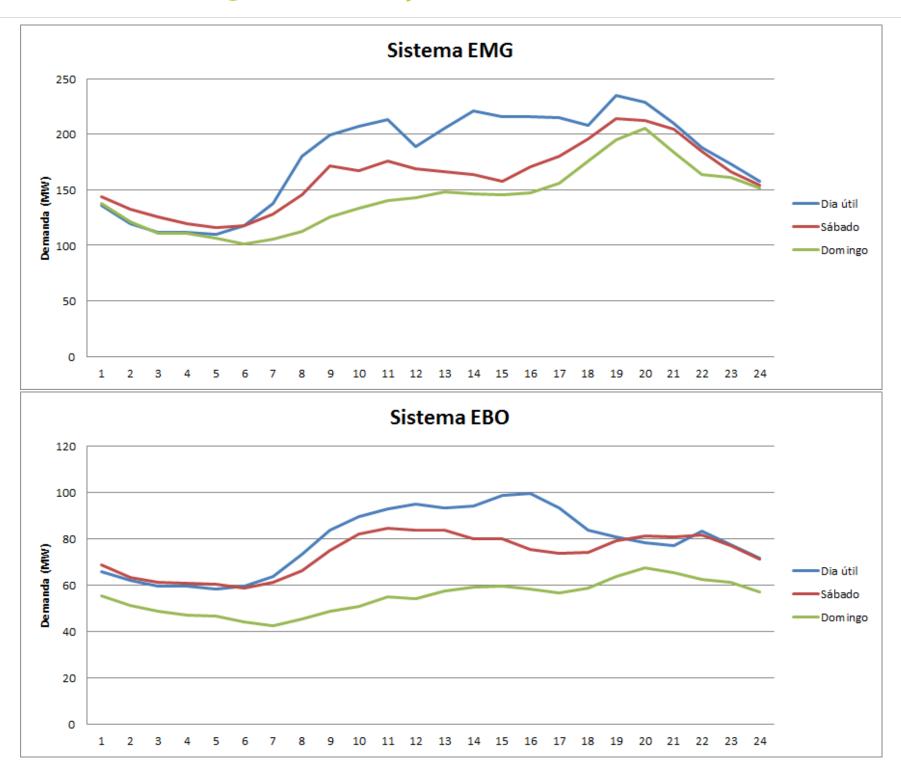


Pontos de aprimoramento da regulamentação

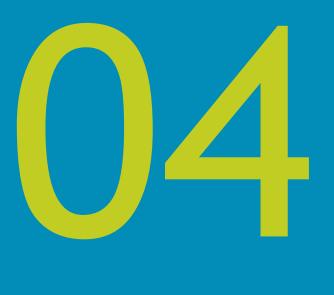
- Opções tarifárias e cálculos tarifários.
- Limites de armazenamento (hosting capacity) como parâmetro de definição das regras.
- REDs na operação ilhada e no controle de tensão (operação remota de inversores).
- Tratamento dos investimentos em automação e controle para intergrar a operação dos REDs.
- Propriedade de geração pelas distribuidoras.
- Serviços ancilares associados à geração distribuída (ex.: storage).
- Interconexão dos sistemas de distribuição (relacionamento com a transmissão).

- Danos provocados a equipamentos.
- Investimentos e O&M adicionais nas tarifas de energia.
- Exigência de realização de estudos por parte dos consumidores.
- Definição de padrões e procedimentos uniformes.
- Regras de compartilhamento da energia gerada.
- Condomínios e projetos comunitários.
- Comercialização da energia gerada.
- Smart meetering e smart grid.

Pontos de aprimoramento da regulamentação







Conclusões

Impactos da difusão dos REDs no Brasil



Conclusões para um projeto de P&D

Recursos Energéticos Distribuídos

- √ Os impactos e benefícios dos REDs precisam ser corretamente estabelecidos para orientar as ações dos agentes setoriais.
- ✓ Distribuidoras precisam ter sustentabilidade econômicofinanceira para prestação de um serviço confiável, seguro e universal para todos os consumidores.
- ✓ É necessária uma correta alocação dos custos sobre os usuários do sistema de distribuição.
- ✓ Consumidores precisam ter uma adequada sinalização do marco regulatório, para fazer a sua análise financeira da alternativa (o passado precisa ser previsível).
- ✓ As regras para os REDs não podem provocar uma perda da otimização do setor energético.

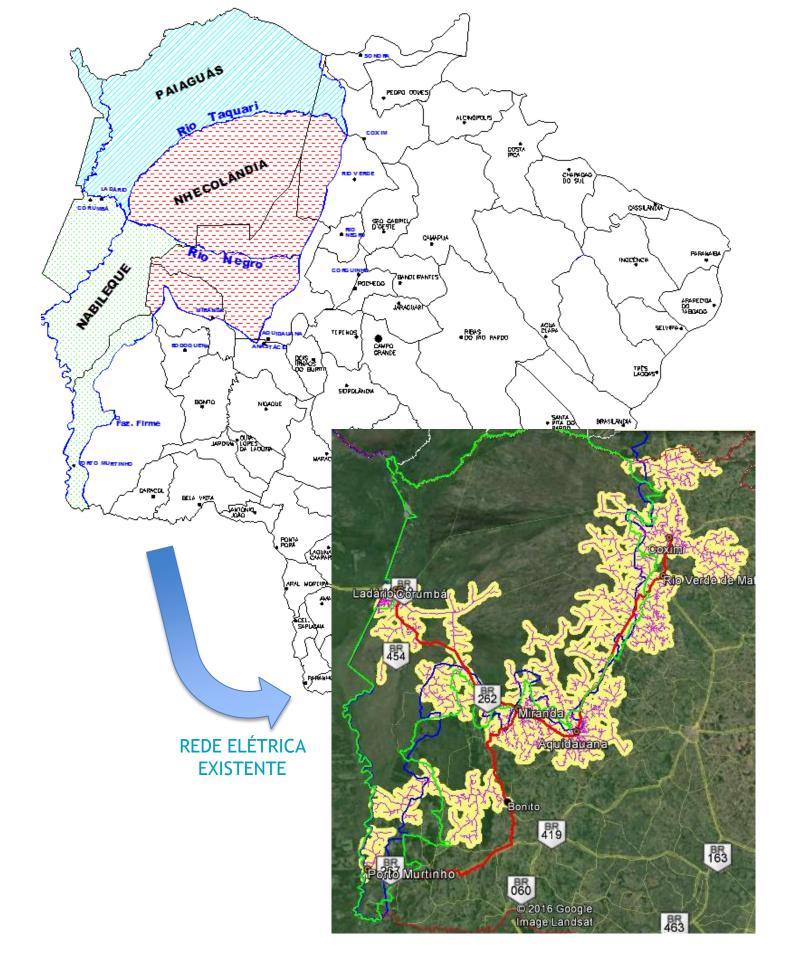


Projeto Pantanal



Projeto Pantanal na Energisa Mato Grosso do Sul

- Área total do Pantanal no estado do MS: 90 mil km²;
- Número estimado de potenciais Unidades Consumidoras: 5 mil;
- Rede elétrica existente somente no entorno do Pantanal;
- Grandes áreas remotas, sem nenhum acesso à energia elétrica, nas quais a implantação da rede convencional para atendimento é inviável técnica e economicamente devido a:
 - √ impacto em custos de atendimento;
 - ✓ dificuldades de acesso durante pelo menos 6 meses por ano (época de cheia);
 - ✓ O&M complicado e de elevadíssimo custo;
 - ✓ enormes distâncias envolvidas entre as propriedades;
 - ✓ baixos níveis de curto circuito afetando a segurança operacional;
 - ✓ questão ambiental (construção e O&M);
 - ✓ excepcionalidade de padrões para a continuidade da prestação do serviço.



Projeto Pantanal na Energisa Mato Grosso do Sul

- Desafios de universalização do Pantanal Sul-Matogrossense:
 - ✓ grandes zonas de alagamento entre dezembro e maio, impedindo acesso por via terrestre;
 - ✓ rios caudalosos e mata nativa, ambos obstáculos à implantação de rede de distribuição convencional;
 - ✓ propriedades de portes variados, exigindo soluções diferenciadas, quase caso a caso.







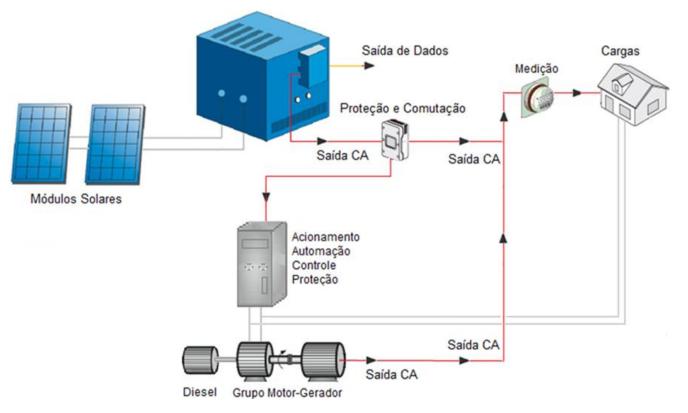
• alguns proprietários possuem algum tipo de geração de energia local, porém, em condições precárias.





Projeto Pantanal na Energisa Mato Grosso do Sul

- A pesquisa objetiva a elaboração de uma metodologia de planejamento otimizado para suprimento de energia elétrica em comunidades isoladas no pantanal sul-matogrossense considerando a melhor alternativa do ponto de vista ambiental, técnico, econômico e logístico, avaliando o atendimento por redes convencionais ou geração isolada.
- A priori, imagina-se que a melhor solução para o atendimento à região será baseada em sistemas de geração distribuída a partir da fonte fotovoltaica ou de sistemas híbridos, compostos por placas FV e geradores à diesel para aumentar o fator de capacidade e confiabilidade do sistema.





OBRIGADO

Engº Job Figueiredo S. Alves
Diretoria de Regulação do Grupo Energisa
BRASIL
job@energisa.com.br

