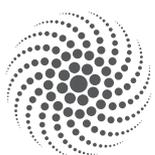


Série
TERMOELETRICIDADE
EM FOCO

Uso de água em termoeleétricas



iema
Instituto de Energia
e Meio Ambiente

**Série Termoeletricidade em Foco:
USO DE ÁGUA EM TERMOELÉTRICAS**

Diretor Presidente
André Luís Ferreira

Equipe Técnica
André Luis Ferreira
Ana Carolina Alfinito Vieira
Aline Fernandes da Silva
Gabriel de Freitas Viscondi
Kamyla Borges da Cunha

Autores
Gabriel de Freitas Viscondi
André Luis Ferreira
Aline Fernandes da Silva
Kamyla Borges da Cunha

Diagramação
Leandro Guima

Publicado por
**IEMA - Instituto de Energia
e Meio Ambiente**
energiaeambiente.org.br

São Paulo, novembro de 2016

Sumário

Apresentação	04
Introdução	06
1. Caracterização do Uso de Água em Usinas Termelétricas	08
1.1 Ciclos de Potência utilizados em usinas termelétricas	10
1.1.1 Ciclo Rankine	10
1.1.2 Ciclo Brayton	11
1.1.3 Ciclo Combinado	12
1.1.4 Motores de combustão	13
1.2 Opções de sistemas de resfriamento em usinas termelétricas	14
1.2.1 Circulação aberta de água	14
1.2.2 Circulação semifechada de água com o uso de torres úmidas	15
1.2.3 Sistemas de resfriamento a ar	17
1.2.4 Sistema de resfriamento híbridos	20
1.3 Indicadores do uso de água em usinas termelétricas	20
2. Perfil do parque termoelétrico brasileiro	22
2.1 Metodologia para estimar o uso de água no parque termelétrico brasileiro	23
2.2 Demanda de água nas usinas termelétricas em operação no Brasil	25
Considerações finais	31
Referências	33

Apresentação

A matriz elétrica brasileira está passando por um período de transição, em que a expansão da capacidade instalada e da geração hidrelétrica deve ocorrer a taxas inferiores às observadas no passado, levando à necessidade de ampliar a oferta de outras fontes de geração para atender ao crescimento da demanda.

Se por um lado, outras fontes renováveis, como a solar e a eólica, despontam como alternativas menos impactantes sob a perspectiva ambiental, por outro, o planejamento governamental e análises setoriais diversas têm apontado também uma tendência de crescimento da termoeletricidade, particularmente a de origem fóssil, como a principal fonte a complementar a geração hidrelétrica no curto, médio e longo prazos no país.

Tendo em vista as implicações ambientais, sociais e econômicas da configuração futura da matriz elétrica para o Brasil, evidencia-se a necessidade de um diálogo aberto e transparente entre governo, segmentos do setor elétrico, academia e a sociedade civil a respeito das questões de demanda por eletricidade e das opções energéticas em pauta.

De modo a dar sua contribuição a este debate, o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)

vem se dedicando a um conjunto de estudos e análises ambientais a respeito da geração termoeletrica no Brasil, a incluírem: o levantamento e sistematização de dados técnicos e ambientais das maiores usinas termoeletricas fósseis em operação e em processo de licenciamento em todo o território nacional, o desenvolvimento de indicadores de consumo de água e de emissões de poluentes atmosféricos e de gases de efeito estufa (GEE), a identificação dos empreendimentos que contam com financiamento público (BNDES) e a pesquisa sobre alternativas de redução do consumo de água e de emissões atmosféricas.

O resultado desse trabalho passa, agora, a ser divulgado por meio de uma série de cadernos técnicos e também de uma plataforma web. A presente Nota Técnica é a segunda publicação desta série, e tem como objetivo apresentar uma discussão sobre o uso de água em usinas termoeletricas, sendo analisadas as tecnologias disponíveis para o sistema de resfriamento e também o perfil do parque termoeletrico brasileiro quanto às tecnologias de combustão e resfriamento utilizadas. Pretende-se, com isso, trazer subsídios tanto para as entidades de financiamento de empreendimentos termoeletricos quanto para os órgãos ambientais e de recursos hídricos, em suas respectivas análises de viabilidade ambiental e econômica e de alternativa tecnológica.

Introdução

A termoeletricidade tem sido cada vez mais objeto de atenção em todo o mundo, muito em função da contribuição dos combustíveis fósseis para as emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A busca por alternativas a este tipo de geração tem sido um dos elementos centrais das políticas energéticas, particularmente as dos países onde a eletricidade ocupa lugar de destaque dentre as principais fontes de emissão de GEE, sendo o caso da Alemanha, Japão e China.

No Brasil, as discussões sobre as mudanças climáticas e a necessidade de se prever medidas de mitigação domésticas também têm suscitado a preocupação com a geração termoeleétrica, principalmente diante de um cenário futuro de aumento da participação do setor elétrico nas emissões brasileiras de CO₂.

Porém, pouco tem se falado no país sobre os outros impactos ambientais associados à geração termoeleétrica, em especial, o alto consumo de água. No Brasil, a maior parte das usinas termoeletricas em operação tem adotado sistemas de resfriamento que demandam grandes volumes de água. Em regiões com abundância hídrica, esta grande demanda de água pode não ser um problema no aspecto socioambiental. Por outro lado, em áreas que já apresentam algum nível de escassez hídrica, a exemplo da região de Candiota/RS, onde será implantada a Usina de Ouro Negro, como mostramos na primeira publicação desta série, isso pode significar impactos

importantes, particularmente para a população e o equilíbrio hídrico do entorno da usina. Este contexto pode ainda significar, se levada em consideração à realidade do gerenciamento dos recursos hídricos no país, o aumento da pressão e de conflitos pelo uso da água, agravando problemas socioambientais já existentes.

Ainda que pouco discutido no Brasil, a geração termoeletrica demanda altos volumes de água. Isso se deve, basicamente, aos sistemas de resfriamento necessários em algumas das tecnologias comumente adotadas nas usinas térmicas. De modo a melhor explicar como se dá esse uso de água, buscamos detalhar no **capítulo 1** as possíveis rotas tomadas para geração termoeletrica (ciclos termodinâmicos), bem como os tipos de sistemas de resfriamento que estes demandam, como funcionam e, sempre que possível, as respectivas médias de consumo hídrico.

Feita essa explanação sobre os vetores de consumo de água na termoeletricidade, avançamos na apresentação de indicadores de uso de água elaborados pelo IEMA, tomando como base dados teóricos e obtidos de fontes oficiais.

No **capítulo 2**, tomamos os indicadores desenvolvidos como referência para realizar uma primeira avaliação do parque termoeletrico brasileiro à luz do consumo de água. Trata-se de um primeiro passo no sentido de melhor compreender as possíveis interfaces entre as termoeletricas e potenciais conflitos pelo uso da água no território brasileiro.

Ao final, tecemos algumas considerações e recomendações.

1. Caracterização do Uso de Água em Usinas Termelétricas

A termoelectricidade consiste na conversão da energia térmica liberada por um combustível em eletricidade por meio da operação de um ciclo termodinâmico. Uma parcela significativa da energia liberada pelo combustível não é convertida em eletricidade, sendo rejeitada para o meio ambiente, principalmente através dos sistemas de refrigeração da usina termelétrica. Quanto menor for a parcela de energia liberada pelo com-

bustível convertida em eletricidade, isto é, quanto menor for a eficiência da usina, maior é a quantidade de calor que tem de ser rejeitada para o meio ambiente. Para viabilizar esta rejeição de calor, as usinas necessitam de sistemas de resfriamento, cujo fluido refrigerante pode ser a água ou o ar, dependendo da tecnologia adotada. A **figura 1** ilustra simplificada este processo.

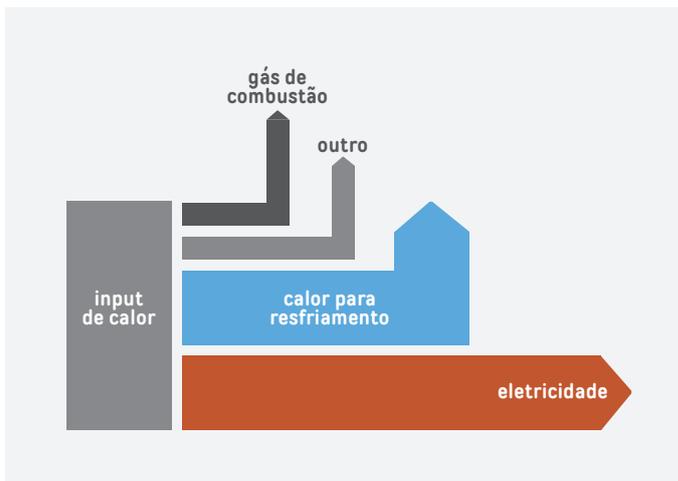


Figura 1 – Balanço de energia simplificado em uma usina termelétrica. Fonte: Adaptado de Delgado et al., 2012

A eficiência global da usina pode ser influenciada por vários outros fatores, tais como a idade da usina, temperatura ambiente, etc., mas o principal determinante é a rota tecnológica utilizada, especificamente, o ciclo de potência. São quatro os ciclos de potência comercialmente mais uti-

lizados – Rankine, Brayton (ciclo aberto), ciclo combinado e motor a combustão. Cada um deles demanda tecnologias específicas, sendo mais apropriados para determinados combustíveis, como mostra a **figura 2**.

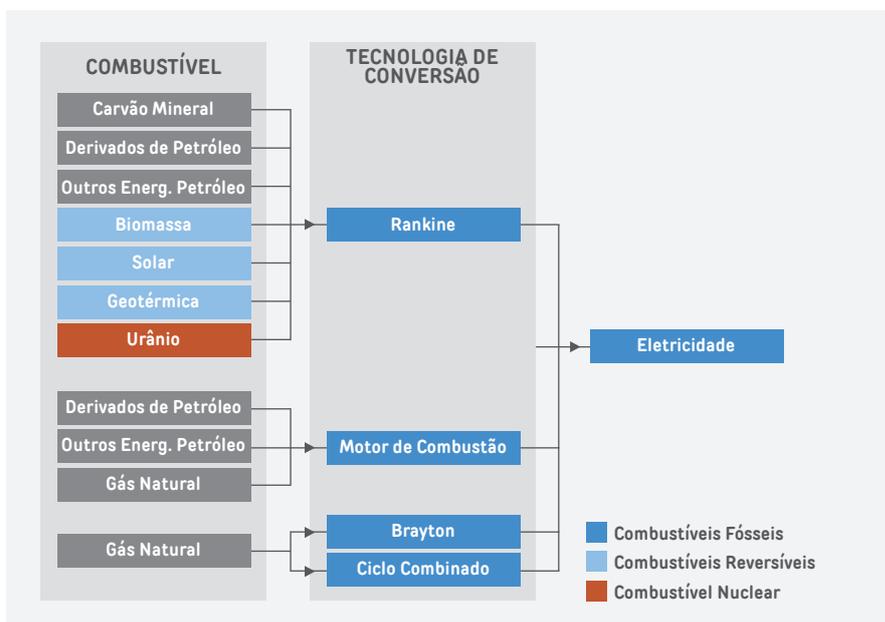


Figura 2 – Combustíveis e Tecnologias de conversão em energia elétrica

1.1 Ciclos de Potência utilizados em usinas termelétricas

1.1.1 Ciclo Rankine

O ciclo Rankine, a vapor, é o ciclo de potência básico utilizado na grande maioria das usinas termelétricas em operação no mundo. Praticamente todas as centrais de potência a carvão mineral e óleo combustível existentes operam de acordo com este ciclo de potência. Neste ciclo, vapor d'água superaquecido a alta pressão é gerado numa caldeira a partir do calor liberado

na queima de um combustível e expandido numa turbina a vapor acoplada a um gerador elétrico. O vapor a baixa pressão deixa a turbina e entra no condensador, onde o calor é transferido do vapor (condensando-o) para o meio ambiente, utilizando-se como fluido refrigerante a água e/ou o ar. O condensado é bombeado de volta para a caldeira, fechando o ciclo, como mostra simplificada mente a **figura 3**.

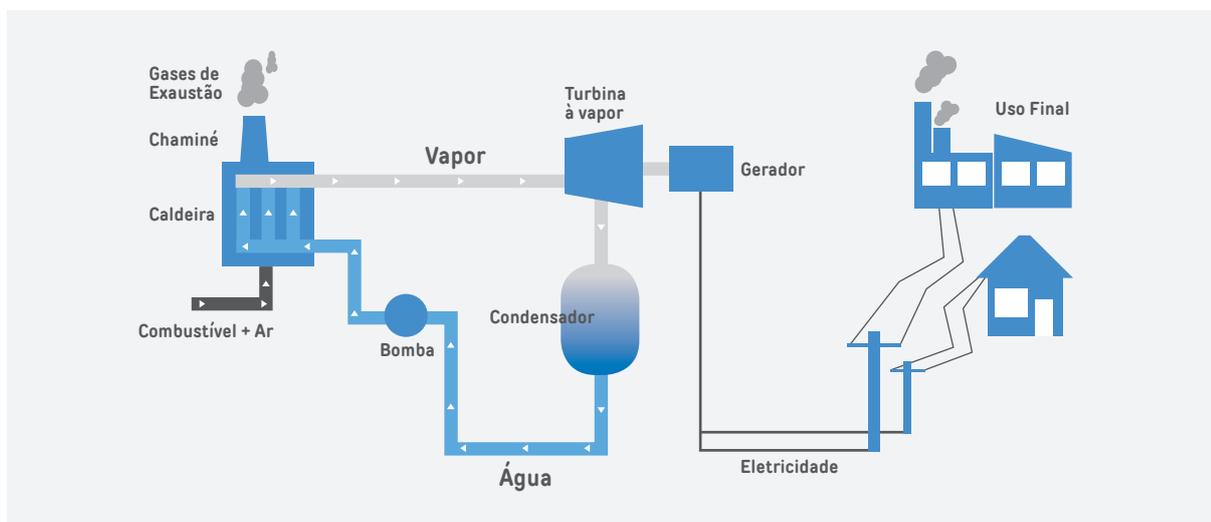


Figura 3 - Operação de um Ciclo Rankine

Usinas termelétricas que operam sob o ciclo Rankine podem apresentar eficiências na faixa de 25 a 45%, dependendo, principalmente, da idade da planta e das condições de temperatura e pressão na caldeira. Assim, de 55 a 75% do calor liberado na queima do combustível é perdido para o meio ambiente, não se convertendo em

eletricidade: de 10 a 15% na chaminé e, de 45 a 55%, no condensador. Há várias usinas operando em ciclo Rankine no Brasil, a exemplo do complexo Jorge Lacerda, localizado em Santa Catarina (**figura 4**). Composto por quatro usinas alimentadas com carvão mineral, o complexo possui mais de 850 MW de capacidade.



Figura 4 - Usina pertencente ao complexo Jorge Lacerda. Fonte: AgênciaAL. Disponível em: http://agenciaal.alesc.sc.gov.br/images/uploads/fotonoticia/150313_TractebelUsinaJorgeLacerda_MZ96_2.JPG. Acesso em junho 2016.

1.1.2 Ciclo Brayton

O ciclo Brayton, a gás, é o ciclo de potência para geração de eletricidade com turbinas a gás. Conforme mostra a **figura 5**, o ar entra no compressor e é, então, enviado a alta temperatura e pressão ao combustor, onde o processo de combustão ocorre. O calor liberado é convertido em trabalho numa turbina a gás. Uma parte deste

trabalho é usado para acionar o compressor e o restante é convertido em eletricidade via acionamento do gerador. Os gases quentes que deixam a turbina (550–650°C) são enviados para a atmosfera. Assim, no ciclo Brayton, a atmosfera se constitui na fonte fria, eliminando a necessidade da rejeição de calor em sistemas de resfriamento, como é o caso do ciclo Rankine.

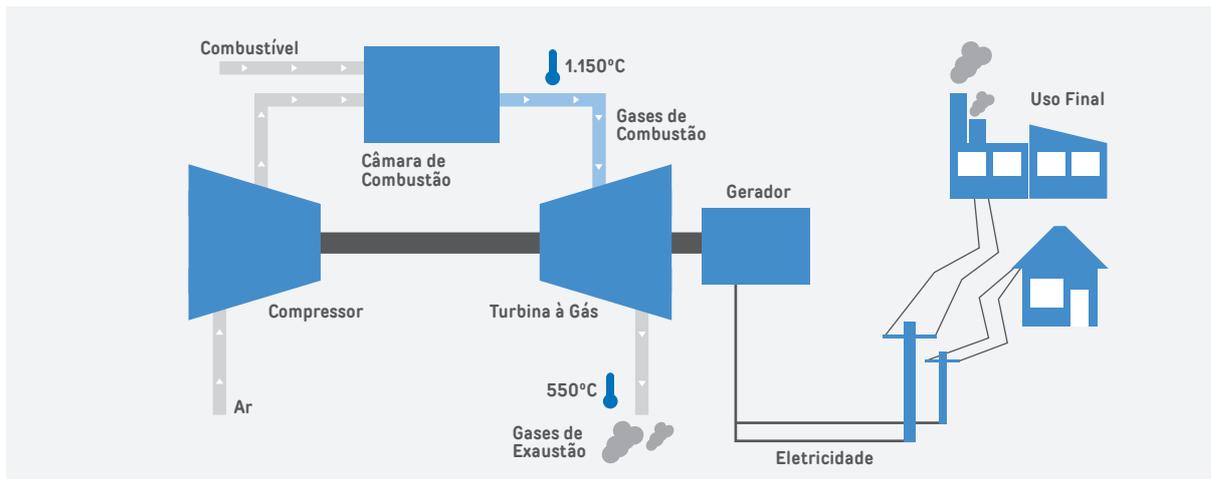


Figura 5 - Operação de um Ciclo Brayton

Dada a ausência de sistemas de resfriamento para condensação de vapor, aliada à inexistência de reposição de água do ciclo a vapor, as usinas termelétricas que operam em ciclo Brayton são pouco dependentes do suprimento de água. Exceção a isto são os casos onde este tipo de usina utiliza injeção de água ou vapor na turbina a gás ou que utilizam resfriamento evaporativo na turbina.

A injeção de vapor ou água líquida em turbinas a gás é usualmente adotada para aumentar a potência gerada, ao mesmo tempo em que reduz as emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x). A perda de água desmineralizada para a atmosfera, em mistura com os gases de exaustão, pode ser muito significativa, dependendo do nível de redução de emissões de NO_x desejada e/ou do aumento de potência pretendido¹.

O resfriamento evaporativo de turbinas a gás é utilizado para evitar perda de potência, principalmente em condições de baixa umidade e temperaturas elevadas².

Usinas operando em ciclo Brayton apresentam menores eficiências globais e, consequentemente, maiores custos de geração se comparadas às termelétricas que operam em regime de ciclo combinado. Atualmente, uma usina termelétrica operando em regime de ciclo Brayton tem uma eficiência térmica máxima de 39% (LORA E NASCIMENTO, 2004).

No Brasil, a usina Mário Lago, localizada no município de Macaé, Rio de Janeiro, opera 20 turbinas a gás natural em ciclo Brayton, conforme mostra a **figura 6**, totalizando uma capacidade instalada de 923 MW.

¹ Um estudo comparativo do consumo de água em ciclos de potência (GALLO, 1997) indica que a injeção de vapor em turbinas a gás demanda um consumo de água da ordem de 0,94 m³/MWh). ² A reposição de água necessária para o resfriamento evaporativo de turbinas a gás situa-se na faixa de 0,02 a 0,04 (m³/h)/MW. Em temperatura de 42°C e umidade relativa de 10%, a evaporação de água é da ordem de 0,06 (m³/h)/MW (BROOKS, 2000).



Figura 6 – Usina Mário Lago – Macaé, Rio de Janeiro. Fonte: Petrobras. Disponível em http://www.petrobras.com.br/data/files/66/92/A9/AC/03A954104F528454893851A8/mario_lago_termeletrica_Dig32526.jpg. Acesso em junho de 2016.

1.1.3 Ciclo Combinado

O ciclo combinado, como o nome sugere, resulta da união entre o ciclo Brayton e o ciclo Rankine. Os gases de exaustão a alta temperatu-

ra (500 a 650C) da turbina a gás (ciclo Brayton) são utilizados como fonte de energia para gerar o vapor necessário no ciclo Rankine, como mostra a **figura 7**.

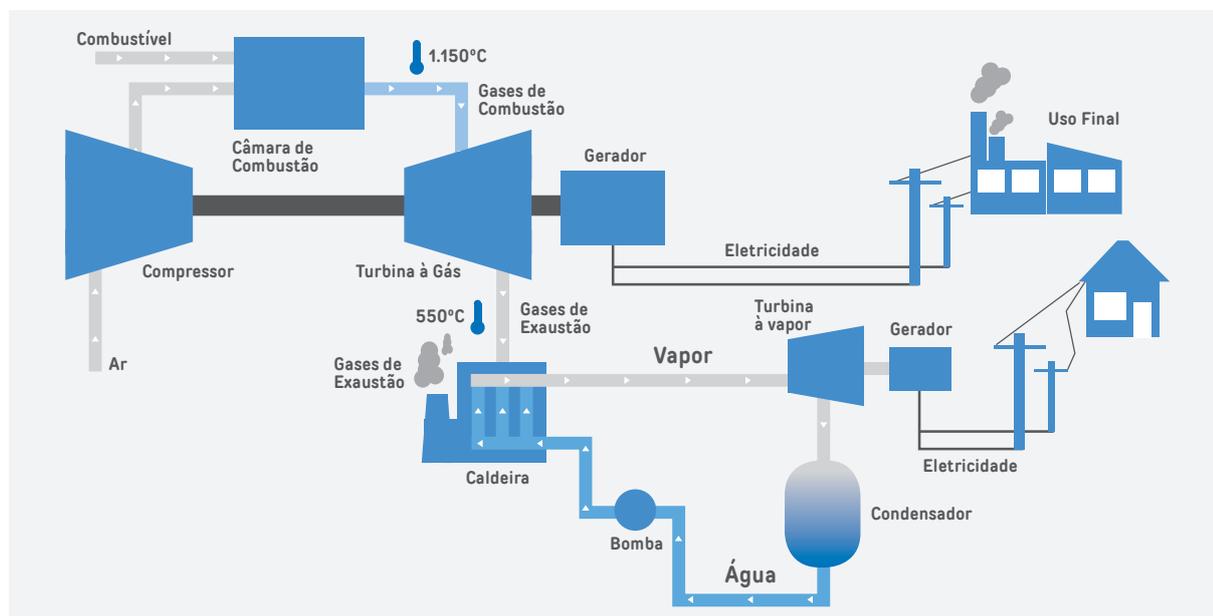


Figura 7 – Operação de um Ciclo Combinado

Dado que, no ciclo combinado, uma parcela da potência é gerada no ciclo Rankine, é necessária a utilização de sistemas de resfriamento para a condensação do vapor. Apesar dos níveis de rejeição de calor no ciclo combinado serem inferiores aos verificados nas usinas que operam apenas em ciclo Rankine, ainda assim são bastante significativos. A eficiência média de um ciclo combinado está entre 42 e 56%, sen-

do que cerca de 30 a 40% da energia liberada na queima do combustível é rejeitada no sistema de resfriamento.

No Brasil, existem várias usinas que operam em ciclo combinado. Este é o caso da usina Uruguiana, localizada no Rio Grande do Sul, que opera com duas turbinas a gás natural e uma turbina a vapor, conforme mostra a **figura 8**, totalizando uma capacidade instalada de 640 MW.



Figura 8 - Usina de Uruguiana operando 640 MW em ciclo combinado. Fonte: <http://www.implicante.org/noticias/governo-recorre-a-termica-movidas-a-gas-transportado-pela-argentina-para-evitar-acionamento>. Acesso em junho de 2016.

1.1.4 Motores de combustão

Os motores a combustão interna são aqueles em que o combustível é queimado dentro do equipamento em um mecanismo constituído por pistão, biela e virabrequim, a exemplo do que ocorre em veículos automotores. O acoplamento destes motores a geradores de energia elétrica é mais utilizado em sistemas descentralizados, devido à baixa necessidade de manutenção (robustez) e facilidade de operação, usualmente com potência instalada abaixo de 5MW.

No entanto, ainda que em menor escala, também são utilizados em usinas centralizadas devido

ao curto tempo de montagem da usina, à rápida entrada em operação (partida da usina) e pouca sensibilidade às condições ambientais (temperatura, pressão e umidade). Este é o caso da usina Pernambuco III, localizada no município de Igarassu (PE), que opera com 23 motores de combustão, conforme mostra a **figura 9**, totalizando uma capacidade instalada de cerca de 200 MW operada totalmente com óleo combustível. A exemplo do que ocorre com turbinas a gás em ciclo Brayton, a geração de eletricidade a partir de motores de combustão interna não possui dependência significativa do suprimento de água para resfriamento.



Figura 9 - Usina Pernambuco III, Igarassu - Pernambuco. Fonte: Google Maps, 2016.

1.2 Opções de sistemas de resfriamento em usinas termelétricas

No item 1.1, viu-se que muitos dos ciclos termodinâmicos usados na geração termoelétrica contam com resfriamento do vapor d'água, sendo este o caso dos ciclos Rankine e combinado. Várias tecnologias de resfriamento podem ser adotadas dependendo para onde o calor será transferido: preferencialmente para a água (sistemas úmidos) ou para o ar (sistemas a seco). São elas: (i) resfriamento a água em circuito aberto, (ii) resfriamento a água em circuito semi-aberto,

com o uso de torres úmidas evaporativas, (iii) resfriamento a água em circuito fechado, com o uso de condensadores a ar e (iv) resfriamento híbrido. **A figura 10** ilustra as tecnologias de resfriamento passíveis de utilização.

Dada a importância sistemas de resfriamento na demanda de água, apresenta-se, nas seções seguintes, as características dos principais disponíveis para a geração termelétrica.

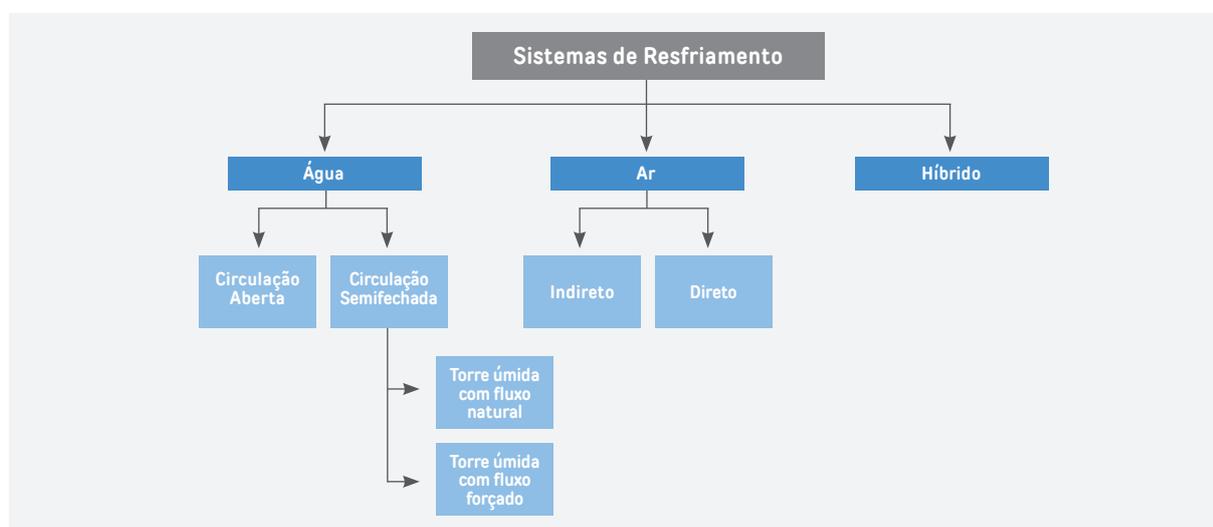


Figura 10 - Sistemas de Resfriamento para Termoelétricas

1.2.1 Circulação aberta de água

Os sistemas de resfriamento com circulação aberta retiram água de um reservatório, o qual pode ser natural – rios, lagos e oceanos –, ou criado especificamente para isso, tais como

represas. Conforme ilustra a **figura 11**, a água é bombeada ao condensador e, após a troca de calor com o vapor de escape da turbina, retorna ao reservatório de origem.

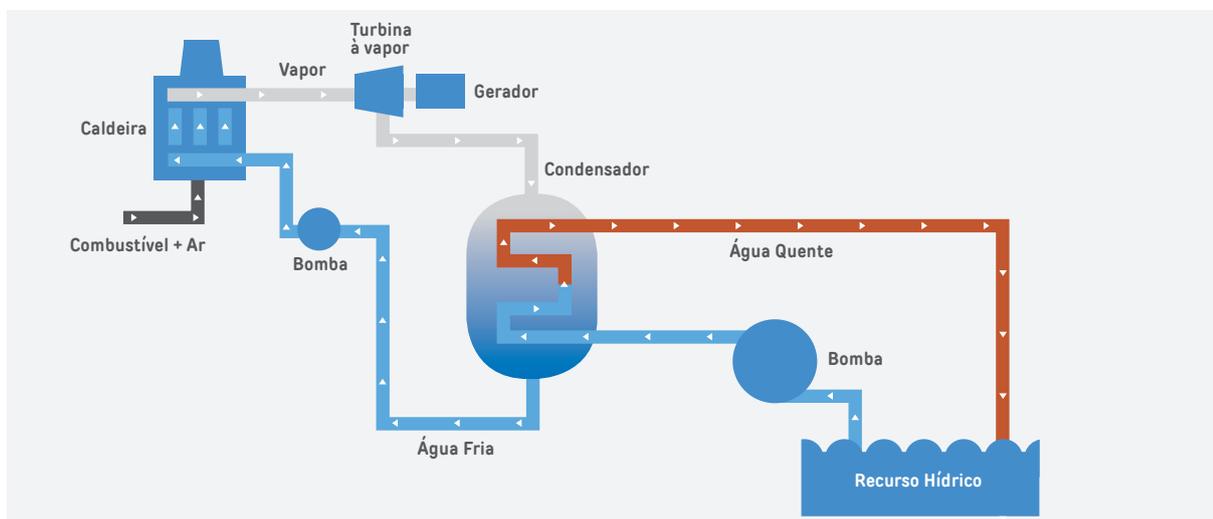


Figura 11 - Sistema de Resfriamento a Água - Ciclo Aberto

A vazão de água necessária nos sistemas de resfriamento aberto pode apresentar uma grande faixa de variação, dependendo da eficiência da usina, bem como da diferença de temperatura entre a captação e a descarga da água de resfriamento. Para usinas operando com ciclo Rankine, a vazão situa-se na faixa de 100 a 250 m³/MWh, e, para operação em ciclo combinado, entre 40 e 120 m³/MWh. Como a água de resfriamento sai da usina numa temperatura entre 8 e 17°C mais elevada do que quando foi captada, perdas por evaporação da ordem de 1,5 a 2% da vazão captada são registradas antes da devolução ao meio ambiente.

Apesar de, sob a ótica estritamente econômica, ser considerado o mais simples e econômico dos sistemas de resfriamento disponíveis, esta opção tem-se tornado uma raridade no mundo. Isso acontece porque além das leis ambientais, cada vez mais exigentes, restringirem a poluição térmica de ecossistemas aquáticos, as centrais estão sendo construídas em lugares onde a água é cada vez mais escassa.

1.2.2 Circulação semifechada de água com o uso de torres úmidas

Neste sistema, uma vez utilizada nos condensadores, a água passa por torres de resfriamento úmidas, onde sua temperatura é reduzida por meio de uma corrente ascendente de ar, sendo então recirculada. A demanda de água em usinas que utilizam este sistema de resfriamento varia de 2,0 a 5,0 m³/MWh, operando ciclo Rankine; e, de 0,9 a 2,5 m³/MWh para operação em ciclo combinado.

É fundamental destacar que o sistema de resfriamento utilizando torres úmidas não se caracteriza como circulação fechada. Isso porque de 70 a 80% da vazão captada é perdida nas torres por evaporação e arraste na corrente de ar, e pela descarga de fundo da torre de resfriamento³. Assim, não é raro a imposição de restrições à instalação de torres úmidas em bacias hidrográficas com problemas de abastecimento ou tendência à escassez.

O fluxo de ar nas torres de resfriamento pode ocorrer por tiragem natural ou tiragem mecânica. A **figura 12** ilustra o funcionamento de um sistema de resfriamento a água utilizando torres hiperbólicas com tiragem natural. Estas são projetadas de modo que o movimento do ar seja causado apenas pela diferença de densidades entre o ar na entrada e o ar na saída da torre.

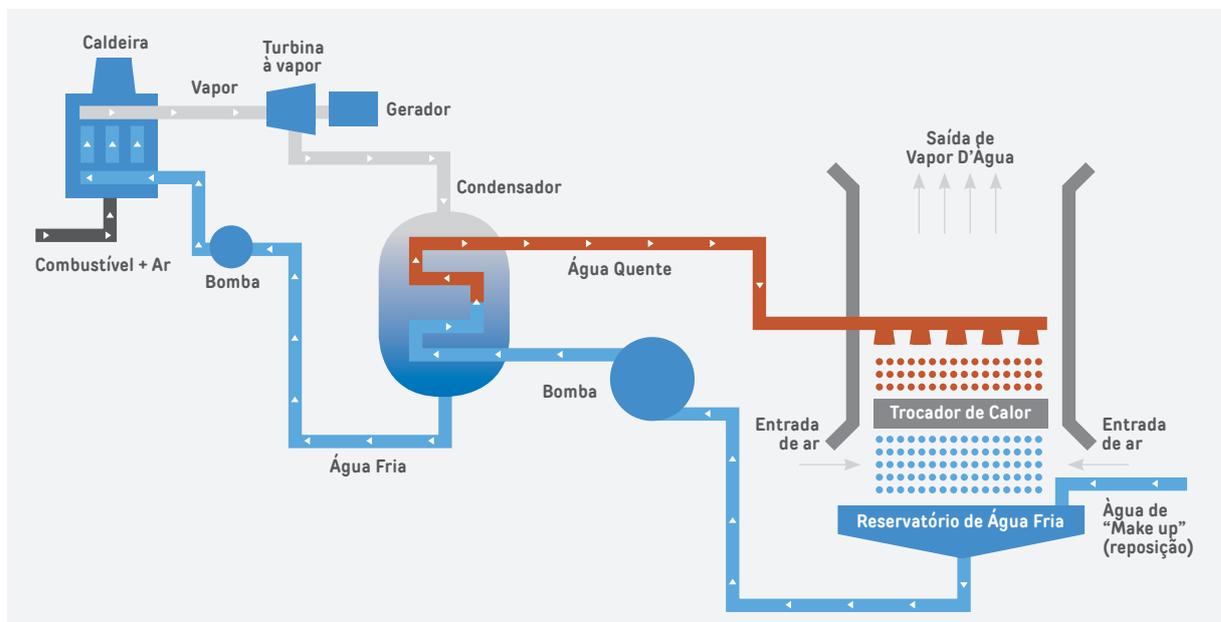


Figura 12 – Sistema de resfriamento a Água – Ciclo semifechado com convecção natural

³ Devido às perdas por evaporação que ocorrem nas torres úmidas, os sais de Ca, Mg, Na, CO₃, HCO₃, SO₄ e Cl, presentes naturalmente na água, aumentam suas concentrações no líquido recirculante, até alcançar seu limite de solubilidade. A partir daí começam a ocorrer incrustações, que diminuem a eficiência da troca de calor e, por conseguinte, a eficiência da central. Para evitar as incrustações, parte do líquido recirculante é constantemente purgado, de forma que a concentração de sais não chegue ao ponto de saturação. Desta forma, se retira uma quantidade de água, conhecida como descarga de fundo de torre, que pode chegar a 20 por cento da água captada e cujo conteúdo de sólidos dissolvidos é da ordem de 3 vezes o da água captada, além das impurezas provenientes dos produtos químicos utilizados, cuja medição é necessária para determinar qual o tratamento a ser empregado. Vale salientar que a concentração de sólidos na descarga de fundo das torres de resfriamento pode situar-se na faixa de 10 a 30 gramas por litro; significando que esta descarga de sólidos da ordem de dezenas de toneladas por dia, dependendo do porte da usina.

A **figura 13** mostra a Usina Ferrybridge, na Inglaterra, que dado o seu grande porte pode dar uma clara noção das dimensões deste tipo de torre de resfriamento. Numa planta típica de

1.200 MW, operando em ciclo Rankine, a altura da torre pode chegar a 170 m e sua base pode ter um diâmetro de 160 m.



Figura 13 - Usina Ferrybridge, Inglaterra. 2.459MW (Carvão). Fonte: Wikipedia.org

Já nas torres úmidas com tiragem forçada, o fluxo de ar é provocado por ventiladores, permitindo variar a vazão do ar em função das condi-

ções de operação da usina, conforme mostra o esquema da **figura 14**.

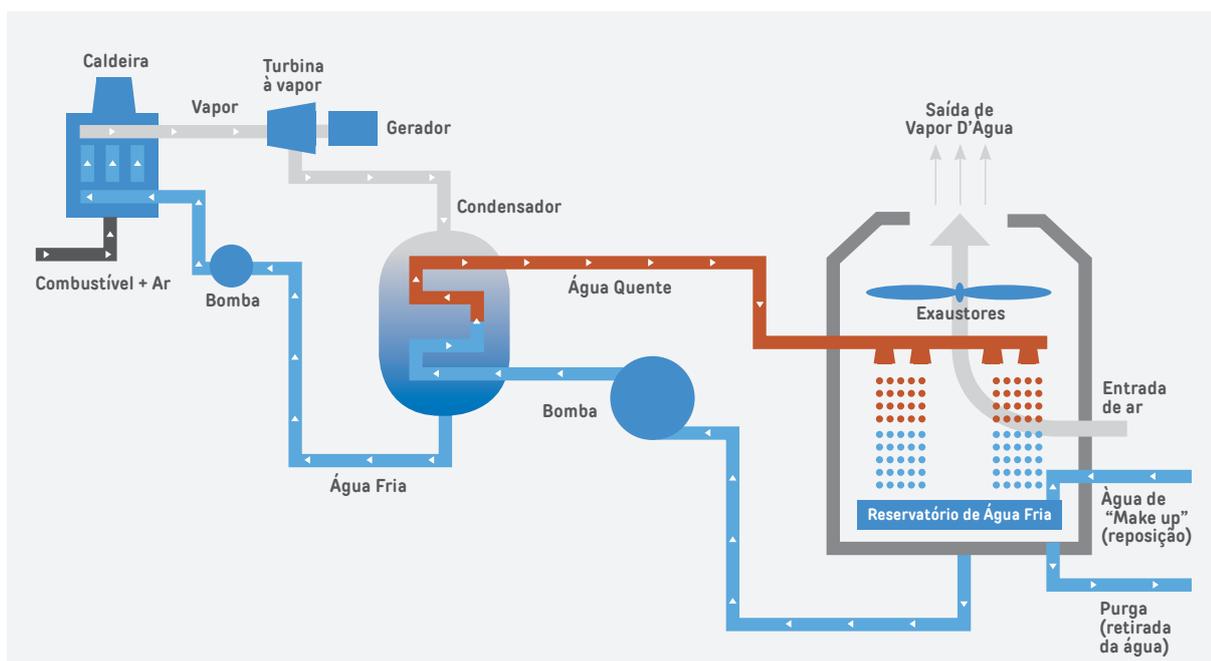


Figura 14 - Sistema de Resfriamento a água - Ciclo semifechado com circulação forçada

Este sistema propicia uma redução no porte do sistema de resfriamento, já que a altura de uma torre com ventilação forçada não ultrapassa 20–30m. Evidentemente, o custo de construção é menor do que na tiragem natural, porém, ao necessitar de potência motriz para acionar os ventiladores, apresenta um custo operacio-

nal mais elevado.

Os sistemas de resfriamento a água com circulação forçada estão entre os mais utilizados atualmente no Brasil, principalmente com a utilização de ventilação forçada. A **figura 15** mostra a usina de Piratininga e suas torres de resfriamento enfileiradas no canto inferior esquerdo da imagem.



Figura 15 - Usina de Piratininga - São Paulo. Fonte: <http://static.panoramio.com/photos/large/483491.jpg>

1.2.3 Sistemas de resfriamento a ar

A utilização de sistemas de resfriamento a ar reduz consideravelmente o uso de água em usinas termelétricas, constituindo-se em uma alterna-

tiva normalmente considerada em regiões onde o abastecimento de água é um fator restritivo. Podem ser separados em sistemas diretos (condensadores a ar) e indiretos (torre seca). Como o

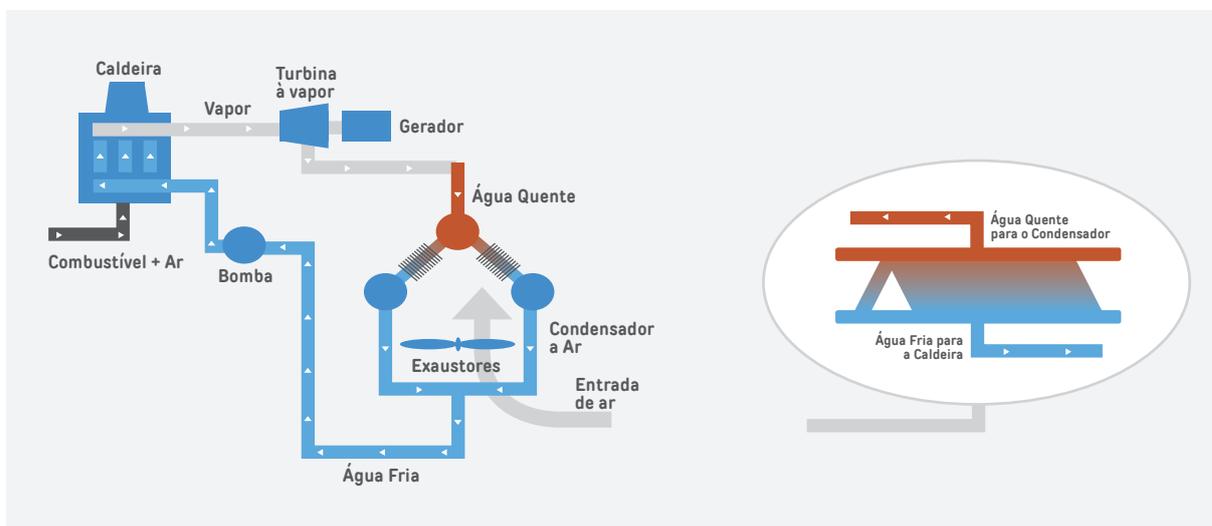


Figura 16 - Sistema de resfriamento a ar direto

próprio nome sugere, a principal diferença entre os sistemas a água e a ar está no uso de um fluido intermediário, no caso água, para resfriamento. Nos sistemas que utilizam condensadores a ar, o vapor oriundo da turbina é condensado diretamente num trocador de calor vapor/ar, que utiliza

ventiladores para criar um fluxo de ar ao redor do condensador, como mostra a **figura 16**. É possível ter uma ideia do porte deste tipo de sistema de resfriamento na imagem da **figura 17**, que mostra a usina termelétrica Matimba (África do Sul), com os condensadores a ar localizados à frente.



Figura 17 - Usina Matimba na África do Sul (4000MW). Fonte: Google Imagens

Já no sistema de resfriamento a ar indireto, utiliza-se água como fluido auxiliar numa torre de resfriamento seca. Esta água troca calor com o vapor do ciclo termodinâmico e, posteriormente, é resfriada ao entrar em contato com o fluxo de

ar – o qual é facilitado pela utilização de uma torre de concreto (torre seca – retornando para resfriar um novo ciclo de geração. A **figura 18** mostra o funcionamento do sistema de resfriamento a ar indireto, que utiliza torre seca.

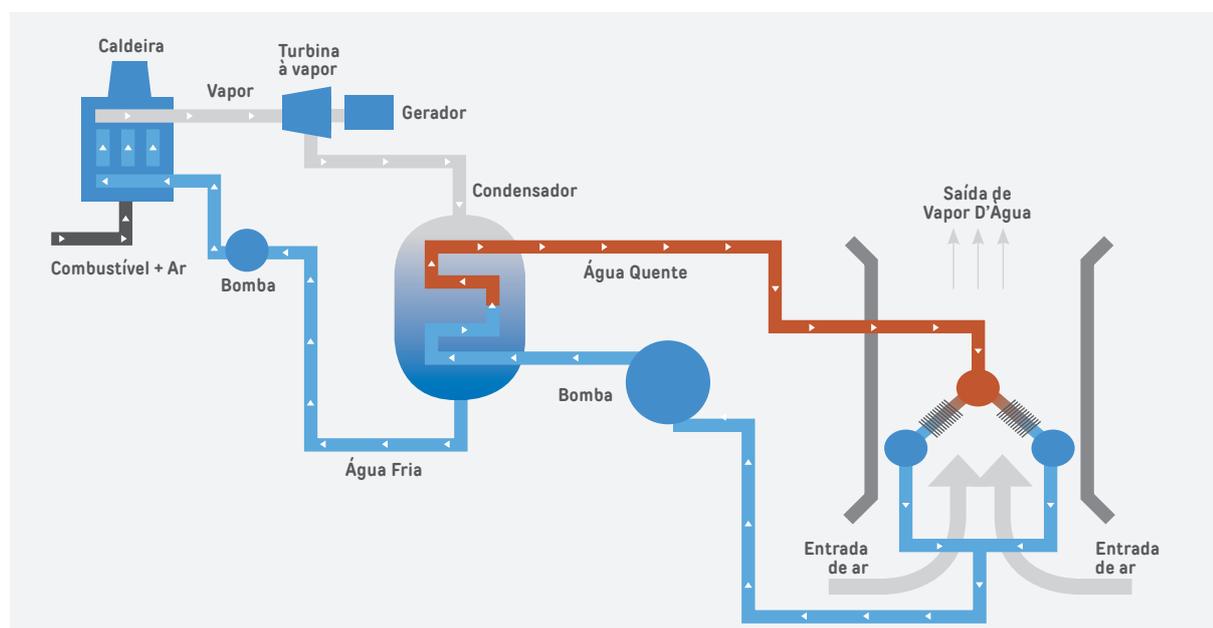


Figura 18 - Sistema de resfriamento a ar indireto

É possível ter uma ideia das dimensões de um sistema de resfriamento a ar indireto na imagem da **figura 19**, que mostra a Usina Termelétrica Kendal, localizada na África do Sul com as torres secas à esquerda. Uma vez que o objetivo desse estudo é comparar os sistemas de resfriamento a água e ar, é importante destacar os seguintes aspectos do resfriamento a ar:

- Os custos iniciais são mais elevados comparativamente aos demais sistemas de resfriamento, podendo aumentar entre 4 e 15% o custo de capital da planta⁴. Quanto aos custos comparativos de operação,

dependem de um conjunto de fatores, como a cobrança pelo uso da água, custos dos sistemas de tratamento da água captada, nível de controle da poluição nos efluentes, etc.

- A eficiência dos sistemas de resfriamento a ar é bastante influenciada pela temperatura e umidade do ambiente. Em dias muito quentes podem ocorrer perda de potência, o que pode diminuir de 1 a 2% o total de energia gerada ao longo do ano (MAULBETSCH e DiFILIPPO, 2006).



Figura 19 – Usina Termelétrica Kendal (4116 MW), África do Sul

É importante destacar, no entanto, que, a demanda por condensadores a ar para centrais termelétricas está em expansão em todo o mundo. Além de uma significativa queda nos custos destes sistemas, verificadas em anos recentes, este crescimento na demanda tem sido provocado por regulações ambientais mais exigentes. Um pequeno decréscimo na eficiência da planta é compensado pela redução no impacto ambiental, que, por sua vez, aumenta a flexibilidade locacional das usinas. Há dezenas de usinas de grande porte com sistema de resfriamento a ar operando em outros países e regiões, especialmente na África do Sul, China, EUA e Europa.

Na África do Sul, há grandes usinas, com capacidade superior a 4.000 MW, operando com

sistemas de resfriamento a ar por meio de torres secas de circulação forçada.

A China adotou sistemas de resfriamento a ar como mandatória em regiões de escassez hídrica, como parte das políticas ambiental e de fortalecimento da indústria nacional.

Novas gerações de materiais e melhorias termodinâmicas levaram a uma redução de custos dos sistemas, tornando o país líder mundial no fornecimento de condensadores a ar. Em 2013, a China atingiu a marca de 127 GW de capacidade instalada térmica operando com condensadores a ar, sendo que este sistema de resfriamento foi adotado em 44% da capacidade adicional instalada naquele ano (YANG et al., 2014). De acordo com a Agência Internacional de Energia, esti-

⁴ Usou-se como referencial dois estudos realizados nos EUA – um do Electric Power Research Institute (EPRI, 2004) e outro de Maulbetsch e Di Filippo (2006). Infelizmente, não foram encontrados estudos semelhantes feitos para a realidade brasileira.

ma-se que, em 2040, a China tenha mais de 350 GW instalados de usinas termelétricas operando com resfriamento a ar (OCDE/IEA, 2015).

Analogamente, os EUA vivenciaram um aumento substancial do uso de condensadores a ar a partir de 2010. No fim de 2014, o país apresentava 30,4 GW de usinas operando com sistemas de resfriamento a ar (YANG et al., 2014).

No Brasil, existe somente uma usina que utiliza resfriamento a ar. Trata-se da usina Presiden-

te Médici, em Candiota, no Rio Grande do Sul, que possui um sistema de resfriamento a ar indireto (torre seca), como mostra a **figura 20**. A fase A da usina, inaugurada em 1974, possui duas unidades geradoras com potência total de 126 MW, resfriada a água. Em 1986, entrou em operação a fase B da usina, com 320 MW, divididos em duas unidades geradoras, totalmente resfriadas com sistema a ar indireto.



Figura 20 - Usina Presidente Médici, Candiota - Rio Grande do Sul. Fonte: CGTEE.

1.2.4 Sistema de resfriamento híbridos

Os sistemas de resfriamento híbrido operam com elementos de ambos os tipos de sistema de resfriamento, a ar e a água, sendo estes utilizados individualmente ou simultaneamente visando melhores performances. Desta forma, pode-se aproveitar a eficiência do resfriamento úmido nos dias de calor e a conservação de água por parte do sistema de resfriamento seco no

resto do ano. Trata-se de um sistema que ainda não é amplamente usado, em especial devido aos custos mais elevados quando comparados com os demais. Ainda, é necessário considerar que há um consumo significativo de água, principalmente durante os meses de verão e que os sistemas híbridos também estão sujeitos a manutenção e operação de ambos os tipos de sistemas, úmido e seco.

1.3 Indicadores do uso de água em usinas termelétricas

Muitas publicações têm apresentado estimativas de uso de água em usinas termelétricas, utilizando uma variedade de fontes: estudos teóricos, relatórios de agências governamentais, institutos de pesquisa, processos de licenciamento ambiental, etc. Neste trabalho optou-se por utilizar o tra-

balho de Delgado e Herzog (2003), que desenvolveram um modelo geral, para calcular com razoável precisão o uso da água em usinas termelétricas, a partir de sua estreita relação com o sistema de resfriamento e com a eficiência da planta⁵.

A correlação entre uso de água e eficiência para

⁵ Na maioria dos casos, o uso de água nas usinas é determinado principalmente pelo tipo de sistema de resfriamento adotado, assim, para plantas de mesma capacidade, o sistema de resfriamento utilizado tem maior efeito sobre o uso de água do que a eficiência da planta. Por outro lado, para plantas de mesma capacidade e mesmo sistema de resfriamento, a eficiência tem grande efeito sobre o uso de água.

sistema de resfriamento com circulação aberta de água e para torres úmidas é mostrada nos gráficos das **figuras 21 e 22**. Percebe-se que o aumento da eficiência reduz a quantidade de calor rejeitada no condensador da usina e, por consequência, reflete em um menor consumo de água no sistema de resfriamento. A variabilidade no uso de água para eficiências semelhantes mostrada nos gráficos, é atri-

buída ao remanescente 5% – 15% de água que não são utilizados nos sistemas de resfriamento e destinados a outros usos na planta (estão associados a especificidade de cada tecnologia de geração).

Os gráficos das **figuras 21 e 22** foram utilizados como referência para estimar o uso de água nas usinas termelétricas brasileiras, assunto a ser discutido no próximo capítulo.

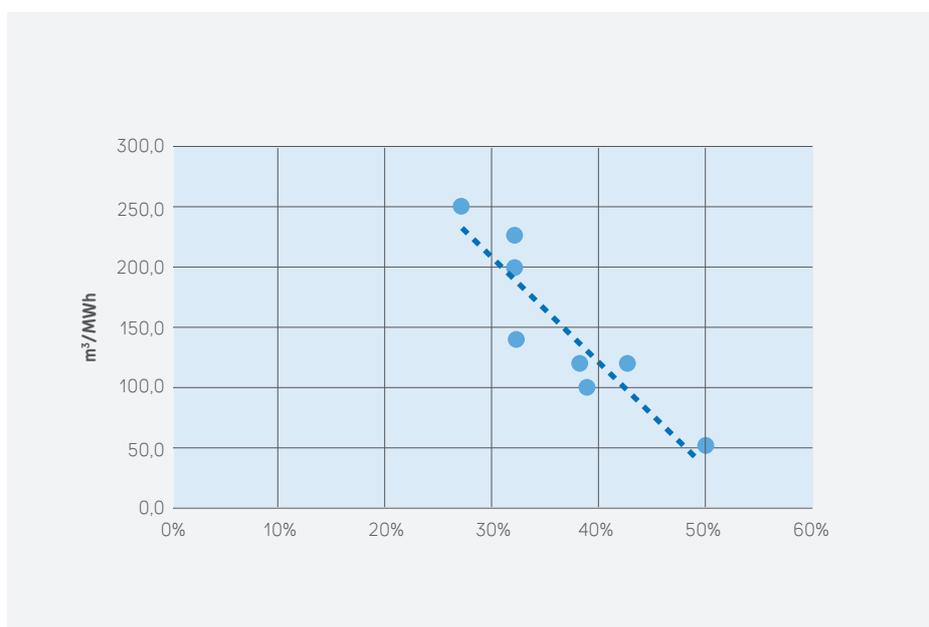


Figura 21 – Demanda específica de água (m³/MWh) em usinas termelétricas resfriadas com circulação aberta de água

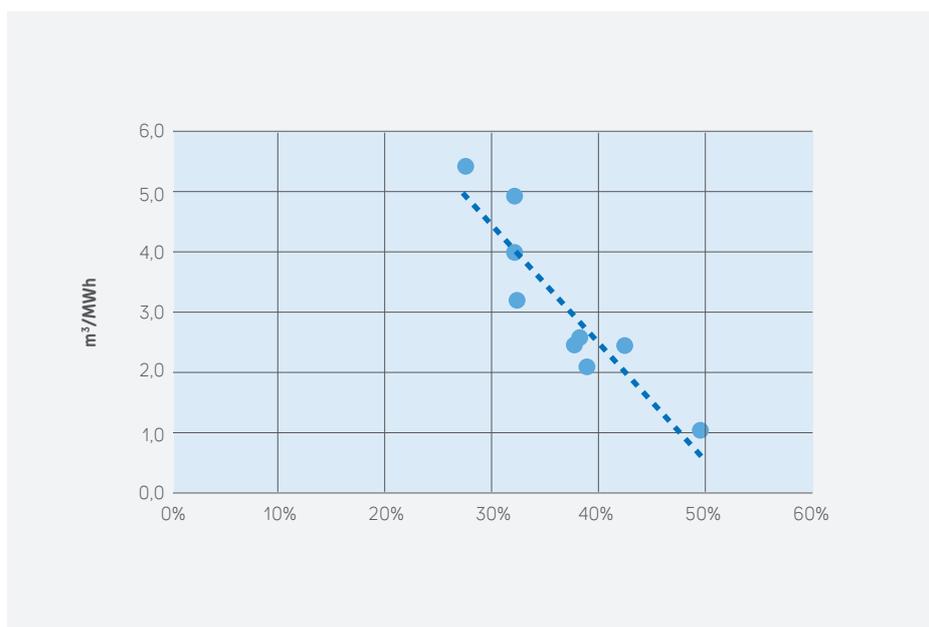


Figura 22 – Demanda específica de água (m³/MWh) em usinas termelétricas resfriadas com torres úmidas

2. Perfil do parque termoelétrico brasileiro

2.1 Metodologia para estimar o uso de água no parque termelétrico brasileiro

O Brasil tem atualmente pouco mais de 42 GW de capacidade instalada termoelétrica, distribuída entre usinas térmicas operadas a combustíveis fósseis, biomassa e nuclear (ANEEL, 2016). A capacidade instalada termelétrica de origem fóssil corresponde a 26,8 GW (64%)⁶; distribuídos em 2.217 unidades geradoras operando com derivados de petróleo – a maioria são geradores de pequeno porte, a diesel; 152 unidades a gás natural, 23 a carvão mineral e uma única usina movida a calor de processo com origem em outros combustíveis fósseis. Quanto à biomassa, a capacidade instalada é de 13,4 GW (31%), predominando usinas operando com bagaço de cana (10,7 GW), complementadas por unidades operando com uma grande diversidade de fontes energéticas como resíduos agroindustriais, biocombustíveis líquidos, florestas energéticas, resíduos animais e resíduos sólidos urbanos. A capacidade instalada nuclear é de 2 GW distribuídos em 2 usinas (Angras I e II).

Não existem informações sistematizadas, e disponíveis para o uso público, sobre a vazão de água utilizada pelas usinas termelétricas em operação no Brasil. Por essa razão, o IEMA selecionou, dentre as usinas termelétricas que operam com combustíveis fósseis, as 70 usinas termelétricas com potência superior a 100 MW, com a finalidade de identificar, uma a uma, a eficiência e a tecnologia de resfriamento utilizada por elas. Após este processo, estimamos a vazão captada, bem como as perdas de água em cada uma das unidades de geração.

Esta amostra de usinas totaliza 21,1GW, correspondendo a 50% da capacidade total de geração termoelétrica e 81,1% da capacidade termoelétrica fóssil instalada no país. As unidades selecionadas representam 93,2% das usinas a gás natural, 91,8% das usinas a carvão mineral e 55,6% das usinas a derivados de petróleo. A menor representatividade das usinas a derivados de petróleo se deve ao fato de os geradores de pequeno porte não serem considerados nesta análise. A **figura 23** mostra a distribuição das usinas analisadas, por tipo de combustível.

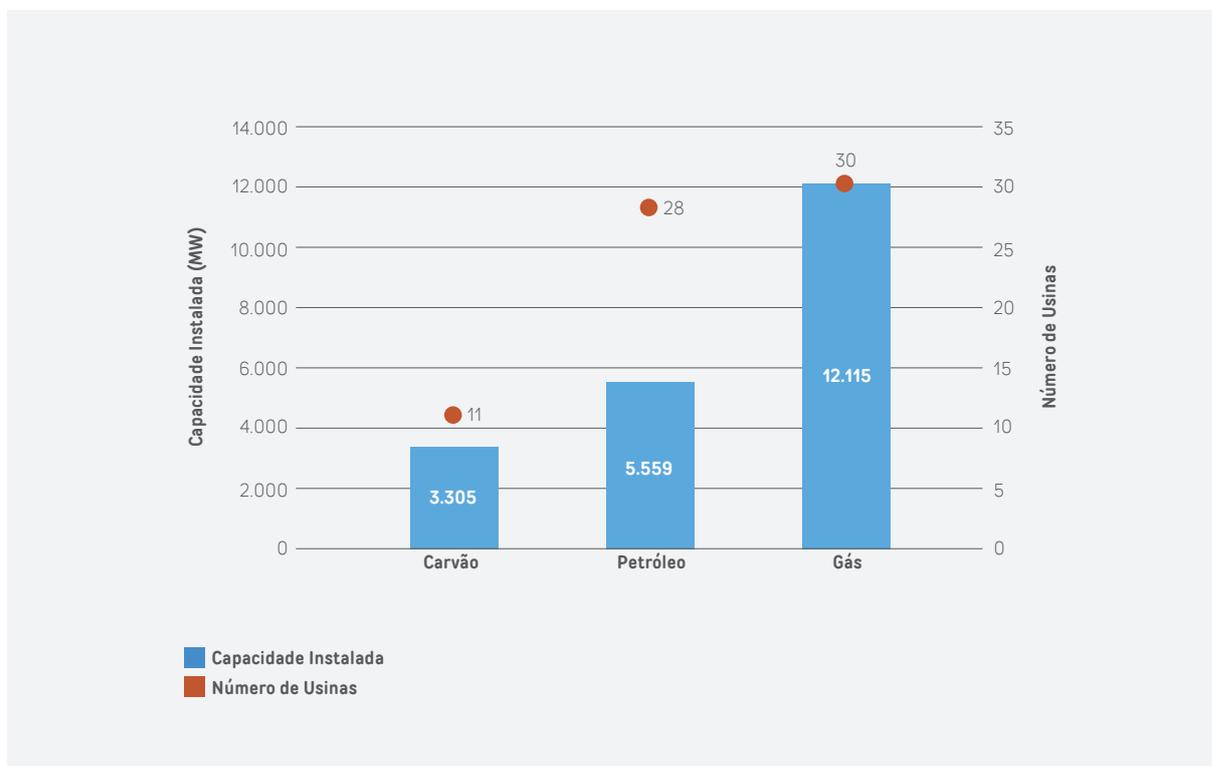


Figura 23 - Distribuição de combustíveis das usinas térmicas fósseis brasileiras com capacidade instalada superior a 100 MW
Fonte: Elaborado a partir do BIG (ANEEL, 2016)

⁶ Dados fornecidos pelo Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica. Acessado em 30 de setembro de 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>

Infelizmente, também não estão sistematizadas e disponíveis para o público, informações sobre os sistemas de resfriamento utilizados pelas usinas termelétricas em operação no Brasil. Para obter estas informações, o IEMA realizou pesquisas em imagens de satélite, páginas eletrônicas

das usinas termoeleétricas e dos empreendedores e nos respectivos estudos de impacto ambiental. Os resultados, conforme mostra a **figura 24**, indicam que quase todas as usinas utilizam sistemas de resfriamento à água, principalmente torres de resfriamento úmidas.

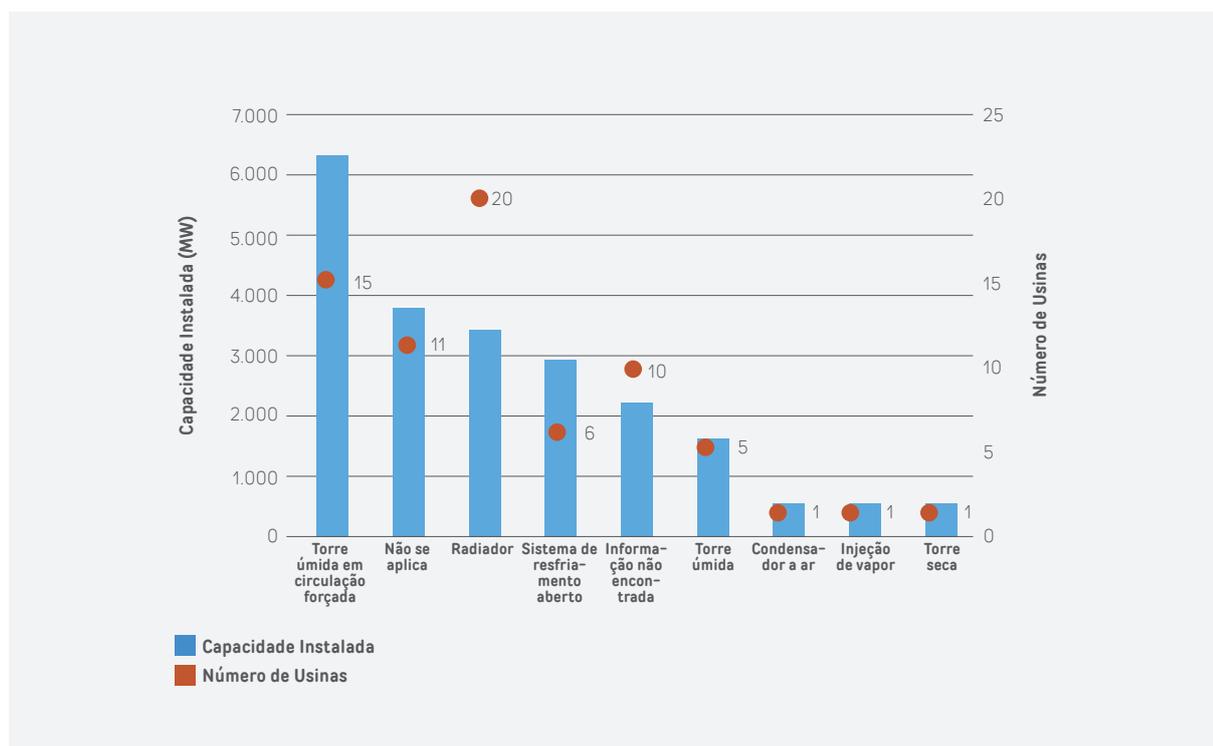


Figura 24 – Distribuição das UTEs maiores do que 100 MW em operação no Brasil, por sistema de resfriamento

O uso específico de água (m³/MWh) foi definido a partir do **figuras 21 e 22** apresentadas no **capítulo 1**. A **tabela 1** sintetiza os indicadores a

serem utilizados, de acordo com uma eficiência média para as plantas de geração, para estimar a demanda de água nas termelétricas em operação.

Tabela 1 – Indicadores de uso de água

Combustível	Sistema de resfriamento	Eficiência	Captação (m ³ /MWh)	Perdas (m ³ /MWh)
Gas Natural - Ciclo Combinado	Circulação aberta	50%	52	0,4
	Torre úmida		0,9	0,7
Carvão mineral, óleo diesel e óleo combustível	Circulação aberta	34%	130	1,5
	Torre úmida		2,85	2,5
Todos	Torre seca		Insignificante	Insignificante

2.2 Demanda de água nas usinas termelétricas em operação no Brasil

As 70 usinas com potência igual ou superior a 100 MW estão localizadas em vários estados brasileiros sendo a maioria situada nos estados do Rio de Janeiro (8 usinas – 5.390MW), Bahia (8 usinas – 1.409MW), Maranhão (6 usinas – 1.543MW), São Paulo (6 usinas – 1.409MW) e Pernambuco (5 usinas – 1.394MW).

Para compreender o impacto que o uso de água pelas usinas termelétricas provoca na disponibilidade hídrica das bacias hidrográficas onde estão localizadas, são necessários estudos aprofundados específicos, que fogem ao escopo deste trabalho. Alternativamente, o IEMA utilizou informações disponibilizadas pela Agência Nacional de Águas (ANA), que adota um conjunto de critérios para definir o nível de criticidade de bacias hidrográficas, tanto em termos de disponibilidade hídrica como em termos de qualidade da água (ANA, 2016).

Para análise quantitativa, a ANA utiliza a relação entre a demanda consuntiva total (obtida por meio das outorgas existentes) e a disponibilidade hídrica dos rios (MMA, 2011). O estresse

quantitativo é verificado nas situações em que há problemas de disponibilidade de água, ou seja, as vazões encontradas nos recursos hídricos já não são suficientes para o atendimento da demanda dos diferentes usos pretendidos em uma determinada região. Esta escassez é resultante, em geral, de um conjunto de fatores tanto físicos (baixos índices de precipitação, altas taxas de evapotranspiração, etc.) quanto socioeconômicos (aumento da demanda de água).

Comparando-se os dados disponibilizados pela ANA no Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH) bem como pelo seu relatório “Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil” (ANA, 2015), e comparando-os com os usos de água estimados das usinas termelétricas e sua localização, algumas conclusões gerais, porém úteis, podem ser tiradas a nível regional, conforme demonstram as **figuras 25 a 28**.

Ainda, as **tabelas 2 a 5** apresentam a captação e as perdas de água estimadas para as usinas termelétricas em operação nas regiões Sudeste, Sul, Norte, Centro-Oeste e Nordeste com potência igual ou superior a 100 MW, operando com combustíveis fósseis.

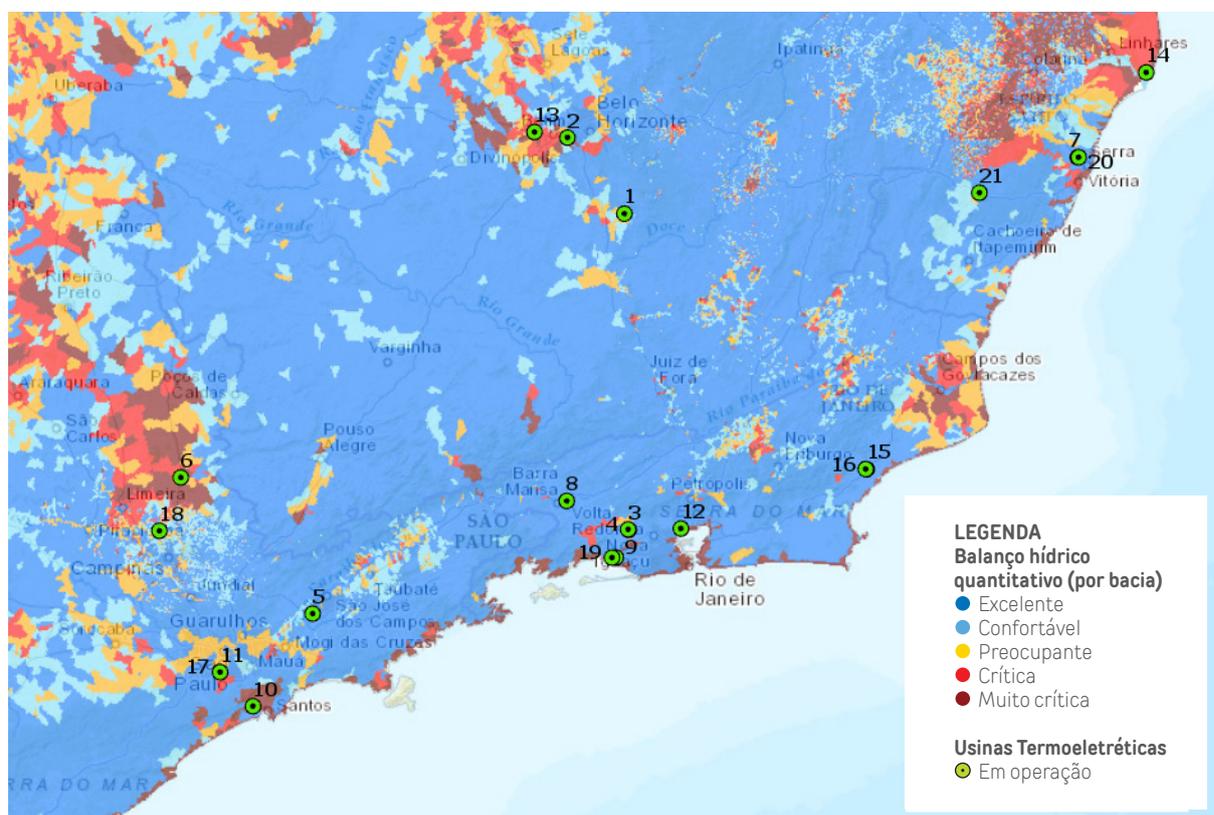


Figura 25 – Localização das UTEs acima de 100 MW conforme o nível de criticidade quantitativa das bacias hidrográficas da região Sudeste
Fonte: IEMA, 2016.

Tabela 2 – Indicadores de uso d’água desenvolvidos para as usinas termoeletricas localizadas na região Sudeste

ID	Nome da Usina	Capacidade Instalada (MW)	Situação da Região	Captação ² (m ³ /h)	Captação ² (1000 hab.)	Perdas ² (m ³ /h)	Perdas ² (1000 hab.)
1	Açominas	102,89	Preocupante	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
2	Aureliano Chaves (Antiga Ibirité)	226,00	Muito crítica	203,40	25,32	158,20	19,69
3	Baixada Fluminense	530,00	Preocupante	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
4	Barbosa Lima Sobrinho (Antiga Eletrobolt)	385,90	Preocupante	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
5	Celpav IV	138,68	Excelente	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
6	Cogeração International Paper – Fases I e II	138,17	Preocupante	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
7	CST	225,10	Excelente	641,54	79,86	562,75	70,05
8	CTE II	177,97	Excelente	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
9	Do Atlântico	490,00	Muito crítica	63700,00	7929,46	735,00	91,49
10	Euzébio Rocha (Antiga Cubatão – CCBS)	249,90	Muito crítica	224,91	28,00	174,93	21,78
11	Fernando Gasparian (Antiga Nova Piratininga)	386,08	Crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
12	Governador Leonel Brizola (Antiga TermoRio)	1058,30	Excelente	952,47	118,56	740,81	92,22
13	Igarapé	131,00	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
14	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (Antiga Linhares)	204,00	Crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
15	Mário Lago (Antiga Macaé Merchant)	922,62	Confortável	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento.			
16	Norte Fluminense	826,78	Confortável	744,10	92,63	578,75	72,04
17	Piratininga	390,00	Crítica	50700,00	6311,20	585,00	72,82
18	Refinaria de Paulínea – REPLAN	106,67	Preocupante	96,00	11,95	74,67	9,29
19	Santa Cruz	1000,00	Muito crítica	52000,00	6473,03	400,00	49,79
20	Sol	147,30	Excelente	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
21	Viana	174,60	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento.			

(1) Fonte: IEMA, 2016. (2) Usina operando a plena carga. (3) Fonte: De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS, 2016), o consumo médio de água na região Sudeste é de 192,8 m³/dia/hab.

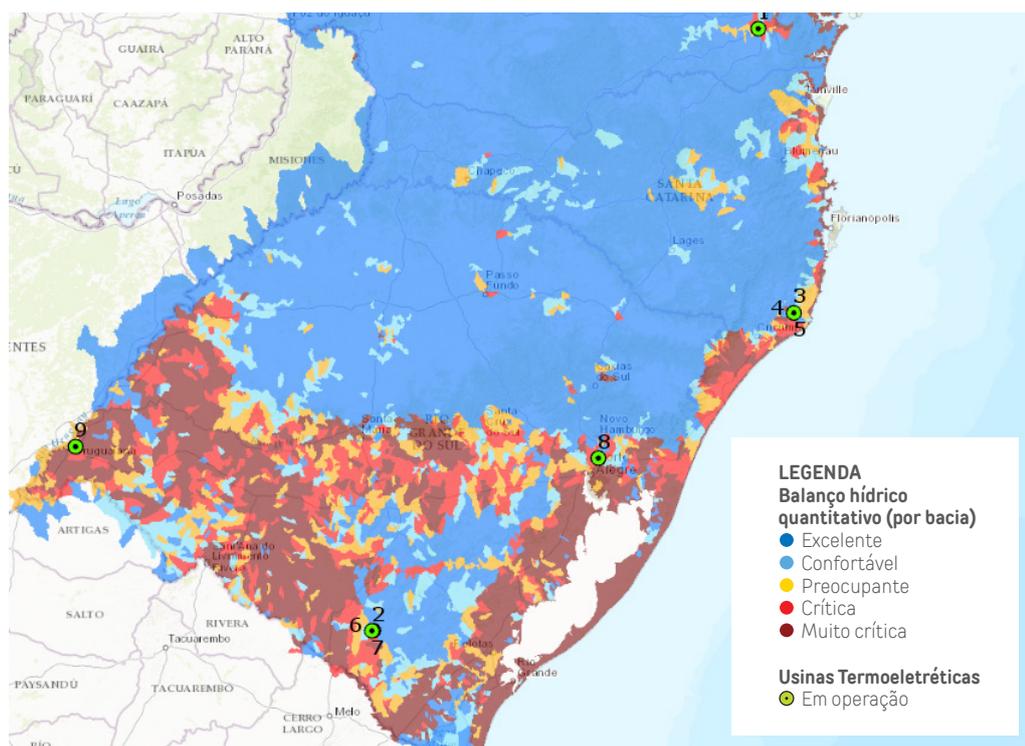


Figura 26 – Localização das UTEs acima de 100 MW conforme o nível de criticidade quantitativa das bacias hidrográficas da região Sul. Fonte: IEMA, 2016.

Tabela 3 - Indicadores de uso d'água desenvolvidos para as usinas termoeletricas localizadas na região Sul

ID	Nome da Usina	Capacidade Instalada (MW)	Situação da Região	Captação ² (m ³ /h)	Captação ² (1000 hab.)	Perdas ² (m ³ /h)	Perdas ² (1000 hab.)
1	Araucária	484,15	Confortável	435,74	70,19	338,91	54,59
2	Candiota III	350,00	Muito crítica	997,50	160,67	875,00	140,94
3	Jorge Lacerda I e II	232,00	Excelente	30160,00	4857,99	348,00	56,05
4	Jorge Lacerda III	262,00	Excelente	34060,00	5486,17	393,00	63,30
5	Jorge Lacerda IV	363,00	Excelente	1034,55	166,64	907,50	146,17
6	Presidente Médici A	446,00	Muito crítica	359,10	57,84	315,00	50,74
7	Presidente Médici B	446,00	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração utiliza ar como fluido de troca térmica			
8	Sepé Tiaraju (Antiga Canoas)	248,57	Crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
9	Uruguiana	639,90	Muito crítica	575,91	92,76	447,93	72,15

(1) Fonte: IEMA, 2016. (2) Usina operando a plena carga. (3) Fonte: De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS, 2016), o consumo médio de água na região Sul é de 149,0 m³/dia/hab.

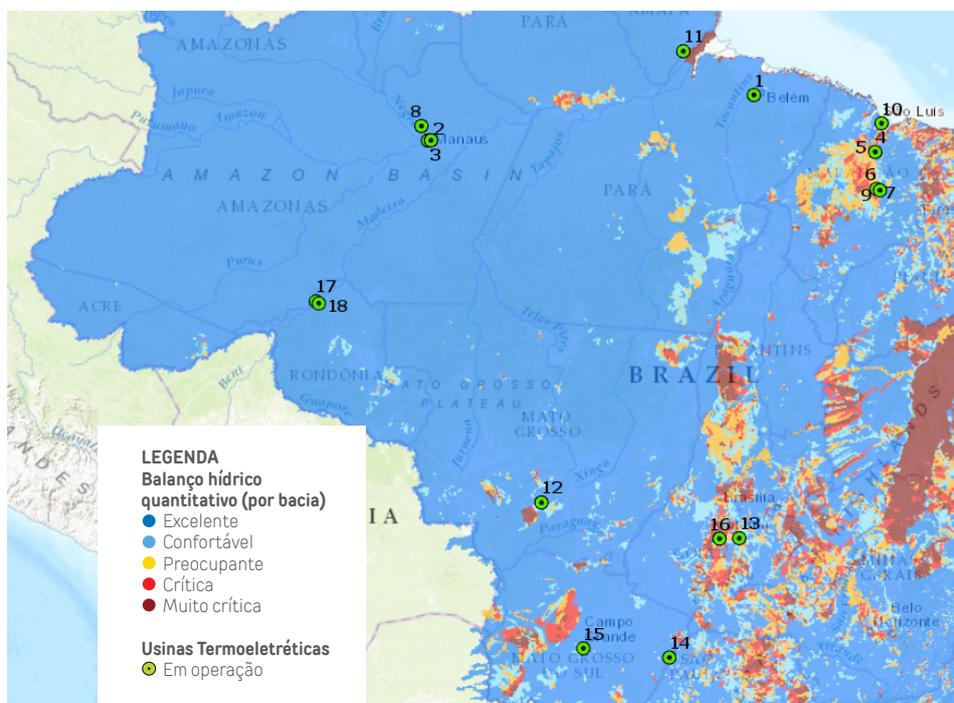


Figura 27 - Localização das UTEs acima de 100 MW conforme o nível de criticidade quantitativa das bacias hidrográficas das regiões Centro-Oeste e Norte. Fonte: IEMA, 2016.

Tabela 4 – Indicadores de uso d’água desenvolvidos para as usinas termoeletricas localizadas nas regiões Norte e Centro-Oeste

ID	Nome da Usina	Capacidade Instalada (MW)	Situação da Região	Captação ² (m ³ /h)	Captação ² (1000 hab.)	Perdas ² (m ³ /h)	Perdas ² (1000 hab.)
1	Alunorte	103,85	Crítica	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
2	Aparecida Parte I	240,74	Excelente	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
3	Electron (TG)	121,12	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
4	Geramar I (Antiga Tocantinópolis)	165,87	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
5	Geramar II (Antiga Nova Olinda)	165,87	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
6	Maranhão IV (Antiga MC2 Joinville)	337,60	Confortável	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
7	Maranhão V (Antiga MC2 João Neiva)	337,60	Confortável	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
8	Mauá	462,56	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
9	MC2 Nova Venécia 2	176,20	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
10	Porto do Itaqui (Antiga Termomaranhão)	360,14	Muito crítica	1026,39	157,65	900,34	138,29
11	Santana	177,74	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
12	Cuiabá (Antiga Mário Covas)	529,20	Excelente	476,28	73,16	370,44	56,90
13	Goiânia II	140,00	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
14	Luiz Carlos Prestes (Antiga Três Lagoas)	385,82	Muito crítica	347,24	53,34	270,07	41,48
15	Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	206,35	Preocupante	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
16	Palmeiras de Goiás	175,56	Crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
17	Rio Madeira	119,35	Excelente	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
18	Termo Norte II	426,53	Excelente	Informações necessárias para cálculo não encontradas			

(1) Fonte: IEMA, 2016. (2) Usina operando a plena carga. (3) Fonte: De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS, 2016), o consumo médio de água na região Norte e Centro-Oeste é de 156,25 m³/dia/hab.

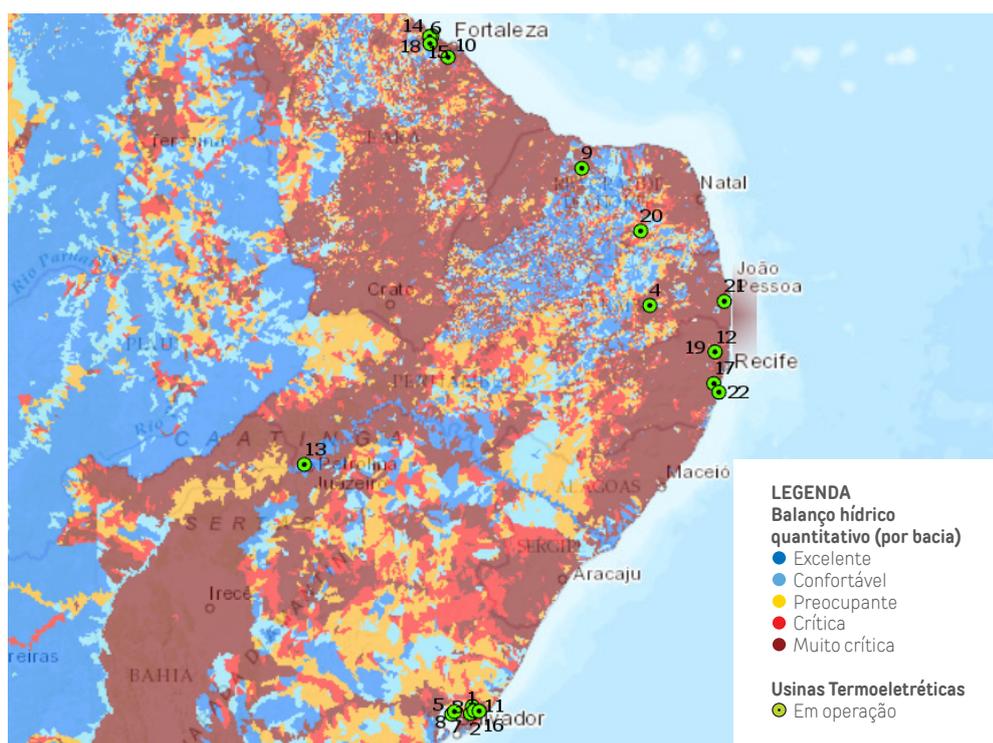


Figura 28 – Localização das UTEs acima de 100 MW conforme o nível de criticidade quantitativa das bacias hidrográficas da região Nordeste.
Fonte: IEMA, 2016.

Tabela 5 - Indicadores de uso d'água desenvolvidos para as usinas termoeletricas localizadas na região Nordeste

ID	Nome da Usina	Capacidade Instalada (MW)	Situação da Região	Captação ² (m ³ /h)	Captação ² (1000 hab.)	Perdas ² (m ³ /h)	Perdas ² (1000 hab.)
1	Arembepe (Antiga Camaçari Pólo de Apoio I)	150,00	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
2	Camaçari / Braskem	130,71	Muito crítica	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
3	Camaçari / CHESF	360,00	Preocupante	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
4	Campina Grande	169,08	Preocupante	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
5	Celso Furtado (Antiga Termobahia Fase I)	185,89	Muito crítica	167,30	31,89	130,12	24,81
6	Fortaleza	346,63	Muito crítica	311,97	59,47	242,64	46,25
7	Global I	148,80	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
8	Global II	148,80	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
9	Jesus Soares Pereira (Antiga Vale do Açú)	322,97	Muito crítica	Informações necessárias para cálculo não encontradas			
10	Maracanaú I	168,00	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
11	Muricy (Antiga Camaçari Muricy I)	147,15	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
12	Pernambuco III	200,79	Confortável	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
13	Petrolina	136,20	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
14	Porto do Pecém I (Antiga MPX)	720,27	Muito crítica	2052,78	391,32	1800,69	343,26
15	Porto do Pecém II	365,00	Crítica	1040,25	198,30	912,50	173,95
16	Rômulo Almeida Unidade I (Antiga Usina de Cogeração Camaçari - FAFEN Energia)	138,02	Preocupante	124,22	23,68	96,61	18,42
17	Suape II	381,26	Preocupante	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
18	Termo Ceará	220,00	Muito crítica	198,00	37,74	154,00	29,36
19	Termomanaus	143,04	Confortável	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração utiliza ar como fluido de troca térmica			
20	Termonordeste	170,85	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
21	Termoparaíba	170,85	Muito crítica	Volume extremamente baixo. Tecnologia de geração não demanda grandes sistemas de resfriamento			
22	Termopernambuco	532,76	Muito crítica	27703,31	5281,01	213,10	40,62

(1) Fonte: IEMA, 2016. (2) Usina operando a plena carga. (3) Fonte: De acordo com o Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS, 2016), o consumo médio de água na região Nordeste é de 125,9 m³/dia/hab.

O nível de criticidade de uma bacia hidrográfica revela-se um importante indicador do risco de ocorrência de conflitos pelos usos dos recursos hídricos. Com efeito, em regiões críticas, estes já são uma realidade, sendo comum disputas entre setores (irrigação, abastecimento público, indústria, geração elétrica, etc.) ou mesmo situações de inequidade no acesso aos recursos hídricos. Dado que muitas termoeletricas estão localizadas, ou pretendem se localizar, em regiões onde já ocorrem situações de estresse hídrico, é de se esperar acirramento de conflitos pelo uso da água.

Ao que parece, as decisões acerca do porte, tecnologia e localização das usinas não levaram em conta, previamente, a situação ambiental das regiões onde foram instaladas. Diante da inadequada situação dos recursos hídricos em várias bacias hidrográficas, é de se questionar como foi feita a avaliação do impacto das usinas térmicas na disponibilidade hídrica. Por exemplo, há bacias onde se constatou pelo menos 4 usinas em operação, mas que carecem de planos de bacia e que já apresentam algum nível de criticidade quali-quantitativa de água.

Considerações Finais

Ao longo desta Nota Técnica, buscamos chamar a atenção para quatro questões principais. A primeira diz respeito à constatação de que a geração termoelétrica configura uma importante fonte de demanda por água, particularmente em função do sistema de resfriamento adotado. Nos sistemas de resfriamento aberto, os consumos podem variar entre 40 e 250 m³/MWh, o que pode corresponder ao desvio de volume significativo de um curso d'água. Nas térmicas com circulação semifechada em torres úmidas, ainda que os volumes captados sejam menores – entre 2 e 5 m³/MWh, entre 70 e 80% deste montante evapora, havendo perda do recurso hídrico na bacia hidrográfica. Em ambos os casos, trata-se de um volume de captação muitas vezes superior ao correspondente ao abastecimento público de pequenas e médias cidades.

A segunda diz respeito à constatação de que já há no mercado tecnologias de resfriamento que demandam menos água. Os sistemas híbridos, por exemplo, têm-se revelado como alternativas em crescente uso em outros países do mundo, a exemplo da África do Sul, China, Japão e EUA. No Brasil, esta tecnologia praticamente não tem sido considerada, em parte, em função de custos maiores comparativamente aos sistemas de resfriamento a água.

Avaliando-se a regulação, essa avaliação de custos pode e deve avançar. Isso deve acontecer na medida em que é preciso incluir também os custos associados aos impactos provocados pela escassez hídrica, bem como a cobrança pelo uso da água, instrumento já previsto na legislação.

A terceira questão vem à tona quando se avalia o perfil das grandes térmicas em operação no Brasil, já que dois pontos sinalizam uma potencial preocupação. A maior parte dessas usinas opera com sistemas de resfriamento de circulação semifechada em torres úmidas, sendo que

muitas dessas térmicas localizam-se em bacias hidrográficas a apresentarem altos níveis de criticidade hídrica quantitativa. Daí que se revela importante avaliar, num próximo passo, se qual o impacto destas usinas no uso da água nas regiões onde se localizam, principalmente considerando o potencial de conflitos com outros usos d'água.

A direta relação entre geração termoelétrica e uso de água levanta uma quarta questão – a necessidade de maior integração entre o planejamento do setor elétrico e a política ambiental e de recursos hídricos. Com a perspectiva de expansão do parque termoelétrico no Brasil, aumenta também o risco de agravamento de conflitos pelo uso da água, o que não se mostra desejável nem do ponto de vista do setor elétrico, muito menos da gestão de recursos hídricos.

Por fim, outra questão que deve ser colocada refere-se à insuficiente disponibilidade de dados e informações, tanto sobre o perfil técnico do parque termoelétrico, quanto sobre a aplicação dos instrumentos de gerenciamento de recursos hídricos. Para o desenvolvimento desta Nota Técnica, foi realizada uma árdua e demorada busca por informações, como, por exemplo, os sistemas de resfriamento adotados nas térmicas brasileiras ou o ciclo termodinâmico das usinas. Muitas vezes, fomos obrigados a recorrer a fontes não oficiais. Também não se conseguiu acesso a todas as outorgas de direito de uso de recursos hídricos concedidas, o que dificultou o levantamento mais acurado de informações.

Tais informações são relevantes e públicas, razão pela qual o IEMA recomenda aos órgãos públicos que as possuem e sistematizam avançar em suas ferramentas de disponibilização da informação. Com isso ganhamos todos – o poder público com a transparência, os pesquisadores com o acesso ágil ao dado e a sociedade em geral com o acesso à informação pública de relevância.

Referências

ANEEL. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 30 set 2016.

ANA. Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos. Disponível em: <http://www.snirh.gov.br>. Acesso em 30 set 2016.

ANA. Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil – informe 2015. Brasília: Agência Nacional de Água, 2015.

BROOKS, F.J. GE Gas Turbine Performance Characteristics. GE Power Systems, GER-3567H. New York: Schenectady, 2000.

DELGADO, A.; HERZOG, H. J. A simple model to help understand water use at power plants. Massachusetts Institute of Technology: Energy Institute, 2012.

EPRI – Electric Power Research Institute. Comparison of Alternate Cooling Technologies for U.S. Power Plants: Economic, Environmental, and Other Tradeoffs, 2004. Disponível em: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001005358>. Acesso em: 20 de maio de 2016.

GALLO, W.L.R. “A comparison between the HAT cycle and other gas turbine based cycles: efficiency, specific power and water consumption”. Energy Conversion and Management, v.38 (15-17), 1997, pp.1595-1604.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004. Volume 1.

MAULBETSCH, J. S; DiFILIPPO, M.N. Cost and Value of Water Use at Combined cycle Power Plants, 2006. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-500-2006-034/CEC-500-2006-034.PDF>. Acesso em: 20 de maio de 2016.

International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2015. Paris, 2015.

MMA – MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE. Painel Nacional de Indicadores Ambientais, 2011. Disponível em: http://www.mma.gov.br/pnia/Arquivos/Temas/Recursos_Hidricos_RHI/2_Qualidade/RHI_2_2_A/Sintese_RHI_2_2.pdf. Acesso em: 12 de abril de 2016.

SNIS. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento. Disponível em: <http://www.snis.gov.br/component/content/article?id=109>. Acesso em 30 set 2016.

YANG, C.; SUN, R.; JACKSON, R. B. Air-cooled Thermoelectric Power in China and in the United States, 2014. Disponível em: <http://people.duke.edu/~cy42/Air-cooling.pdf>. Acesso em: 12 de abril de 2016.

Para mais informações, acesse:
energiaambiente.org.br/publicacoes

Contato
Kamyla Borges - Coordenadora de Energia
kamyla@energiaambiente.org.br