



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCISCO CARLOS DE CASTRO ANDRADE

CENÁRIOS PARA O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E IMPACTO HÍDRICO
DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO NO ANO DE 2050

FORTALEZA

2019

FRANCISCO CARLOS DE CASTRO ANDRADE

**CENÁRIOS PARA O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E IMPACTO HÍDRICO
DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO NO ANO DE 2050**

Trabalho final de curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A567c Andrade, Francisco Carlos de Castro.

Cenários para o consumo de energia elétrica e impacto hídrico do Semiárido brasileiro no ano de 2050 / Francisco Carlos de Castro Andrade. – 2019.
74 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

1. Geração de energia elétrica em 2050. 2. Semiárido brasileiro. 3. Impacto hídrico. 4. Consumo de energia elétrica em 2050. 5. Consumo de água. I. Título.

CDD 621.3

FRANCISCO CARLOS DE CASTRO ANDRADE

**CENÁRIOS PARA O CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA E IMPACTO HÍDRICO
DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO NO ANO DE 2050**

Trabalho final de curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

Aprovada em: ____/____/____

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Nátalie da Silva Uchôa

Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

O mais importante agradecimento é dedicado a Deus que, por sua grande misericórdia e graça, concedeu meu sustento, saúde e força para a conclusão desse curso. Tudo tem seu tempo determinado, e há tempo para todo o propósito debaixo do céu. (Eclesiastes 3:1)

Aos meus pais, Francisco e Antônia, que sempre prezaram pelos estudos dos seus filhos, nunca mediram esforços para darem aos filhos uma educação de qualidade. Por todo o apoio que me deram nessa minha caminhada acadêmica, na formação do meu caráter e por sempre me incentivarem a ter uma formação.

À minha irmã, pelo apoio e incentivo que me deu para a conclusão desse curso, pela paciência e compreensão enquanto eu estudava e pelo auxílio de muitas maneiras quando precisei, cedendo até seu computador.

Aos meus avós Carlos (*in memoriam*) e Maria Neci, pelo lar amoroso que me proporcionaram, por me repreenderem sempre que foi necessário e pelo cuidado para comigo.

Às minhas tias Ana, Conceição, Ilza, Ilzete por sempre estarem presentes na minha vida, pelos seus conselhos e orientações.

À Thainá, minha namorada e melhor amiga, pela sua paciência, por suas palavras de consolo, pelo seu apoio, por suas palavras de motivação, por sempre acreditar em mim. Muito obrigado pelo seu companheirismo nos últimos 11 anos da nossa amizade, ter você na minha vida é sem dúvidas uma das maiores bênçãos que Deus me concedeu, sem você eu não teria chegado tão longe. Gostaria de dizer que essa vitória é nossa, porém ela é mais sua do que minha.

Ao professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho por idealizar esse trabalho e pela excelente orientação, sempre disponível para esclarecer dúvidas e dar sugestões.

Ao professor Dr. Raimundo Furtado Sampaio e Engenheira Nátalie da Silva Uchôa por terem sido solícitos e pela sua contribuição para com esse trabalho.

Aos meus amigos e irmãos, Emerson (Fifilho), Rickardo (Jr), Lucas Pereira (Pecém), pela amizade, companheirismo, ensinamentos, pelo apoio e paciência comigo.

Aos meus amigos e irmãos de fé, Felipe, Leonardo, Yan, Yves, Valney, Valderir, Pedro, Davi, Lucas, Caio e Bruno.

Soli Deo Gloria.

A Deus e aos meus pais.

“Esse é o mistério da vida cristã: Nós lutamos, nós trabalhamos, nós buscamos. Mas quando terminamos, dizemos: Não fui eu, foi a graça de Deus em mim.”

John Piper

RESUMO

O objetivo desse trabalho é estimar o consumo de energia elétrica no ano de 2050 para os estados pertencentes ao semiárido brasileiro, bem como o impacto hídrico causado pela geração de energia elétrica em 2050. A metodologia adotada para a realização da estimativa de consumo de energia elétrica tem como base os dados de consumo ao longo dos anos de 2007 a 2017 que foram usados para sintetizar, por meio do modelo matemático da regressão linear, as equações que servem para estimar o consumo em cada estado no ano de 2050, os valores de consumos estimados para cada estado são: Alagoas 9957 GWh, Bahia 42871,5 GWh, Paraíba 12064,16 GWh, Pernambuco 32100,2 GWh, Piauí 12193 GWh, Rio Grande do Norte 33136,17 GWh e Sergipe 8054,5 GWh. Para a estimativa do impacto hídrico, foi calculada a diferença entre o consumo estimado para cada estado e o consumo no ano de 2017. Em posse dessa diferença e do consumo de água das plantas de geração de energia elétrica, é possível estimar o impacto hídrico para o atendimento do consumo de energia elétrica em 2050. Foram propostos 6 cenários para o atendimento desse consumo: O primeiro apenas UTE a carvão; O segundo apenas UTE a gás natural; O terceiro metade do consumo ser atendido por UTE a carvão e a outra metade por UTE a gás natural; O quarto apenas parque eólico; O quinto apenas usinas solares FV; 6 50% parque eólico e 50% usina solares FV. Avaliando os resultados dos impactos hídricos dos cenários propostos, foi possível propor uma estratégia para atender o consumo de energia elétrica nos próximos 31 anos, pois existe a preocupação do consumo excessivo de água por partes de algumas tecnologias adotadas para a geração de energia elétrica, tendo em vista que a região abrangida por esse trabalho sofre periodicamente com a escassez de água. Essa estratégia consiste em uma combinação de geração por parques eólicos e painéis FV, porém devido à intermitência dessas duas fontes se faz necessário a utilização de uma outra fonte que, após avaliar os resultados dos cenários propõe a utilização UTE a gás natural com sistema de resfriamento a ar.

PALAVRAS-CHAVE: Consumo de água; impacto hídrico; consumo de energia elétrica em 2050; estimativa; regressão linear; geração de energia elétrica em 2050; semiárido brasileiro.

ABSTRACT

The aim of this study is to estimate the consumption of electric energy in the year 2050 for the states belonging to Brazilian semi-arid, as well the hydric impact caused by the generation of electric energy in the year 2050. The methodology adopted for the estimation of electric energy consumption is based on consumption data over the years 2007 to 2017 that were used to synthesize, through the mathematical model of linear regression, the equations used to estimate the consumption in each state in the year 2050, the estimated consumption for each state is: Alagoas 9957 GWh, Bahia 42871,5 GWh, Paraíba 12064,16 GWh, Pernambuco 32100,2 GWh, Piauí 12193 GWh, Rio Grande do Norte 33136,17 GWh e Sergipe 8054,5 GWh. For the estimation of the water impact, the difference between the estimated consumption for each state and the consumption in the year 2017 was calculated. Given this difference and the water consumption of the electric power generation plants, it is possible to estimate the water impact for the attendance of electric energy consumption in 2050. Six scenarios were proposed to meet this consumption: 1 Only coal-based UTE; 2 Only natural gas turbines; 3 50% UTE to coal and 50% UTE to natural gas; 4 Wind farm only; 5 Only PV solar power plants; 6 50% wind farm and 50% solar PV plant. Evaluating the results of the water impacts of the proposed scenarios, it was possible to propose a strategy to attend the consumption of electricity in the next 31 years, as there is concern about the excessive consumption of water by parts of some technologies adopted for the generation of electric energy, having as the region covered by this work periodically suffers from water shortages. This strategy consists of a combination of generation by wind farms and PV panels, but due to the intermittence of these two sources it is necessary to use another source that, after evaluating the proposed scenarios, we opted for UTE to natural gas with cooling system to air

KEYWORDS: Consumption of water, hydric impact; consumption of electric energy; estimate; linear regression; generation of electric energy in 2050; Brazilian semi-arid.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Circulação Aberta
CO ₂	Dióxido de Carbono
CC	Ciclo Combinado
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaica
NA	Não se Aplica
RR	Reservatório de Resfriamento
TG	Turbina a Gás
TR	Torre de Resfriamento Úmida
TV	Turbina a Vapor
UF	Unidade da Federação
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usina Termoelétrica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ciclo de Rankine	3
Figura 2	Ciclo de Brayton	4
Figura 3	Ciclo Combinado	6
Figura 4	Morto de Combustão Interna	7
Figura 5	Tipos de Resfriamento	8
Figura 6	Circulação Aberta de Água	8
Figura 7	Torre Úmida Natural	10
Figura 8	Torre Úmida Circulação Forçada	10
Figura 9	Resfriamento a Ar Direto	11
Figura 10	Resfriamento a Ar Indireto	12
Figura 11	Consumo em GWh no estado de Alagoas	21
Figura 12	Consumo em GWh no estado da Bahia	23
Figura 13	Consumo em GWh no estado da Paraíba	25
Figura 14	Consumo em GWh no estado de Pernambuco	27
Figura 15	Consumo em GWh no estado do Piauí	29
Figura 16	Consumo em GWh no estado do Rio Grande do Norte	31
Figura 17	Consumo em GWh no estado de Sergipe	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Resumo de dados do capítulo 2	13
Tabela 2	Consumo de água devido ao combustível, tecnologia e o sistema de resfriamento adotado	17
Tabela 3	Consumo de energia elétrica em GWh no estado de Alagoas durante os anos de 2007 a 2017	21
Tabela 4	Consumo de energia elétrica em GWh no estado da Bahia durante os anos de 2007 a 2017	23
Tabela 5	Consumo de energia elétrica em GWh no estado da Paraíba durante os anos de 2007 a 2017	25
Tabela 6	Consumo de energia elétrica em GWh no estado de Pernambuco durante os anos de 2007 a 2017	27
Tabela 7	Consumo de energia elétrica em GWh no estado do Piauí durante os anos de 2007 a 2017	29
Tabela 8	Consumo de energia elétrica em GWh no estado do Rio Grande do Norte durante os anos de 2007 a 2017	31
Tabela 9	Consumo de energia elétrica em GWh no estado do piauí durante os anos de 2007 a 2017	33
Tabela 10	Potência instalada de geração nos estados do semiárido brasileiro no ano de 2017	34
Tabela 11	Impacto hídrico cenário 1 de Alagoas	35
Tabela 12	Impacto hídrico cenário 2 de Alagoas	36
Tabela 13	Impacto hídrico cenário 3 de Alagoas	37
Tabela 14	Impacto hídrico cenário 4 de Alagoas	37
Tabela 15	Impacto hídrico cenário 5 de Alagoas	37
Tabela 16	Impacto hídrico cenário 6 de Alagoas	38
Tabela 17	Impacto hídrico cenário 1 da Bahia	39
Tabela 18	Impacto hídrico cenário 2 da Bahia	39
Tabela 19	Impacto hídrico cenário 3 da Bahia	40
Tabela 20	Impacto hídrico cenário 4 da Bahia	40
Tabela 21	Impacto hídrico cenário 5 da Bahia	40
Tabela 22	Impacto hídrico cenário 6 da Bahia	41
Tabela 23	Impacto hídrico cenário 1 da Paraíba	42
Tabela 24	Impacto hídrico cenário 2 da Paraíba	42
Tabela 25	Impacto hídrico cenário 3 da Paraíba	43

Tabela 26	Impacto hídrico cenário 4 da Paraíba	43
Tabela 27	Impacto hídrico cenário 5 da Paraíba	43
Tabela 28	Impacto hídrico cenário 6 da Paraíba	44
Tabela 29	Impacto hídrico cenário 1 de Pernambuco	45
Tabela 30	Impacto hídrico cenário 2 de Pernambuco	45
Tabela 31	Impacto hídrico cenário 3 de Pernambuco	46
Tabela 32	Impacto hídrico cenário 4 de Pernambuco	46
Tabela 33	Impacto hídrico cenário 5 de Pernambuco	47
Tabela 34	Impacto hídrico cenário 6 de Pernambuco	47
Tabela 35	Impacto hídrico cenário 1 do Piauí	48
Tabela 36	Impacto hídrico cenário 2 do Piauí	48
Tabela 37	Impacto hídrico cenário 3 do Piauí	49
Tabela 38	Impacto hídrico cenário 4 do Piauí	49
Tabela 39	Impacto hídrico cenário 5 do Piauí	49
Tabela 40	Impacto hídrico cenário 6 do Piauí	50
Tabela 41	Impacto hídrico cenário 1 do Rio Grande do Norte	51
Tabela 42	Impacto hídrico cenário 2 do Rio Grande do Norte	51
Tabela 43	Impacto hídrico cenário 3 do Rio Grande do Norte	52
Tabela 44	Impacto hídrico cenário 4 do Rio Grande do Norte	52
Tabela 45	Impacto hídrico cenário 5 do Rio Grande do Norte	52
Tabela 46	Impacto hídrico cenário 6 do Rio Grande do Norte	53
Tabela 47	Impacto hídrico cenário 1 de Sergipe	54
Tabela 48	Impacto hídrico cenário 2 de Sergipe	54
Tabela 49	Impacto hídrico cenário 3 de Sergipe	55
Tabela 50	Impacto hídrico cenário 4 de Sergipe	55
Tabela 51	Impacto hídrico cenário 5 de Sergipe	55
Tabela 52	Impacto hídrico cenário 6 de Sergipe	56
Tabela 53	Impacto hídrico de todos os estados por cenário	57

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivo.....	1
1.3 Estrutura do trabalho	1
2 INTRODUÇÃO A USINAS TERMOELÉTRICAS.....	2
2.1 Ciclo de Rankine	2
2.2 Ciclo de Brayton	4
2.3 Ciclo combinado	5
2.4 Motores de combustão interna	6
2.5 Sistema de Resfriamento	7
2.5.1 <i>Circulação aberta de água</i>	8
2.5.2 <i>Circulação semifechada de água com o uso de torres úmidas</i>	9
2.5.3 <i>Sistema de resfriamento a ar</i>	11
2.5.4 <i>Sistema de resfriamento híbrido</i>	12
2.6 Considerações Finais.....	12
3 CONSUMO DE ÁGUA NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	14
3.1 Combustíveis.....	14
3.1.1 <i>Gás natural</i>	14
3.1.2 <i>Nuclear</i>	15
3.1.3 <i>Força do Vento</i>	15
3.1.4 <i>Geotérmica</i>	15
3.1.5 <i>Biomassa</i>	15
3.1.6 <i>Solar</i>	16
3.1.7 <i>Carvão</i>	16
3.2 Comparação do consumo de água devido ao combustível e o sistema de resfriamento.	16
3.3 Considerações Finais.....	18

4 IMPACTO HÍDRICO PREVISTO DEVIDO AO CRESCIMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA NO SEMIÁRIDO BRASILEIRO	19
4.1 Consumo e estimativa de energia elétrica nos estados do semiárido brasileiro	20
4.1.1 Alagoas.....	20
4.1.2 Bahia	22
4.1.3 Paraíba	24
4.1.4 Pernambuco	26
4.1.5 Piauí.....	28
4.1.6 Rio Grande do Norte.....	30
4.1.7 Sergipe.....	32
4.2 Impactos hídricos devido a geração para atender as demandas em 2050.....	34
4.2.1 Alagoas.....	35
4.2.2 Bahia	38
4.2.3 Paraíba	41
4.2.4 Pernambuco	44
4.2.5 Piauí.....	47
4.2.6 Rio Grande do Norte.....	50
4.2.7 Sergipe.....	53
4.3 Discussão dos resultados.....	56
5 CONCLUSÕES.....	58

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A produção de energia elétrica é a segunda maior responsável pelo consumo de água, perdendo apenas para a agricultura. Em locais onde existe escassez com o abastecimento de água, é problemático pensar em usinas produtoras de energia elétrica cujo consumo de água é bastante elevado (1).

Em setembro de 2013, foi lançado no Piauí um plano de desenvolvimento sustentável, esse plano é resultado de uma ação do governo estadual por meio da secretaria de planejamento, juntamente com entidades governamentais e sociedade civil. O objetivo é traçar estratégias para o desenvolvimento do estado, sem deixar de lado os aspectos sociais, ambientais e econômicos da região (2) (3).

Baseando-se no plano de desenvolvimento do estado do Piauí, no plano de desenvolvimento do Ceará – 2050 e utilizando a vertente de consumo de energia elétrica, surgiu a ideia do presente trabalho.

1.2 Objetivo

O objetivo principal desse trabalho é estimar a demanda de energia elétrica nos estados do semiárido brasileiro em 2050 e os impactos hídricos da geração de energia para atender essa demanda. Essa estimativa foi feita a partir de dados fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do consumo dos últimos anos. Desse modo, foi apresentada uma combinação de estratégias de geração para o suprimento dessa demanda no ano de 2050 (2) (4) (5)(26).

1.3 Estrutura do trabalho

No primeiro capítulo do presente trabalho é apresentada uma breve introdução das motivações para estudo do consumo de água proveniente da geração de energia elétrica bem como os objetivos desse trabalho. No segundo capítulo é feita uma explanação a respeito do funcionamento das termoelétricas, ciclos mais comuns e os tipos de estratégias para o sistema de resfriamento. No terceiro capítulo é explicado os combustíveis, onde há um consumo de água e a exposição do consumo de água das usinas com suas respectivas variáveis. No quarto capítulo é feito a estimativa do consumo de energia elétrica e de água para os estados do

semiárido brasileiro em 2050. No quinto capítulo são feitas as considerações finais do trabalho, bem como sugestão para o atendimento da demanda energética.

2 INTRODUÇÃO A USINAS TERMOELÉTRICAS

As usinas termoelétricas funcionam, de maneira simplificada, na conversão de energia térmica, liberada a partir da queima de produtos combustíveis, em energia mecânica e, por fim, em energia elétrica. Os combustíveis usados na queima para dar início ao processo de conversão de energia podem ser gás natural, biomassa, carvão mineral, derivados de petróleo e nuclear. Alguns combustíveis têm suas vantagens em relação aos outros, por exemplo, as usinas que usam gás natural como combustível emitem substancialmente menos CO₂ do que os outros combustíveis fósseis, sendo essa considerada uma boa opção para complementar fontes de geração intermitentes. Contudo, é necessário o estudo da eficiência apresentada por essas termoelétricas para entendermos o consumo de água em relação a energia elétrica gerada (20)(21).

A eficiência de uma termoelétrica é entendida como a razão entre a energia térmica total proveniente da queima do combustível e a energia elétrica total gerada. Existe uma parcela de energia térmica que não é convertida em energia elétrica e vai para o meio ambiente. Para mitigar esse problema, as usinas precisam de sistema de resfriamento. Esse sistema usa como fluido água ou ar dependendo da tecnologia. O fator mais predominante para a eficiência da usina é o ciclo de potência implementado (6).

Os ciclos de potência que são mais utilizados comercialmente são: Rankine, Brayton, ciclo combinado e motor a combustão. Cada ciclo apresentado possui características diferentes quanto ao seu funcionamento e demanda tecnologias específicas (6).

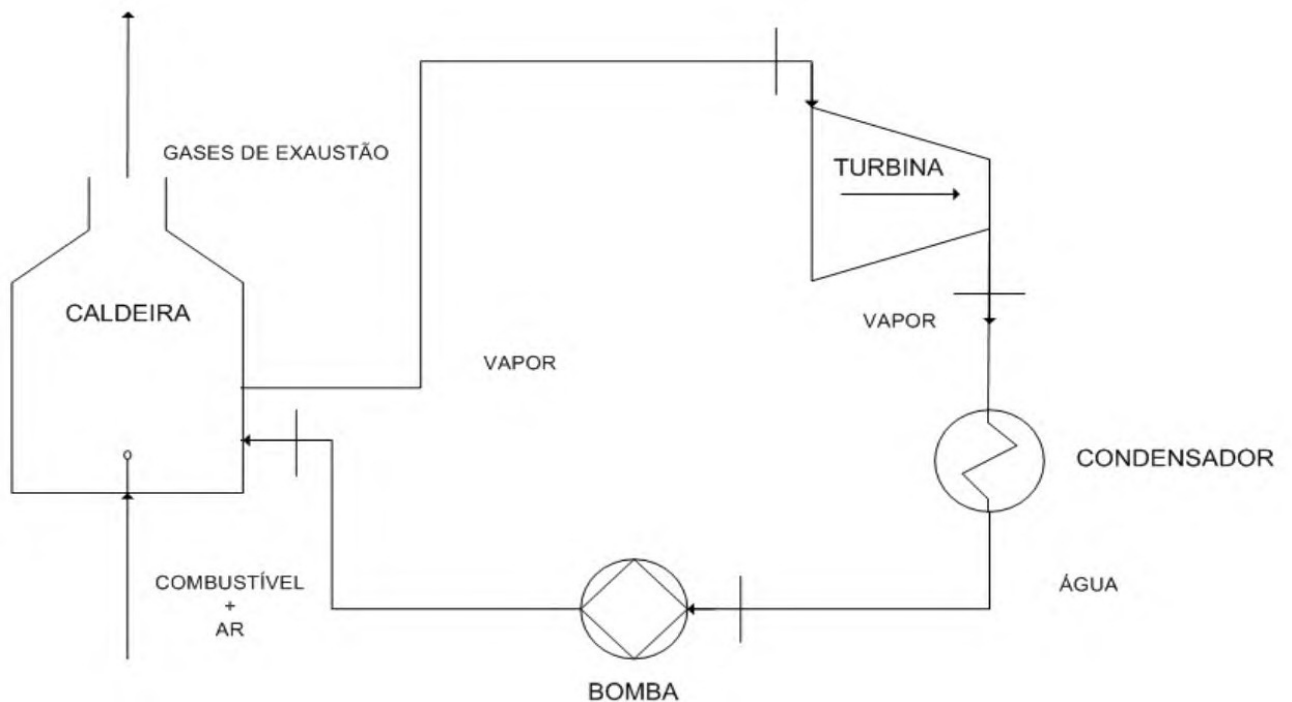
2.1 Ciclo de Rankine

Ciclo de Rankine é o ciclo termodinâmico que consiste na geração de energia a partir do vapor d'água, todavia não exclusivamente, como as geotérmicas. Com a combustão

nesse ciclo é externa, isso possibilita grandes unidades de potência, alta confiabilidade e vida útil. Além disso, o combustível usado não entra em contato com o fluido que realiza trabalho (6) (7).

Neste ciclo, o fluido é bombeado para dentro da caldeira onde será produzido o vapor devido a queima do combustível, a pressão constante. Então, o vapor sofre expansão adiabática na turbina na qual está acoplado um gerador. É nele onde é transformada a energia mecânica da turbina em energia elétrica. Depois da turbina, o vapor vai para o condensador, onde o calor é liberado para o meio através de um fluido refrigerante (água ou ar). O fluido de trabalho condensado volta a passar pela bomba e reinicia o ciclo. Na figura 1 é apresentado o ciclo de maneira simples (6) (8).

Figura 1 – Ciclo de Rankine.



Fonte: 9

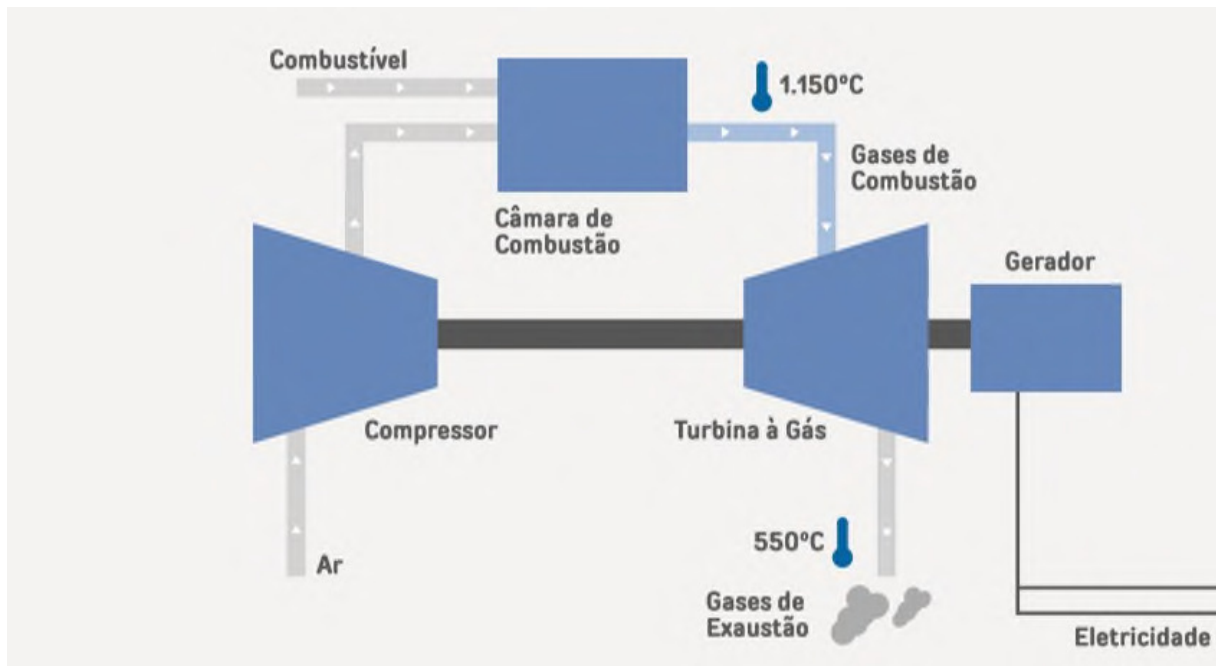
A eficiência em usinas que fazem o uso do ciclo de Rankine está entre 25 e 45%. As perdas desse ciclo ocorre na chaminé, onde os gases de exaustão são expelidos (10 a 15%), e no condensador (45 a 55%) (6).

2.2 Ciclo de Brayton

Esse ciclo tem como fluido uma quantidade fixa de ar circulando em circuito fechado. Nele, o processo de combustão é substituído por uma transferência de calor proveniente de uma fonte externa (10).

Nesse ciclo, o ar entra no compressor, onde a sua pressão e a sua temperatura são elevadas, então, segue até a câmara de combustão na qual sua temperatura é elevada, porém a pressão é mantida constante. O gás se expande gerando trabalho na turbina, que por sua vez transfere para um gerador no qual está acoplada, produzindo, assim, energia elétrica. No entanto, uma parte desse trabalho é usado para acionar o compressor e continuar o ciclo. Na Figura 2 é apresentado um exemplo simplificado do ciclo de Brayton (6) (10).

Figura 2 – Ciclo de Brayton.



Fonte:(6)

Como apresentado no diagrama da Figura 2, não há um sistema de resfriamento para o ciclo, isso se deve por que a própria atmosfera vai funcionar como fluido refrigerante. Nesse tipo de usina existe pouca dependência de água, porém existem usinas que optam por injetar água nas turbinas para aumentar a potência gerada, ou optam por usar resfriamento evaporativo com o intuito de evitar perdas de potência (6).

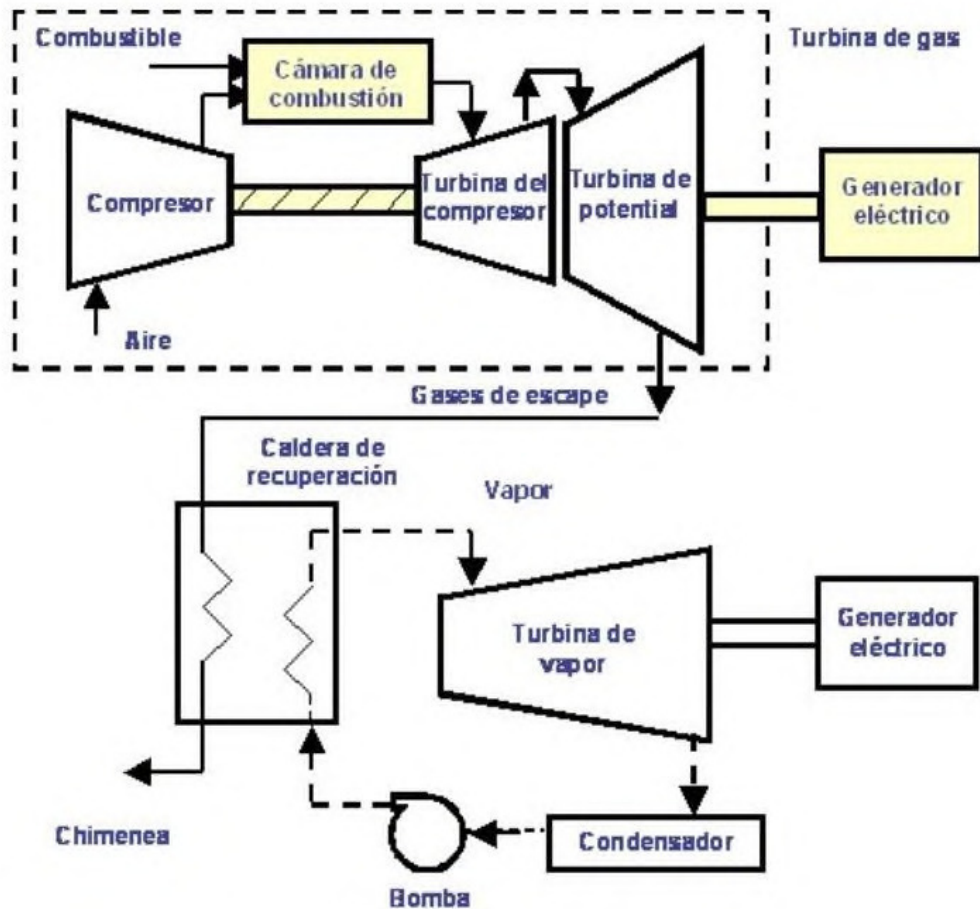
O ciclo de Brayton apresenta eficiência média de 45%, com uma temperatura de chama de 1400°C (11).

2.3 Ciclo combinado

Uma usina que usa o ciclo combinado, usa o ciclo de Brayton e ciclo de Rankine associados em uma única planta, ambos gerando energia elétrica a partir do mesmo combustível. Sendo assim, a eficiência energética de um ciclo combinado é superior ao ciclo de Rankine e ao ciclo de Brayton usados separadamente. (12) (6)

O funcionamento desse ciclo é baseado na utilização do gás liberado pelo ciclo de Brayton como fonte para aquecer o fluido de trabalho no ciclo de Rankine. Desse modo, não é necessário a queima de combustível pelo ciclo de Rankine. Reutilizando o gás que seria liberado pelo ciclo de Brayton como fonte no ciclo de Rankine, a eficiência do sistema completo torna-se superior. Na Figura 3 é apresentado o esquemático o ciclo combinado. (6)

Figura 3 – Ciclo Combinado



Fonte:(13)

A eficiência desse ciclo está entre 55 e 63% (6).

2.4 Motores de combustão interna

Os motores de combustão interna produzem a energia elétrica a partir da energia química do combustível, a qual é transformada em energia mecânica e, por fim, em energia elétrica, sendo seu fluido de trabalho o produto da combustão do combustível. Esses tipos de motores para a geração são muito utilizados em sistemas isolados (6).

Na Figura 4 são apresentados os principais componentes de motor de combustão interna.

Figura 4 – Motor de Combustão Interna.

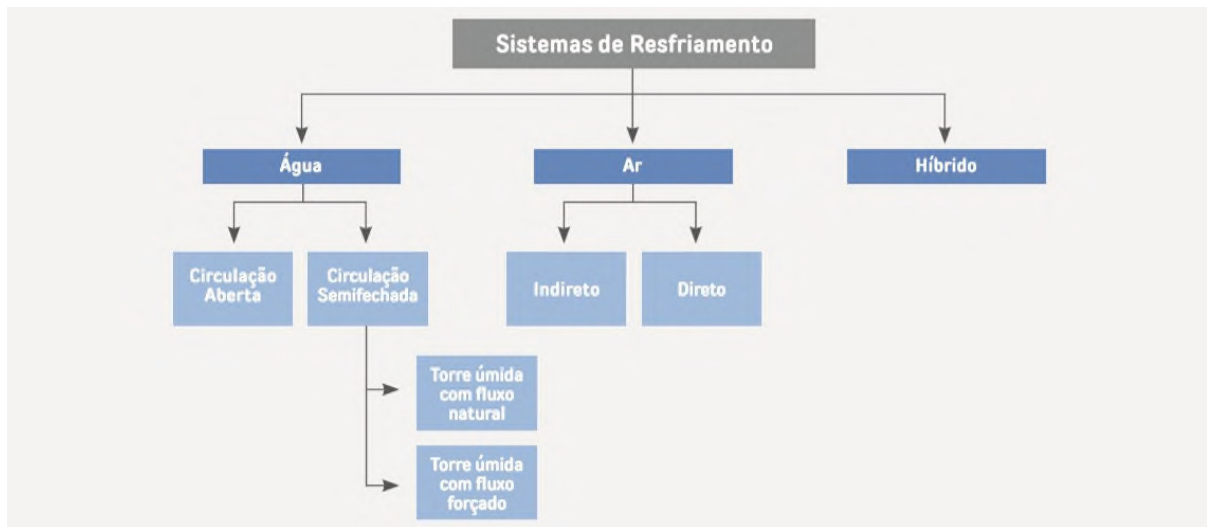


Fonte: 14

A eficiência desses motores mais modernos pode chegar até 50% (6).

2.5 Sistema de Resfriamento

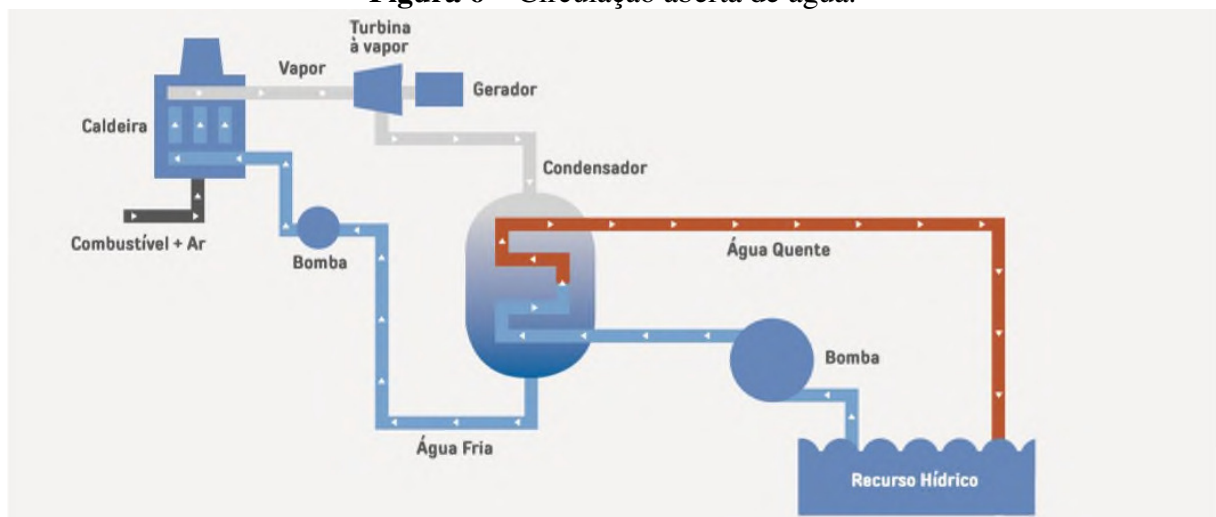
Alguns ciclos necessitam de um resfriamento, que é o caso do ciclo de Rankine e o ciclo combinado. O resfriamento pode ser classificado em duas categorias, dependendo de para onde o calor será transferido. Na primeira categoria, o calor é transferido para a água (sistema úmido) e na segunda o calor sendo transferido para o ar (sistema seco, como é apresentado no ciclo de Brayton). As principais estratégias utilizadas podem ser subdivididas como apresentado na Figura 5 (6).

Figura 5 – Tipos de resfriamento.

Fonte:(6)

2.5.1 Circulação aberta de água

Nesse sistema a água é retirada de um reservatório, seja ele natural (rios, lagos e oceanos), seja artificial (criado para essa finalidade: lagos e represas). A água é bombeada para o condensador onde haverá a troca de calor com o fluido de trabalho e, então, ela retorna ao seu reservatório original. Conforme apresentado na Figura 6 da circulação aberta de água (6).

Figura 6 – Circulação aberta de água.

Fonte:(6)

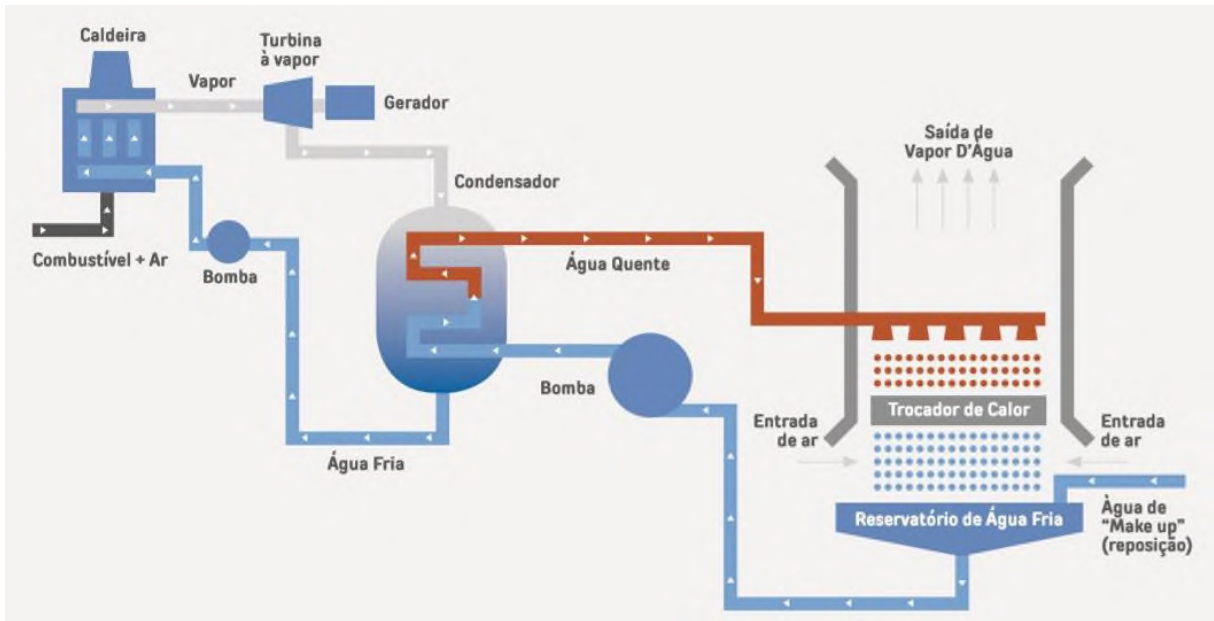
O consumo de água necessário nos sistemas de resfriamento depende da eficiência e do ciclo adotado. Em uma usina que opera com ciclo de Rankine e utiliza esse sistema, o consumo de água varia entre 100 a 250 m³/MWh, enquanto as usinas que operam utilizando ciclo combinando esse consumo varia entre 40 a 120 m³/MWh (6).

Apesar de ser o mais econômico e de simples implementação, esse tipo de estratégia acarreta impactos ao meio ambiente devido à poluição térmica (a água devolvida ao meio ambiente possui uma temperatura elevada, variando de 8 a 17°C). Essa estratégia tem se tornando cada vez mais rara de ser utilizada devido as leis ambientais (6) (15).

2.5.2 Circulação semifechada de água com o uso de torres úmidas

A circulação semifechada tem funcionamento parecido com o sistema de resfriamento de circulação aberta de água. A água é bombeada para o condensador, onde as trocas de calor com o fluido de trabalho é realizado, porém a água quente passa por torres de resfriamento úmidas nas quais o calor é dissipado por meio de uma corrente de ar e, só então, a água volta para reservatório para ser reutilizada. Esse é o funcionamento simplificado de uma torre de resfriamento úmida de triagem natural. Na Figura 7 é ilustrada esse tipo de torre. (6)

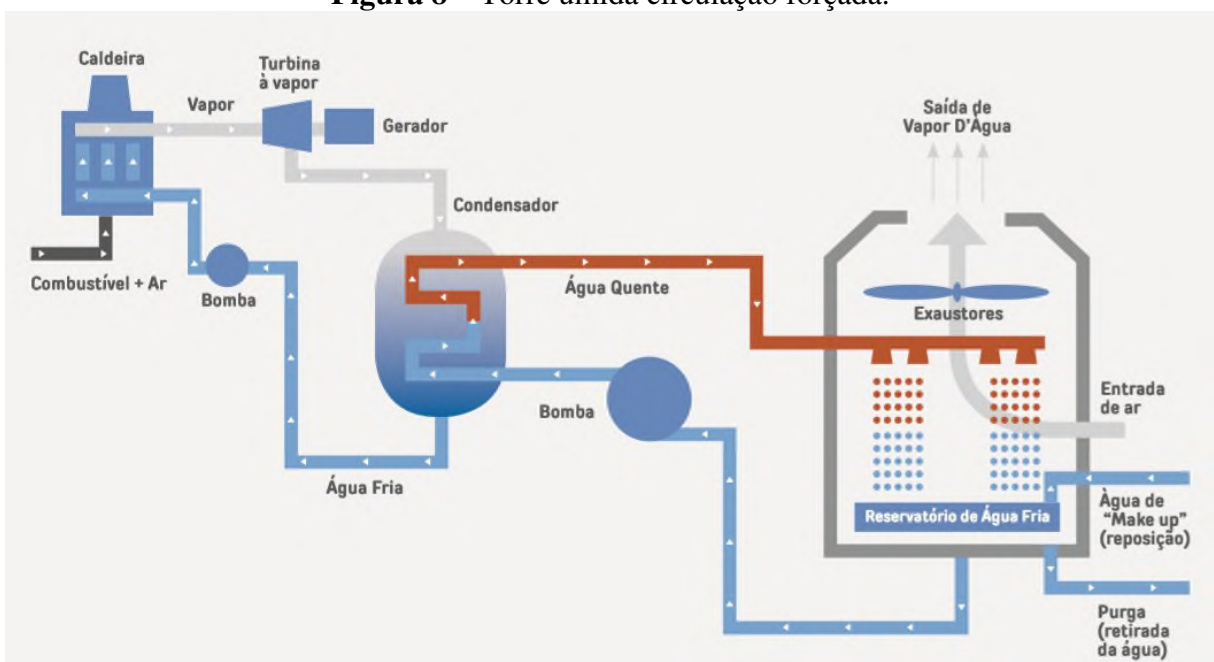
Figura 7 – Torre úmida circulação natural.



Fonte:(6)

Existe também a possibilidade de a corrente de ar ser provocada por ventiladores, conforme mostrado na Figura 8. Isso permite um controle da vazão de ar e esse tipo de aplicação é conhecido como triagem forçada. Suas vantagens em relação ao natural é a altura da torre que não passa de 30m, contudo existirá um custo operacional devido aos ventiladores (6).

Figura 8 – Torre úmida circulação forçada.



Fonte:(6)

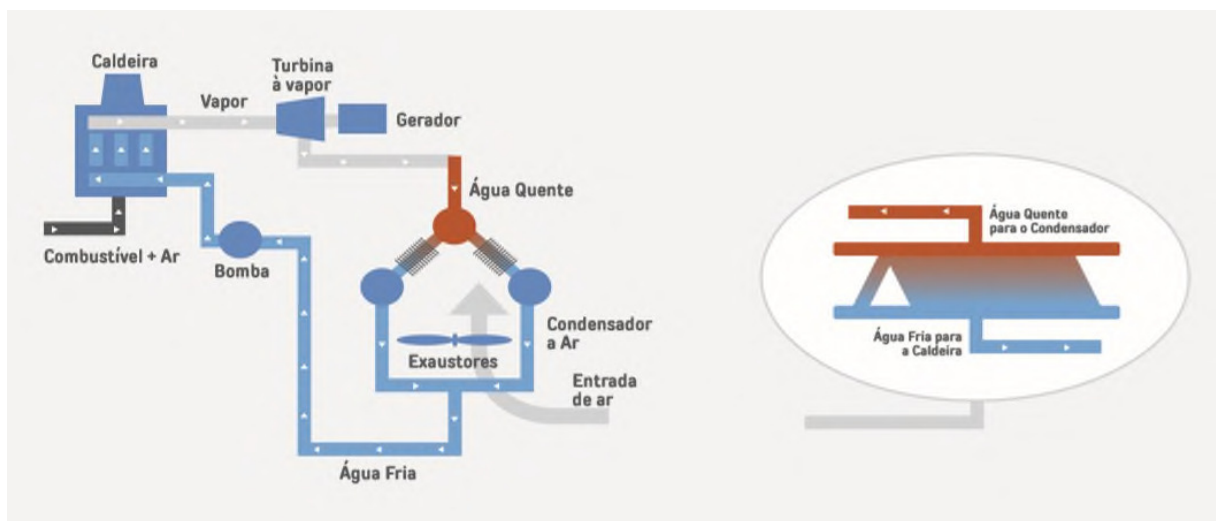
O consumo de água para usinas que utilizam o ciclo de Rankine combinados com esse tipo de resfriamento é de 2 a 5 m³/MWh e de 0,9 a 2,5 m³/MWh para o ciclo combinado.

(6)

2.5.3 Sistema de resfriamento a ar

Usinas que utilizam o sistema de resfriamento a ar, tem seu consumo de água consideravelmente reduzido, elas são de dois tipos: sistemas diretos e indiretos. O sistema direto utiliza condensadores a ar e não existe a necessidade de reposição de água, pois não há perdas de água nesse sistema. Essa estratégia é normalmente utilizada em locais onde o abastecimento de água é crítico, em contrapartida, os custos de operação e de instalação são elevados. Na Figura 9 exemplifica o funcionamento desse sistema (6).

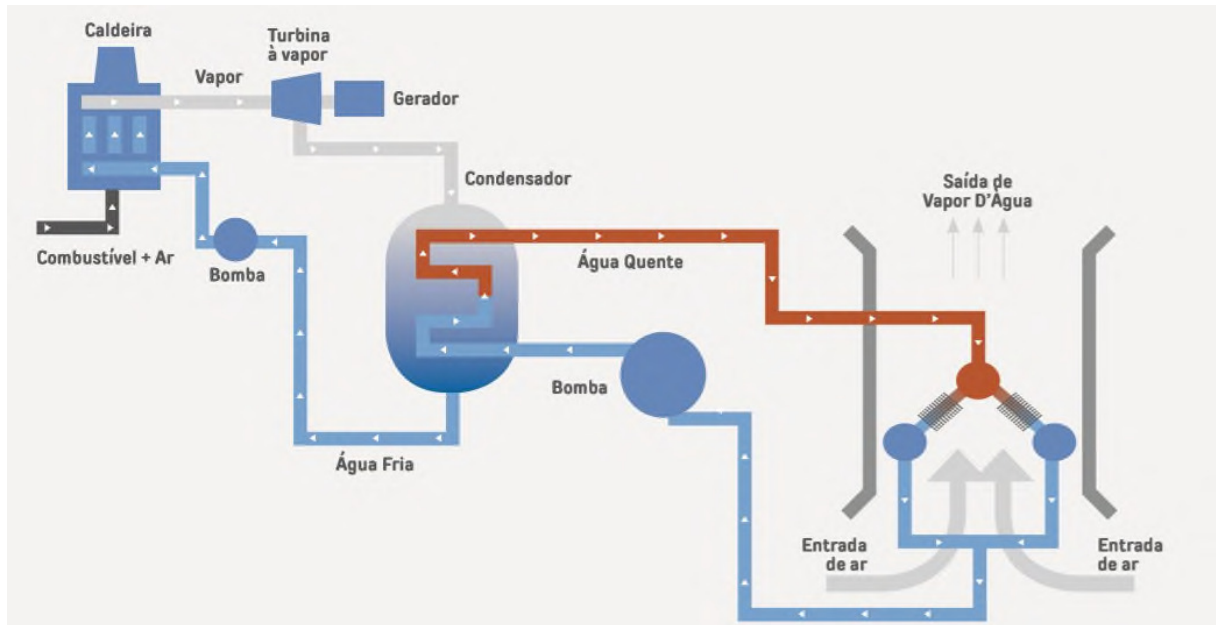
Figura 9 – Resfriamento a ar direto.



Fonte:(6)

O resfriamento a ar indireto segue o mesmo princípio do tipo direto, porém a torre facilita a refrigeração e ocorre o uso da água como fluido auxiliar. A Figura 10 ilustra esse procedimento. (6)

Figura 10 – Resfriamento a ar indireto.



Fonte:(6)

2.5.4 Sistema de resfriamento híbrido

A estratégia utilizada nesse sistema consiste na utilização dos dois tipos de resfriamento, a ar e a água, que podem operar juntos ou separadamente, visando a melhor performance do sistema de resfriamento. Pode-se optar por usar o sistema de resfriamento úmido nos dias quentes, quando o ar ambiente já está em uma temperatura elevada e as trocas de calor são dificultadas e por utilizar o resfriamento a ar nos dias mais frios e nos períodos onde possa haver crise hídrica, economizando água. (22)

2.6 Considerações Finais

Com o intuito de simplificar o entendimento desse capítulo, os dados apresentados foram condensados para uma melhor comparação e expostos na Tabela 1.

Tabela 1 – Resumo dos dados dos sistemas de resfriamentos característicos dos ciclos

Ciclos de Potência	Eficiência	Sistema de Resfriamento (m ³ /MWh)	
		Cir. Aberta de Água	Cir. Semi. de Água
Rankine	25 a 45%	100 a 200	2 a 5
Brayton	45%	NA	NA
Combinado	55 a 63%	40 a 120	0,9 a 2,5

Fonte: Próprio autor

Analisando as informações apresentadas na Tabela 1, é possível visualizar que os ciclos de Rankine e Brayton aplicados separadamente possuem perdas superiores a 50%, pois sua eficiência máxima é de 45%, porém quando ambas tecnologias são aplicadas juntas formando o ciclo combinado a sua eficiência pode chegar até 63%, e o consumo de água para o ciclo combinado é inferior ao consumo de água no ciclo de Rankine.

3 CONSUMO DE ÁGUA NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Existem diferentes tipos de tecnologias de resfriamento e de conversão de energia, algumas delas foram citadas no capítulo 2. A escolha de qual tecnologia de planta usar em cada usina depende de fatores externos como o custo e a localidade a qual a usina será inserida. A escolha da planta tem um impacto significativo na demanda e no consumo de água que essa usina irá apresentar. (1)

Para avaliar o impacto hídrico da produção de energia elétrica é preciso entender de onde essa água é proveniente. A organização não governamental “Water Footprint Network” estabeleceu três classificações: a pegada verde (a água da chuva é armazenada no solo), a pegada azul (a água é proveniente de recursos de águas superficiais ou subterrâneas) e, por último, a pegada cinza que representa o volume de água necessário para diluir poluentes até que a água afetada tenha qualidade aceitável (16).

Nessa parte do trabalho, a fim de manter as mesmas condições e conseguir resultados que possam ser comparados sem nenhum prejuízo para o estudo, foi considerado que todas as usinas consomem água proveniente de uma pegada hídrica azul.

3.1 Combustíveis

3.1.1 Gás natural

Gás natural é uma das fontes mais importantes de geração de energia elétrica e apresenta vantagens em relação aos outros tipos de combustíveis fósseis. Entre essas vantagens tem-se uma menor emissão de CO_2 , um menor investimento inicial, uma eficiência maior e um menor tempo de construção, porém o consumo de água dessa tecnologia é bastante elevado devido ao processo de resfriamento. Nesse processo, a quantidade de água utilizada torna insignificante a quantidade consumida nos processos de extração, refino e transporte (1).

3.1.2 Nuclear

As usinas nucleares transformam água em vapor e o utilizam para movimentar as turbinas. O ciclo de energia nuclear usa água na extração do urânio, controle de resíduos e no processo de resfriamento. Devido a preocupações com a segurança da usina, não se usa mais resfriamento a seco nessas usinas (1).

3.1.3 Força do Vento

Os parques eólicos produzem energia elétrica sem emitir gases poluentes, sem precisar de uma mineração, como é o caso da nuclear, tem um custo intermediário e é de fácil operação. A água necessária em parques eólicos é apenas para sua manutenção, sendo o seu consumo de água muito baixo, podendo ser considerado nulo quando comparados aos outros tipos de usinas apresentadas nesse estudo. Desse modo, considerou-se que o consumo de água para parques eólicos é nulo (1).

3.1.4 Geotérmica

As usinas geotérmicas utilizam o calor proveniente da terra para aquecer e gerar vapor. Esse vapor, por sua vez, gira uma turbina que possui um gerador acoplado. O consumo de água dessa usina está atrelado ao resfriamento e à extração. A água evaporada é perdida de modo que as usinas geotérmicas precisam reabastecer, injetando água de volta à terra (1).

3.1.5 Biomassa

Existem vários métodos utilizados para converter biomassa em energia elétrica, porém o mais comum é a combustão da biomassa. Essa combustão ocorre para aquecer a água e gerar vapor, resultando no acionamento de uma turbina que possui um gerador acoplado. O consumo de água desse tipo de tecnologia é ligado a tecnologia de resfriamento, irrigação da lavoura (de cana de açúcar, de milho, ...) e da precipitação da região que essa usina está instalada. Em caso de muita chuva, gasta-se pouca água com irrigação da lavoura (1).

3.1.6 Solar

Existem dois métodos para capturar a energia do sol. Fotovoltaico-solar, que utiliza apenas água para lavar os painéis solares, e solares térmicos, com duas fontes de consumo de água, tanto para resfriar como para lavar a superfície do coletor. O consumo de água nesse tipo de usina não é elevado, porém tem valor significativo e será considerado nesse estudo (1).

3.1.7 Carvão

As usinas que utilizam esse combustível têm seu funcionamento similar ao da biomassa e seu consumo de água é fortemente atrelado ao sistema de resfriamento adotado (1).

3.2 Comparação do consumo de água devido ao combustível e o sistema de resfriamento.

O consumo de água na produção de energia elétrica, como já foi dito, tem forte relação com o tipo de tecnologia adotado na usina para conversão de energia, com a tecnologia adotada para o resfriamento adequado do sistema, com o combustível utilizado e com o tamanho da usina em questão. Desse modo, para eliminar essa última variável, será feito um estudo com base no consumo de água em metros cúbicos utilizado para gerar 1 GWh. Assim, a comparação será igualitária a todas os casos estudados. Na Tabela 2 são apresentados os valores para cada combustível e suas respectivas estratégias de resfriamento. (17)

Tabela 2 – Consumo de água devido ao combustível, tecnologia e o sistema resfriamento adotada.

Categoria da Geração de Eletricidade			Fator de Capacidade	Consumo de Água (m ³ /GJ)			
Combustível	Tecnologia (1)	Resfriamento (2)		Estimativa (3)	Mínimo	Máximo	
Carvão	TV	TR	0,85	0.722	0.505	1.157	
		CA	0,85	0.263	0.105	0.333	
		RR	0,85	0.573	0.315	0.736	
		AR	0,85	0.027	0.027	0.027	
Nuclear	TV	TR	0,9	0.757	0.610	0.936	
		CA	0,9	0.421	0.105	0.421	
		RR	0,9	0.641	0.421	0.757	
Gás Natural	TV	TR	0,85	0.768	0.589	1.157	
		CA	0,85	0.305	0.200	0.431	
		RR	0,85	0.284	0.284	0.284	
		AR	0,85	0.027	0.027	0.027	
	CC	TR	0,85	0.221	0.049	0.315	
		CA	0,85	0.105	0.021	0.242	
		RR	0,85	0.252	0.252	0.252	
		AR	0,85	0.004	0.004	0.126	
		TG	NA	0,85	0.053	0.053	0.358
			TV	TR	0,68	0.581	0.505
Biomassa	TV	CA	0,68	0.315	0.315	0.315	
		AR	0,68	0.027	0.027	0.027	
		TR	0,84	0.736	0.736	0.736	
		CA	0,84	0.315	0.315	0.315	
Geotérmica	TV	RR	0,84	0.410	0.315	0.505	
		AR	0,84	0.305	0.284	0.662	
		TR	0,32	0.852	0.778	0.904	
		AR	0,32	0.027	0.027	0.027	
Solar	TV	NA	0,20	0.006	0.001	0.027	
		NA	0,39	0	0	0.001	
Eólica	NA	NA	0,39	0	0	0.001	

Fonte: (17)

(1) Tipos de tecnologia de geração: TV (Turbina a Vapor), CC (Ciclo Combinado), TG (Turbina a Gás), FV (Fotovoltaica), NA (Não se Aplica).

(2) Tipos de Resfriamento: TR (Torre de Resfriamento úmida), CA (Circulação Aberta de Água), RR (Reservatório de Resfriamento).

(3) Todas as estimativas do fator de consumo de água são para os valores medianos, o que é consistente com as estimativas na literatura.

Com base na Tabela 2 pode-se verificar que o consumo de água é maior nas usinas que adotam o sistema de torres de resfriamento úmida em comparação aos outros

sistemas, que utilizam água para resfriamento. É necessário salientar também, que apesar da circulação aberta ser uma alternativa para reduzir o consumo de água, a utilização de circulação aberta requer um maior volume de água do ambiente do que as torres úmidas. Isso dificulta a instalação de usinas que utilizam esse tipo de circulação em locais que possuem abastecimento de água em situação crítica.

As usinas que utilizam sistema de resfriamento a seco são uma boa opção para locais onde a água seria um problema, apesar de possuírem uma menor eficiência. No entanto, as melhores, no quesito consumo de água, são as que utilizam tecnologia fotovoltaicas e eólicas. O consumo de água para essas duas tecnologias é muito inferior comparado às outras formas de geração. Desse modo, elas uma excelente opção para locais onde o abastecimento de água está situação crítica.

3.3 Considerações Finais

Nesse capítulo foi observada a relação dos combustíveis e onde seria necessário água em seus processos. Também foram vistas as tecnologias adotadas para a geração de energia elétrica, os sistemas de resfriamento adotados e o impacto hídrico causado pela combinação dessas aplicações. Os valores de impactos hídricos serão usados para os cálculos no capítulo quatro desse mesmo trabalho, onde será estimado o impacto hídrico devido a geração da energia elétrica necessária para atender a demanda dos estados pertencentes ao semiárido brasileiro em 2050.

4 IMPACTO HÍDRICO PREVISTO DEVIDO AO CRESCIMENTO DA DEMANDA ENERGÉTICA NO SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Esse capítulo é destinado ao estudo da demanda energética dos estados pertencentes ao semiárido brasileiro no ano de 2050, exceto o Ceará, pois já foi realizado um outro estudo nessa mesma linha com o título “ESTIMATIVA DO IMPACTO HÍDRICO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COMO ESTRATÉGIA DE PLANEJAMENTO PARA O CEARÁ 2050”. Também é destinado ao estudo do impacto hídrico devido ao aumento dessa demanda de energia elétrica, usando como base os dados fornecidos nesse trabalho para o consumo de água para a geração de energia. Para isso, é considerado o tipo de usina de geração, a tecnologia adotada nas usinas e o sistema de resfriamento. (23)

A metodologia adotada para esse estudo consiste em estimar a demanda de energia elétrica de cada estado utilizando os dados fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ao longo de onze anos, 2007 até 2017, e gerando uma reta por meio do método matemático de otimização da regressão linear, fazendo então a diferença entre a demanda de energia elétrica estimada em 2050 e o consumo de energia elétrica em 2017. Por fim, são propostos seis cenários para atender essa demanda a mais que será estimada para o ano de 2050.

Os seis cenários propostos para atender essa demanda calculada são:

1. Cenário 1: A demanda ser atendida apenas por Usinas Termoelétricas a carvão;
2. Cenário 2: A demanda ser atendida apenas por Usinas Termoelétricas a gás natural;
3. Cenário 3: Metade da demanda ser atendida por UTE's a carvão e a outra metade por UTE's a gás natural.
4. Cenário 4: Demanda atendida apenas por parques eólicos.
5. Cenário 5: Demanda atendida apenas por Usinas fotovoltaicas
6. Cenário 6: Metade da demanda atendida por parques eólicos e metade atendida por UFV.

Não foi considerado cenários utilizando UTE's que utilizam biomassa, usinas nucleares e geotérmicas, por não serem presente no atual cenário do semiárido brasileiro. (24)

4.1 Consumo e estimativa de energia elétrica nos estados do semiárido brasileiro.

Nessa seção, será primeiro analisado e exposto os dados de consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017, com o intuito de encontrar a equação da reta que melhor representa o consumo ao longo desses anos. E, por fim, será estimado com base na equação da reta proposta, o consumo para cada UF em 2050. Não é o intuito do atual trabalho mostrar quais setores consomem mais energia, o foco dessa seção está em encontrar o consumo total ao longo dos anos.

Para a determinação do consumo anual foi feita a soma do consumo durante os doze meses do ano estudado.

4.1.1 Alagoas

Na tabela 3 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado de Alagoas para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 3 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

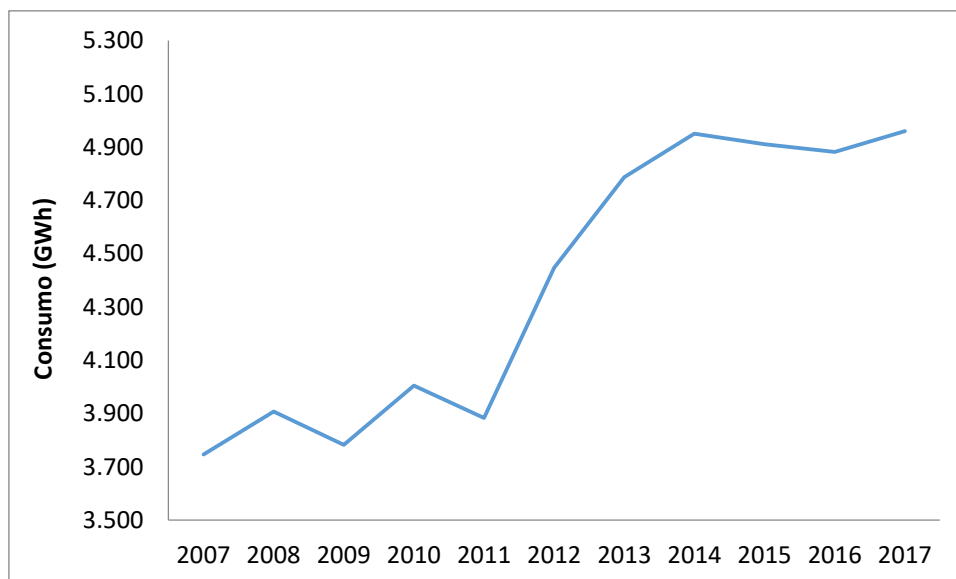
Tabela 3 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado do Alagoas durante os anos de 2007 a 2017.

Alagoas	
Ano	Consumo (GWh)
2007	3747
2008	3908
2009	3782
2010	4005
2011	3883
2012	4447
2013	4787
2014	4950
2015	4910
2016	4881
2017	4960

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 3, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 11.

Figura 11 – Consumo em GWh no estado de Alagoas.



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 3 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 1, que tem por finalidade estimar o consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 1, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 146,68 \times \text{Ano} - 290737 \quad (1)$$

Substituindo a variável “ano” da equação 1 por 2050, tem-se:

$$\text{Consumo} = 146,68 \times 2050 - 290737$$

$$\text{Consumo} = 9957 \text{ GWh}$$

Desse modo, o consumo obtido para Alagoas no ano de 2050 é de 9957 GWh. Considerando que o erro percentual da equação 1 ao compará-la com os valores preexistentes da tabela 3 é, em média, 5%, foi necessário dar essa margem percentual para mais e para menos do valor de consumo obtido. Assim, obtém-se uma maior assertividade para o valor estimado. Sendo assim, o consumo de Alagoas para o ano de 2050 pode variar entre 9459,15 GWh e 10454,85 GWh.

Nota-se que o aumento percentual para o consumo do ano de 2050, em comparação ao consumo do ano de 2017, é de 200,75%. Um aumento de consumo expressivo para esse estado em pouco mais de 30 anos.

4.1.2 Bahia

Na tabela 4 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado de Bahia para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 4 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

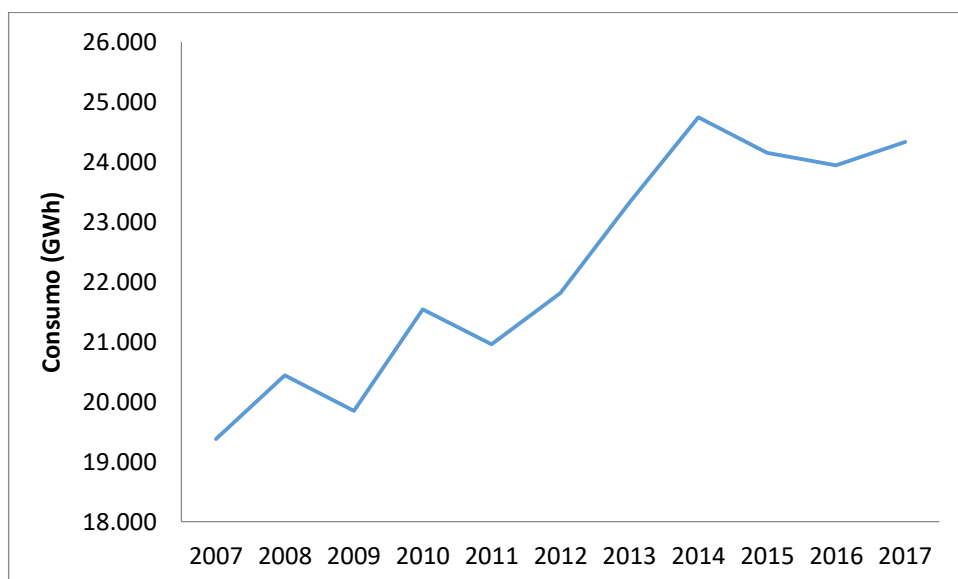
Tabela 4 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado da Bahia durante os anos de 2007 a 2017.

Bahia	
Ano	Consumo (GWh)
2007	19376
2008	20440
2009	19850
2010	21541
2011	20959
2012	21811
2013	23322
2014	24745
2015	24149
2016	23945
2017	24331

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 4, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 12.

Figura 12 – Consumo em GWh no estado da Bahia



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 4 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 2, que tem por finalidade estimar o consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 2, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 542,98 \times \text{Ano} - 10,70254 \times 10^5 \quad (2)$$

Substituindo a variável ano da equação 2 por 2050 temos:

$$\text{Consumo} = 42871,5 \text{ GWh}$$

Desse modo, consumo obtido para a Bahia no ano de 2050 é de 42871,35GWh. Nota-se que o aumento percentual para o consumo do de 2050 em comparação ao consumo do ano de 2017 é de 176,2%.

Considerando o erro percentual da equação 2 ao compará-la com os valores preexistentes da tabela 4 é, em média, 5%, foi necessário dar essa margem percentual para mais e para menos do valor de consumo obtido. Assim, obtém-se uma maior assertividade para o valor estimado

4.1.3 Paraíba

Na tabela 5 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado da Paraíba para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 5 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

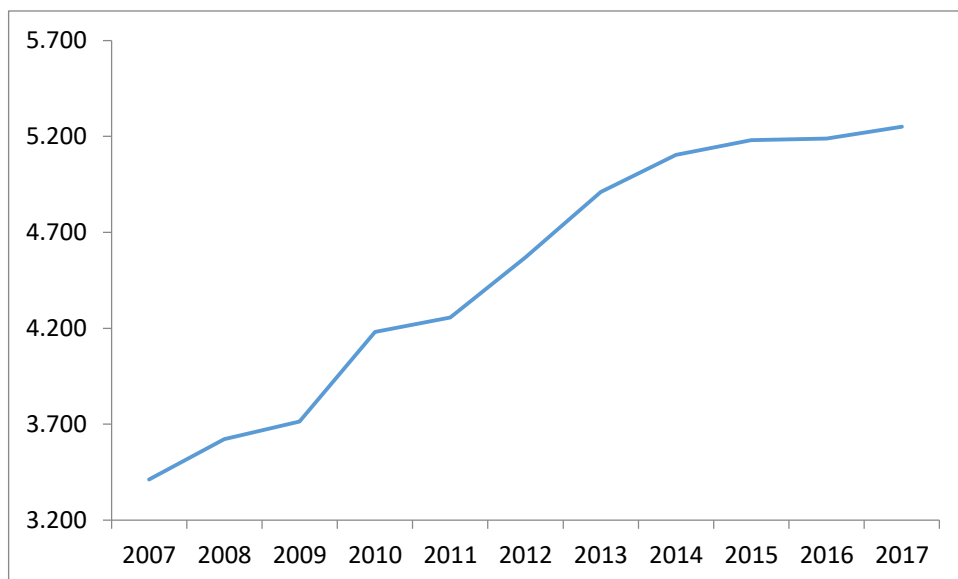
Tabela 5 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado da Paraíba durante os anos de 2007 a 2017.

Paraíba	
Ano	Consumo (GWh)
2007	3412
2008	3622
2009	3715
2010	4181
2011	4257
2012	4570
2013	4910
2014	5103
2015	5180
2016	5189
2017	5251

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 5, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 13.

Figura 13 – Consumo em GWh do estado da Paraíba



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 5 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 3, que tem por finalidade estimar o consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 3, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 199,10 \times \text{Ano} - 396097 \quad (3)$$

Substituindo a variável ano da equação 3 por 2050 temos:

$$\text{Consumo} = 12064,16 \text{ GWh}$$

Desse modo, o consumo obtido para a Paraíba no ano de 2050 é de 12064,16 GWh. O aumento percentual do consumo de energia elétrica em 2050 em comparação ao consumo de energia elétrica no ano de 2017 é de 229,75%.

Considerando o erro percentual apresentado pela equação 3 ao compará-lo com os valores preexistentes da tabela 5 é, em média 5%, foi necessário dar essa margem percentual para o valor de consumo obtido.

4.1.4 Pernambuco

Na tabela 6 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado de Pernambuco para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 6 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

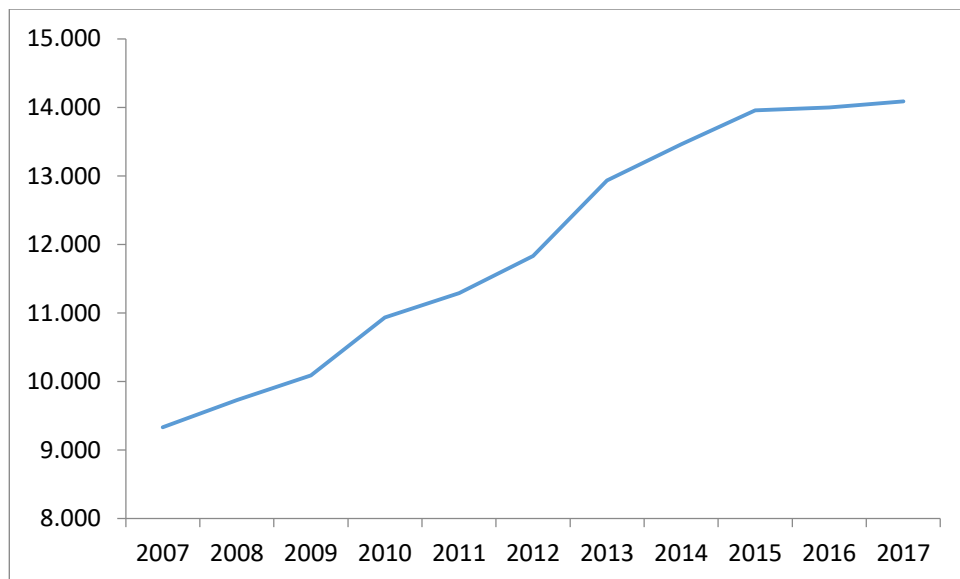
Tabela 6 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado de Pernambuco durante os anos de 2007 a 2017.

Pernambuco	
Ano	Consumo (GWh)
2007	9330
2008	9730
2009	10089
2010	10936
2011	11291
2012	11832
2013	12935
2014	13459
2015	13955
2016	13996
2017	14087

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 6, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 14.

Figura 14 – Consumo em GWh do estado de Pernambuco



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 6 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 4, que tem por finalidade estimar o

consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 4, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 537,61 \times \text{Ano} - 10,7 \times 10^5 \quad (4)$$

Substituindo a variável ano da equação 4 por 2050 temos:

$$\text{Consumo} = 32100,2 \text{ GWh}$$

Desse modo, o consumo obtido para Pernambuco no ano de 2050 é de 32100,2 GWh. O aumento percentual do consumo de energia elétrica em 2050 em comparação ao consumo de energia elétrica no ano de 2017 é de 227,87%.

Considerando o erro percentual apresentado pela equação 4 ao compará-lo com os valores preexistentes da tabela 6 é, em média 5%, foi necessário dar essa margem percentual para o valor de consumo obtido.

4.1.5 Piauí

Na tabela 7 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado do Piauí para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 7 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

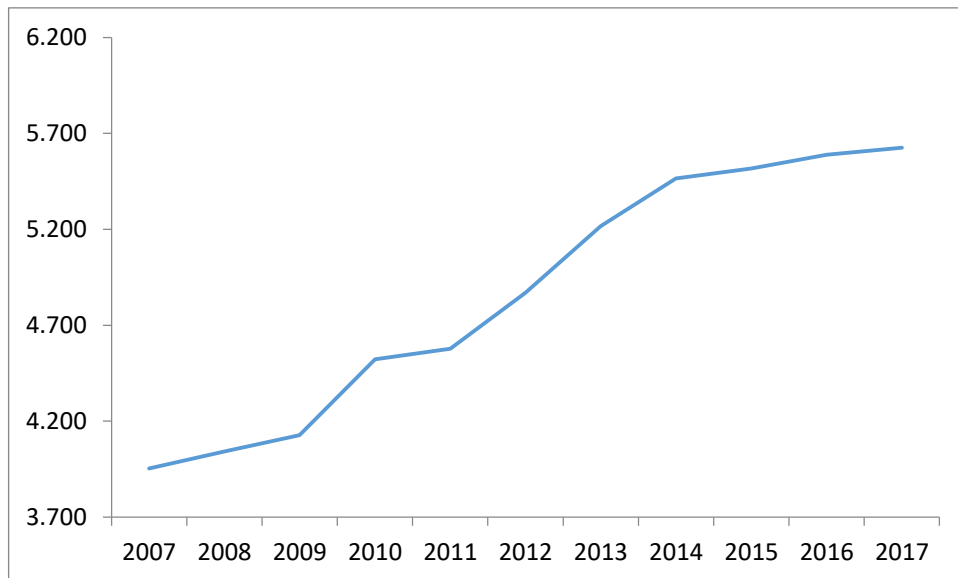
Tabela 7 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado do Piauí durante os anos de 2007 a 2017.

Piauí	
Ano	Consumo (GWh)
2007	3954
2008	4042
2009	4127
2010	4523
2011	4578
2012	4870
2013	5216
2014	5466
2015	5517
2016	5589
2017	5625

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 7, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 15.

Figura 15 – Consumo em GWh do estado do Piauí



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 7 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 5, que tem por finalidade estimar o

consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 5, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 193,06 \times \text{Ano} - 383580 \quad (5)$$

Substituindo a variável ano da equação 5 por 2050 temos:

$$\text{Consumo} = 12193 \text{ GWh}$$

Desse modo, o consumo obtido para o Piauí no ano de 2050 é de 12193 GWh. O aumento percentual do consumo de energia elétrica em 2050 em comparação ao consumo de energia elétrica no ano de 2017 é de 216,76%.

Considerando o erro percentual apresentado pela equação 5 ao compará-lo com os valores preexistentes da tabela 7 é, em média 5%, foi necessário dar essa margem percentual para o valor de consumo obtido.

4.1.6 Rio Grande do Norte

Na tabela 8 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado do Rio Grande do Norte para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 8 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

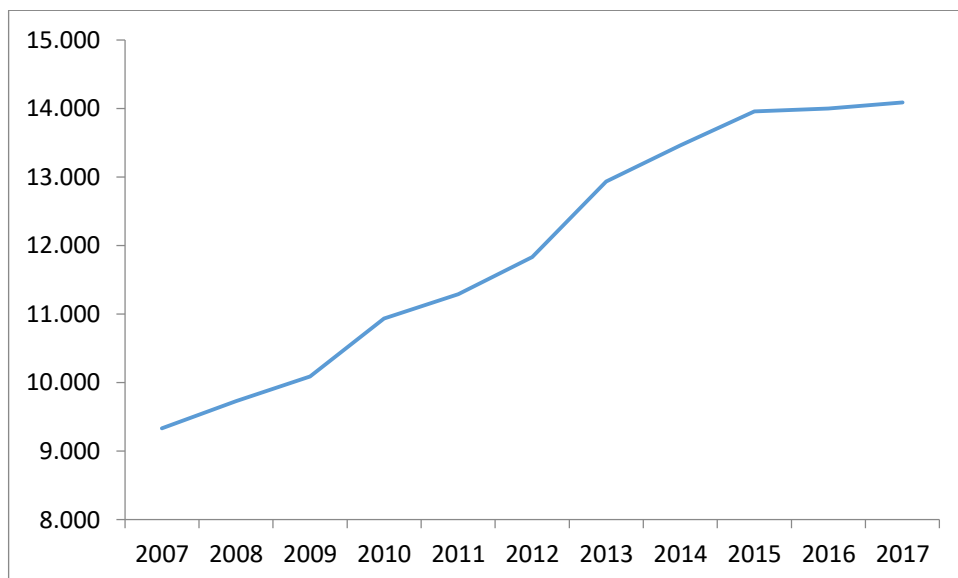
Tabela 8 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado do Rio Grande do Norte durante os anos de 2007 a 2017.

Rio Grande do Norte	
Ano	Consumo (GWh)
2007	9330
2008	9730
2009	10089
2010	10093
2011	11291
2012	11832
2013	12935
2014	13459
2015	13955
2016	13996
2017	14087

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 8, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 16.

Figura 16 – Consumo em GWh do estado do Rio Grande do Norte



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 8 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 6, que tem por finalidade estimar o

consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 6, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 552,94 \times \text{Ano} - 10,0039 \times 10^5 \quad (6)$$

Substituindo a variável ano da equação 6 por 2050 temos:

$$\text{Consumo} = 33136,17 \text{ GWh}$$

Desse modo, o consumo obtido para o Rio Grande do Norte no ano de 2050 é de 33136,17 GWh,. O aumento percentual do consumo de energia elétrica em 2050 em comparação ao consumo de energia elétrica no ano de 2017 é de 235,22%. A margem de erro foi mantida em 5%, devido ao erro percentual apresentado pela equação 6 ao compará-lo com os valores preexistentes na Tabela 8.

4.1.7 Sergipe

Na tabela 8 é apresentado o consumo de energia elétrica ao longo dos anos de 2007 a 2017 do estado de Sergipe para realização do estudo proposto anteriormente. Os dados de consumo da Tabela 8 é apresentados em GWh, com a finalidade de ser mais compreensível e de facilitar a análise (5).

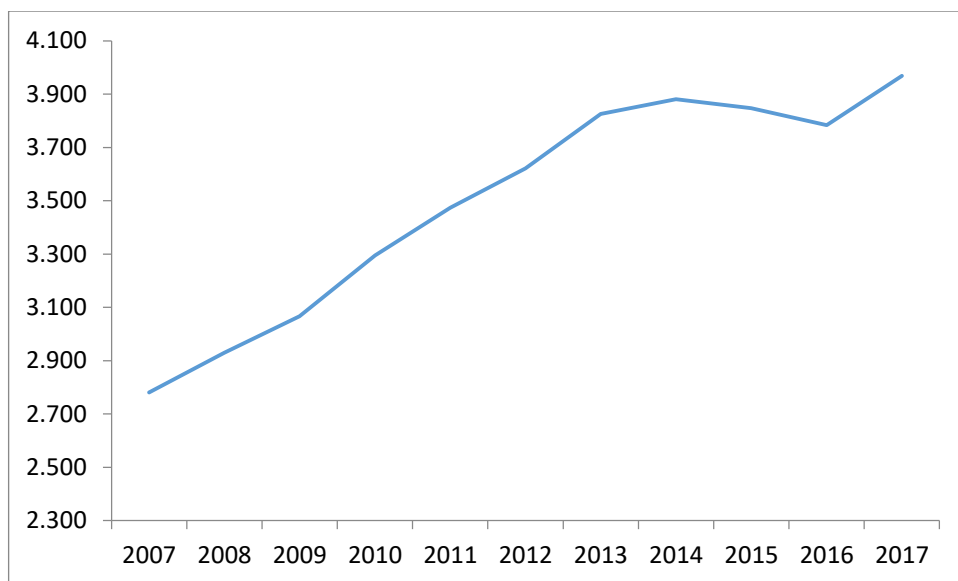
Tabela 9 – Consumo de energia elétrica em GWh no estado de Sergipe durante os anos de 2007 a 2017.

Sergipe	
Ano	Consumo (GWh)
2007	2781
2008	2930
2009	3066
2010	3295
2011	3474
2012	3622
2013	3825
2014	3881
2015	3847
2016	3784
2017	3968

Fonte: (5)

Para uma melhor visualização dos dados da Tabela 9, foi feito um gráfico de linha que está representado na Figura 17.

Figura 17 – Consumo em GWh do estado de Sergipe



Fonte: (5)

Tomando como base os dados apresentados na Tabela 9 e usando o método numérico de regressão linear, encontrou-se a equação 7, que tem por finalidade estimar o

consumo no ano de 2050. Tem-se abaixo a equação 7, que relaciona o ano com o consumo de energia elétrica.

$$\text{Consumo} = 120,15 \times \text{Ano} - 238253 \quad (7)$$

Substituindo a variável ano da equação 7 por 2050 temos:

$$\text{Consumo} = 8054,5 \text{ GWh}$$

Desse modo, o consumo obtido para Sergipe no ano de 2050 é de 8054,5 GWh,. O aumento percentual do consumo de energia elétrica em 2050 em comparação ao consumo de energia elétrica no ano de 2017 é de 227,87%. A margem de erro foi mantida em 5%, devido ao erro percentual apresentado pela equação 7 ao compará-lo com os valores preexistentes na tabela 9.

4.2 Impactos hídricos devido a geração para atender as demandas em 2050

Nessa seção é feito o cálculo do consumo de água devido ao aumento da demanda de energia elétrica em 2050 para cada UF, usando as estimativas feitas na seção anterior. Os cenários propostos para o atendimento dessa demanda sendo os 6 que já foram definidos no início desse capítulo.

Os dados para efetuar o cálculo do impacto hídrico fazem-se presentes na Tabela 2, nas estimativas calculadas para cada UF na seção 4.1 desse trabalho e no consumo de energia elétrica no ano de 2017 para cada estado que são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Consumo de energia elétrica no ano de 2017.

Consumo de energia elétrica (GWh)	
Alagoas	4960
Bahia	24331
Paraíba	5251
Pernambuco	14087
Piauí	5625
Rio Grande do Norte	14087
Sergipe	3968

Fonte: 18

A equação 8 demonstra como esse cálculo é feito levando os dados supracitados.

$$\text{Impacto Hídrico (m}^3\text{)} = [\text{GE(GWh)} - \text{CO(GWh)}] \times [\text{CA(m}^3\text{/GJ)} \times \text{FT} \times \text{FC}] \quad (8)$$

- GE: Geração estimada, esse dado está presente ao longo da seção 4.1;
- CO: Consumo de energia elétrica em 2017;
- CA: Consumo de água, dado presente na tabela A, consumo estimado;
- FT: Fator de transformação, fator necessário para transformar a unidade do CA em m³/GWh, e esse fator é 3600;
- Fator de capacidade das usinas.

Vale ressaltar que devido ao Sistema Interligado Nacional (SIN) não necessariamente as usinas propostas serão instaladas nos seus respectivos estados, mas o impacto hídrico será o mesmo. Dentro dos cenários não existe subdivisão de quais tecnologias serão utilizadas para atender o consumo excedente proposto nos cenários (25).

4.2.1 Alagoas

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado de Alagoas em 2050 é de 9957 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 4997 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 4960 GWh.

Na Tabela 11 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 11 – Impacto hídrico cenário 1 de Alagoas

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	11039,97
	Circulação Aberta de Água	4021,49
	Reservatório de Resfriamento	8761,64
	Ar	412,85

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 12 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 12 – Impacto hídrico cenário 2 de Alagoas

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	11743,35
	Circulação Aberta de Água	4663,70
	Reservatório de Resfriamento	4342,59
	Ar	412,85
Ciclo Combinado	Torre Úmida	3379,27
	Circulação Aberta de Água	1605,54
	Reservatório de Resfriamento	3853,29
	Ar	61,16

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 13 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 13 – Impacto hídrico cenário 3 de Alagoas

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor (Carvão)	Torre Úmida	5519,99
	Circulação Aberta de Água	2010,74
	Reservatório de Resfriamento	4380,82
	Ar	206,43
Turbina a Vapor (Gás Natural)	Torre Úmida	5871,67
	Circulação Aberta de Água	2331,85
	Reservatório de Resfriamento	2171,30
	Ar	206,43
Ciclo Combinado (Gás Natural)	Torre Úmida	1689,64
	Circulação Aberta de Água	802,77
	Reservatório de Resfriamento	1926,64
	Ar	30,58

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 14 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 14 – Impacto hídrico cenário 4 de Alagoas

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 15 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 15 – Impacto hídrico cenário 5 de Alagoas

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	4904,58
	Ar	155,43
Fotovoltaica	NA	21,59

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 16 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 16 – Impacto hídrico cenário 6 de Alagoas

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor (Solar)	Torre Úmida	2452,29
	Ar	77,71
Fotovoltaica (Solar)	NA	10,79
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.2.2 Bahia

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado da Bahia em 2050 é de 42871,35 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 18540,35 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 24331 GWh.

Na Tabela 17 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 17 – Impacto hídrico cenário 1 da Bahia

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	40961,57
	Circulação Aberta de Água	14920,90
	Reservatório de Resfriamento	32508,28
	Ar	1531,80

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 18 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 18 – Impacto hídrico cenário 2 da Bahia

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	43571,31
	Circulação Aberta de Água	17303,71
	Reservatório de Resfriamento	16112,31
	Ar	1531,80
Ciclo Combinado	Torre Úmida	12538,10
	Circulação Aberta de Água	5957,01
	Reservatório de Resfriamento	14296,83
	Ar	226,93

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 19 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 19 – Impacto hídrico cenário 3 da Bahia

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	20480,78
	Circulação Aberta de Água	7460,45
	Reservatório de Resfriamento	16254,14
Turbina a Vapor	Ar	765,90
	Torre Úmida	21785,65
	Circulação Aberta de Água	8651,85
	Reservatório de Resfriamento	8056,15
Ciclo Combinado	Ar	765,90
	Torre Úmida	6269,05
	Circulação Aberta de Água	2978,51
	Reservatório de Resfriamento	7148,42
	Ar	113,47

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 20 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 20 – Impacto hídrico cenário 4 da Bahia

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 21 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 21 – Impacto hídrico cenário 5 da Bahia

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	18197,43
	Ar	576,68
Fotovoltaica	NA	80,09

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 22 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 22 – Impacto hídrico cenário 6 da Bahia

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	9098,71
	Ar	288,34
Fotovoltaica	NA	40,05
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.2.3 Paraíba

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado da Paraíba em 2050 é de 12064,16 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 6813,16 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 5251 GWh.

Na Tabela 23 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 23 – Impacto hídrico cenário 1 da Paraíba

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	15052,45
	Circulação Aberta de Água	5483,09
	Reservatório de Resfriamento	11946,06
	Ar	562,90

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 24 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 24 – Impacto hídrico cenário 2 da Paraíba

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	16011,47
	Circulação Aberta de Água	6358,72
	Reservatório de Resfriamento	5920,91
	Ar	562,90
Ciclo Combinado	Torre Úmida	4607,47
	Circulação Aberta de Água	2189,07
	Reservatório de Resfriamento	5253,76
	Ar	83,39

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 25 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 25 – Impacto hídrico cenário 3 da Paraíba

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	7526,23
	Circulação Aberta de Água	2741,55
	Reservatório de Resfriamento	5973,03
	Ar	281,45
Turbina a Vapor	Torre Úmida	8005,74
	Circulação Aberta de Água	3179,36
	Reservatório de Resfriamento	2960,45
	Ar	281,45
Ciclo Combinado	Torre Úmida	2303,73
	Circulação Aberta de Água	1094,53
	Reservatório de Resfriamento	2626,88
	Ar	41,70

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 26 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 26 – Impacto hídrico cenário 4 da Paraíba

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na tabela 27 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 27 – Impacto hídrico cenário 5 da Paraíba

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	6687,14
	Ar	211,92
Fotovoltaica	NA	29,43

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 28 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 28 – Impacto hídrico cenário 6 da Paraíba

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	3343,57
	Ar	105,96
Fotovoltaica	NA	14,72
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.2.4 Pernambuco

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado de Pernambuco em 2050 é de 32100,2 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 18013,2 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 14087 GWh.

Na Tabela 29 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 29 – Impacto hídrico cenário 1 de Pernambuco

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	39796,92
	Circulação Aberta de Água	14496,66
	Reservatório de Resfriamento	31583,98
	Ar	1488,25

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 30 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 30 – Impacto hídrico cenário 2 de Pernambuco

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	42332,46
	Circulação Aberta de Água	16811,72
	Reservatório de Resfriamento	15654,19
	Ar	1488,25
Ciclo Combinado	Torre Úmida	12181,61
	Circulação Aberta de Água	5787,64
	Reservatório de Resfriamento	13890,34
	Ar	220,48

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 31 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 31 – Impacto hídrico cenário 3 de Pernambuco

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	19898,46
	Circulação Aberta de Água	7248,33
	Reservatório de Resfriamento	15791,99
Turbina a Vapor	Ar	744,13
	Torre Úmida	21166,23
	Circulação Aberta de Água	8405,86
Ciclo Combinado	Reservatório de Resfriamento	7827,10
	Ar	744,13
	Torre Úmida	6090,80
Ciclo Combinado	Circulação Aberta de Água	2893,82
	Reservatório de Resfriamento	6945,17
	Ar	110,24

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 32 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 32 – Impacto hídrico cenário 4 de Pernambuco

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 33 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 33 – Impacto hídrico cenário 5 de Pernambuco

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	17680,03
	Ar	560,28
Fotovoltaica	NA	77,82

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 34 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 34 – Impacto hídrico cenário 6 de Pernambuco

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	8840,01
	Ar	280,14
Fotovoltaica	NA	38,91
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.2.5 Piauí

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado do Piauí em 2050 é de 12193 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 6568 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 5625 GWh.

Na Tabela 35 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 35 – Impacto hídrico cenário 1 do Piauí

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	14510,81
	Circulação Aberta de Água	5285,80
	Reservatório de Resfriamento	11516,20
	Ar	542,65

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 36 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 36 – Impacto hídrico cenário 2 do Piauí

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	15435,33
	Circulação Aberta de Água	6129,91
	Reservatório de Resfriamento	5707,85
	Ar	542,65
Ciclo Combinado	Torre Úmida	4441,68
	Circulação Aberta de Água	2110,30
	Reservatório de Resfriamento	5064,72
	Ar	80,39

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 37 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 37 – Impacto hídrico cenário 3 do Piauí

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	7255,41
	Circulação Aberta de Água	2642,90
	Reservatório de Resfriamento	5758,10
	Ar	271,32
Turbina a Vapor	Torre Úmida	7717,66
	Circulação Aberta de Água	3064,96
	Reservatório de Resfriamento	2853,93
	Ar	271,32
Ciclo Combinado	Torre Úmida	2220,84
	Circulação Aberta de Água	1055,15
	Reservatório de Resfriamento	2532,36
	Ar	40,20

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 38 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 38 – Impacto hídrico cenário 4 do Piauí

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 39 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 39 – Impacto hídrico cenário 5 do Piauí

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	6446,52
	Ar	204,29
Fotovoltaica	NA	28,37

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 40 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 40 – Impacto hídrico cenário 6 do Piauí

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	3223,26
	Ar	102,15
Fotovoltaica	NA	14,19
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.2.6 Rio Grande do Norte

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado do Rio Grande do Norte em 2050 é de 33136,17 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 19049,17 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 14087 GWh.

Na Tabela 41 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 41 – Impacto hídrico cenário 1 do Rio Grande do Norte

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	42085,71
	Circulação Aberta de Água	15330,39
	Reservatório de Resfriamento	33400,43
	Ar	1573,84

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 42 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 42 – Impacto hídrico cenário 2 do Rio Grande do Norte

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	44767,07
	Circulação Aberta de Água	17778,59
	Reservatório de Resfriamento	16554,49
	Ar	1573,84
Ciclo Combinado	Torre Úmida	12882,19
	Circulação Aberta de Água	6120,50
	Reservatório de Resfriamento	14689,20
	Ar	233,16

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 43 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 43 – Impacto hídrico cenário 3 do Rio Grande do Norte

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	21042,86
	Circulação Aberta de Água	7665,20
	Reservatório de Resfriamento	16700,22
	Ar	786,92
Turbina a Vapor	Torre Úmida	22383,54
	Circulação Aberta de Água	8889,30
	Reservatório de Resfriamento	8277,25
	Ar	786,92
Ciclo Combinado	Torre Úmida	6441,10
	Circulação Aberta de Água	3060,25
	Reservatório de Resfriamento	7344,60
	Ar	116,58

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 44 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 44 – Impacto hídrico cenário 4 do Rio Grande do Norte

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 45 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 45 – Impacto hídrico cenário 5 do Rio Grande do Norte

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	18696,84
	Ar	592,51
Fotovoltaica	NA	82,29

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 46 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 46 – Impacto hídrico cenário 6 do Rio Grande do Norte

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	9348,42
	Ar	296,25
Fotovoltaica	NA	41,15
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.2.7 Sergipe

Com base na seção 4.1, tem-se que a demanda de energia elétrica estimada para o estado de Sergipe em 2050 é de 8054,5 GWh. Em comparação com o ano de 2017, ocorreu um acréscimo de 4086,5 GWh nessa demanda, tendo em vista que o consumo para esse ano era de 3968 GWh.

Na Tabela 47 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 1 nesse estado. Toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a carvão.

Tabela 47 – Impacto hídrico cenário 1 de Sergipe

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	9028,39
	Circulação Aberta de Água	3288,73
	Reservatório de Resfriamento	7165,19
	Ar	337,63

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 1 são apresentadas quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 48 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 2, no qual toda a demanda de energia elétrica sobressalente é atendida apenas por UTE's a gás natural.

Tabela 48 – Impacto hídrico cenário 2 de Sergipe

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	9603,60
	Circulação Aberta de Água	3813,93
	Reservatório de Resfriamento	3551,33
	Ar	337,63
Ciclo Combinado	Torre Úmida	2763,54
	Circulação Aberta de Água	1312,99
	Reservatório de Resfriamento	3151,18
	Ar	50,02

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 2 são apresentadas oito opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente, não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas.

Na Tabela 49 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 3 nesse estado: 50% da demanda de energia elétrica ser atendida por UTE's a carvão e os outros 50% ser atendida por UTE's a gás natural.

Tabela 49 – Impacto hídrico cenário 3 de Sergipe

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	4514,19
	Circulação Aberta de Água	1644,37
	Reservatório de Resfriamento	3582,59
	Ar	168,81
Turbina a Vapor	Torre Úmida	4801,80
	Circulação Aberta de Água	1906,97
	Reservatório de Resfriamento	1775,67
	Ar	168,81
Ciclo Combinado	Torre Úmida	1381,77
	Circulação Aberta de Água	656,50
	Reservatório de Resfriamento	1575,59
	Ar	25,01

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 3 são apresentadas doze opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Nesse cenário, é necessária a escolha de uma opção por tipo de combustível (gás natural e carvão). Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções de um mesmo combustível. O impacto hídrico estimado é equivalente a soma de duas opções, sendo uma UTE's a carvão e outra UTE's a gás natural.

Na Tabela 50 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 4, no qual toda demanda desse estado é atendida por parques eólicos.

Tabela 50 – Impacto hídrico cenário 4 de Sergipe

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 51 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 5, no qual toda demanda é atendida por usinas solares.

Tabela 51 – Impacto hídrico cenário 5 de Sergipe

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	4010,92
	Ar	127,11
Fotovoltaica	NA	17,65

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 5 são apresentadas três opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Não foi considerado um arranjo percentual entre as opções apresentadas. O impacto hídrico estimado é equivalente apenas a opção a qual ele se refere.

Na Tabela 52 é apresentado o impacto hídrico causado pela aplicação do cenário 6, no qual 50% da demanda é atendida por usinas solares e 50% por parques eólicos.

Tabela 52 – Impacto hídrico cenário 6 de Sergipe

Tecnologia	Sistema de resfriamento	Impacto hídrico (10 ³ m ³)
Turbina a Vapor	Torre Úmida	2005,46
	Ar	63,55
Fotovoltaica	NA	8,83
Eólica	NA	0

Fonte: Próprio autor

Dentro do cenário 6 são apresentados quatro opções para o abastecimento da demanda de energia elétrica sobressalente. Como esse cenário dispõe de 50% de energia eólica, os outros 50% devem ser escolhidos a partir das 3 opções restantes. Não foi considerado um arranjo percentual, de modo que apenas uma opção das usinas solares foi considerada para compor os outros 50% e atender à demanda energética. O impacto hídrico estimado é equivalente à estimativa da opção escolhida dentre as usinas solares.

4.3 Discussão dos resultados

Analisando os dados da previsão do consumo de água para suprir a demanda sobressalente em 2050, é possível identificar que as usinas termoeletricas que utilizam gás natural como combustível, turbina a vapor e sistema de resfriamento que utiliza torres úmidas são as que consomem mais água em seu funcionamento, sendo esse tipo de UTE pouco atrativa para a implementação nesse estudo.

Dentre os cenários propostos, o que apresentou melhor resultado em termos de pouco consumo de água para geração de energia, foi o cenário 4 (atendimento da demanda através de energia eólica). No cenário 3 (50% gás natural, 50% carvão) se destaca as usinas que utilizam o ciclo combinado com sistema de resfriamento a ar, pois seu consumo é inferior às heliotérmicas que utilizam sistema de resfriamento a ar, porém tendo um consumo ainda considerável quando comparado as tecnologias fotovoltaicas.

A utilização do cenário 6, se torna bastante interessante quando o consumo sobressalente é atendimento por usinas fotovoltaicas e parques eólicos, porém essas plantas têm a desvantagem da sua intermitência, sendo necessária a utilização de uma outra planta para atender a demanda quando a geração das fontes do cenário 6 não forem suficientes. Nesse caso, a utilização de usinas termoelétricas a gás natural com sistema de resfriamento a ar é uma boa opção para ser usada em conjunto com o cenário 6 devido ao seu baixo consumo.

Na tabela 53 são apresentados os impactos hídricos de cada cenário aplicados aos estados estudados. Como em cada cenário foi optado por não fazer um arranjo percentual das fontes de geração, a tabela 53 é apresentado uma variação de consumo de água considerando todos os arranjos possíveis.

Tabela 53 – Impacto hídrico de todos os estados por cenário

Estado	Demanda de Energia	Impacto Hídrico (10 ³ m ³)					
	Elétrica 2050(GWh)	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Alagoas	9957	412,85 a	61,16 a	237,01 a	0	21,59 a	10,79 a
		11039,97	11743,35	11391,66		4904,58	2452,29
Bahia	42871,35	1531,80 a	226,93 a	879,37 a	0	80,09 a	40,05 a
		40961,57	43571,31	42266,43		18197,43	9098,71
Paraíba	12064,16	562,90 a	83,39 a	323,15 a	0	29,43 a	14,72 a
		15052,45	16011,47	15531,97		6687,14	3343,57
Pernambuco	32100,2	1488,25 a	220,48 a	854,37 a	0	77,82 a	38,91 a
		39796,92	42332,46	41064,69		17680,03	8840,01
Piauí	12193	542,65 a	80,39 a	311,52 a	0	28,37 a	14,19 a
		14510,81	15435,33	14973,07		6446,52	3223,26
Rio Grande do Norte	33136,17	1573,84 a	233,16 a	903,5 a	0	82,29 a	41,15 a
		42085,71	44767,07	43426,4		18696,84	9348,42
Sergipe	8054,5	337,63 a	50,02 a	193,82 a	0	17,65 a	8,83 a
		9028,39	9603,60	9315,99		4010,92	2005,46

Fonte: Próprio autor

5 CONCLUSÕES

O consumo de energia elétrica, nos últimos anos, tem crescido, com os estados do semiárido brasileiro não é diferente. As estimativas de demanda para essa região para o ano de 2050 são: Alagoas 9957 GWh, Bahia 42871,35 GWh, Paraíba 12064,16 GWh, Pernambuco 32100,2 GWh, Piauí 12193 GWh, Rio Grande do Norte 33136,17 GWh e Sergipe 8054,5 GWh. Em comparação ao consumo de energia elétrica desses estados no ano de 2017, a demanda de energética estimada para 2050 teve um aumento equivalente ou superior ao dobro na maioria dos casos, exceto no estado da Bahia, onde também observou-se o crescimento, todavia não foi suficiente para dobrar essa demanda, apesar de ser o estado no qual a estimativa apresentou maior valor absoluto.

As usinas termoelétricas têm um consumo elevado de água, podendo variar de 0,9 m³/MWh até 250 m³/MWh, dependendo do sistema de resfriamento e do ciclo de potência adotado pela usina termoelétrica. Por esse motivo, é necessário um estudo de viabilização do projeto, que considere principalmente as bacias hidrográficas da região na qual se planeja implementar a usina termoelétrica.

O acréscimo de demanda de energia elétrica estimada em 2050, em comparação ao consumo de energia elétrica no ano de 2017, para cada estado são: 4997GWh para Alagoas; 18540,53 GWh para a Bahia; 6813,16 GWh para Paraíba; 18013,2 GWh para Pernambuco; 6568 GWh para Piauí; 19049,17 GWh para Rio Grande do Norte e 4086,5 GWh para Sergipe. Se todo esse acréscimo fosse suprido por UTE's que utilizam torres de resfriamento úmidas e gás natural como combustível, o consumo anual para 2050 seria de 215,85 milhões de m³ de água. Esse resultado não considera toda a água que seria gasta de 2017 até 2050. Dessa forma, pode se tornar inviável a utilização de água para a geração de energia elétrica em usinas termoelétricas. Para que ocorra uma maior economia de água, é necessário a utilização de plantas que possuem um consumo de água inferior para atender essa demanda de energia elétrica sobressalente.

As opções que já vem sendo aplicadas e estudadas para atingir esse objetivo são parques eólicos (0 m³/GWh) e fotovoltaicos (21,6 m³/GWh), pois possuem um consumo de água inferior comparado as UTE's. No entanto, por se tratar de fontes intermitentes, é necessário a utilização de uma outra fonte de energia para o suprimento quando essas duas fontes não forem suficientes.

REFERÊNCIAS

1. Narjes Nouri; Farhad Balali; Adel Nasiri; Hamid Seifoddini; Wilkistar Otieno. **Water withdrawal and consumption reduction for electrical energy generation systems**. Abril de 2019
2. Plano de Desenvolvimento Sustentável – Piauí 2050 é lançado em Parnaíba. **Cidade Verde**, 2013. Disponível em: <https://cidadeverde.com/parnaiba/53987/plano-de-desenvolvimento-sustentavel-piaui-2050-e-lancado-em-parnaiba>. Acesso em: 27 de maio de 2019.
3. Planejamento prevê que Piauí será o 3º maior do Nordeste em 2050. **Cidade Verde**, 2013. Disponível em: <https://cidadeverde.com/noticias/149464/planejamento-preve-que-piaui-sera-o-3-maior-do-nordeste-em-2050>. Acesso em: 28 de maio de 2019.
4. Projeto Ceará 2050 busca acelerar o desenvolvimento, **Diário do Nordeste**, 2018. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/editorias/negocios/projeto-ceara-2050-busca-acelerar-o-desenvolvimento-1.1938561>. Acesso em: 28 de maio de 2019.
5. BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo de Energia Elétrica**. Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (Regiões e Subistemas). Ano base 2017.
6. Instituto de Energia e Meio Ambiente. **Série Termoeletricas em Foco: Uso de Água em Termoeletricas**. São Paulo, SP. Novembro de 2016
7. UFP. Universidade Federal do Paraná. **Curso de Engenharia Industrial Madeireira Máquinas Térmicas AT-101**. Disponível em: < <http://www.madeira.ufpr.br/disciplinasalan/AT101-Aula09.pdf>>. Acesso em: 12 de maio de 2019
8. UFP. Universidade Federal do Paraná. **Departamento de Engenharia Mecânica Máquinas Térmicas I**. Disponível em http://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/EngMec_NOTURNO/TM364/Material%20de%20Aula/Aula%2001%20-%20Ciclos%20T%20E9rmicos%20a%20Vapor%20-%20M%20E1quinas%20T%20E9rmicas%20I.pdf. Acesso em: 12 de maio de 2019
9. **Geração a Vapor**. Antônio Guilherme. Geração de Energia Elétrica. Disponível em: < http://www.antonioguilherme.web.br.com/Arquivos/gera_vapor.php>. Acesso em: 16 de maio de 2019.
10. UNICAMP. Universidade Estadual de Campinas. **Faculdade de Engenharia Mecânica Turbina a Gás Ciclos, Ciclo de Brayton**. Disponível em: <

- http://www.fem.unicamp.br/~franklin/EM884/pdf/turbina_gas_ciclos.pdf >. Acessado em: 13 de Maio de 2019.
11. RAMOS. Eduardo Ferreira. **Análise do desempenho de um sistema de cogeração com uma microturbina a gás natural**. Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. 2007.
 12. FILHO. Paulo Eduardo Dutra Mota. **Aspectos fundamentais da cogeração a ciclo combinado gás/vapor**. Trabalho de conclusão de curso – Universidade Federal do Ceará. 2010
 13. S.G.Guerra; R.Vázquez-Román; M.A. Rodríguez-Toral. **Simulación de Plantas de Cogeneración de Ciclo Combinado usando ASPEN**. Janeiro de 2005.
 14. BOL. **Mundo Educação: Funcionamento do Motor de Combustão Interna**. Disponível em <https://mundoeducacao.bol.uol.com.br/quimica/funcionamento-motor-combustao-interna.htm>. Acessado em: 16 de maio de 2019
 15. FRANCISCO. Renata Vitor Chaves da Silva Guimarães. **Análise da utilização de água por sistemas de resfriamento em termelétricas brasileiras movidas a carvão mineral, gás natural e combustível nuclear**. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Itajubá. 2018
 16. Water Footprint Network. **What is a water footprint?** Disponível em: < <https://waterfootprint.org/en/water-footprint/what-is-water-footprint/> >. Acesso em 22 de maio de 2018
 17. SPANG, E.S.; MOOMAW, W.R.;GALLAGHER, K.S.; KIRSHEN, P.H.; MARKS, D.H. **The water consumption of energy production: a international comparison**. Outubro de 2004
 18. BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional 2018. Ano base 2017. Rio de Janeiro, RJ. Maio de 2018.
 19. BLASQUES, Luis C.M.; AZEVEDO, Thiago P.S.; PINHO, João T. Sistemas individuais de geração com fontes intermitentes (SIGFI) dos tipos solar fotovoltaico e eólico: análise de viabilidade técnico-econômico considerando a resolução ANEEL Nº 83/2004. **Revista Brasileira de Energia Solar**. v. n. 2 p. 60-70, julho de 2001.
 20. BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro – RJ. 2016. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao->

- [173/Energia%20Termelétrica%20-%20Online%2013maio2016.pdf](#)>. Acesso em : 26 de maio de 2019
21. MARTINS, Miguel C.O. Usina Termoelétrica. **Cola na Web**. Disponível em: <<https://www.coladaweb.com/geografia/fontes-de-energia/usina-termoeletrica>>. Acesso em : 01 de Junho de 2019
22. **Evapco**, Resfriamento Híbrido 101. Disponível em <<https://www.evapco.com.br/pt-br/node/141>>. Acesso em: 01 de Junho de 2019
23. UCHÔA, Natalie S. **Estimativa do impacto hídrico da geração de energia elétrica como estratégia de planejamento para o ceará 2050**. Fortaleza 2018.
24. BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 01 de junho 2019.
25. ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/transmissao5>>. Acesso em: 02 de junho de 2019
26. SUDENE. Disponível em <<http://www.sudene.gov.br/delimitacao-do-semiarido>>. Acesso em: 04 de junho de 2019