



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS



**Estudo da Inserção das Fontes Renováveis na Transição
Energética da República do Benim visando ao seu
Desenvolvimento Sustentável**

JOHNSON HERLICH ROSLEE MENSAH

Itajubá (MG), 2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
MEIO AMBIENTE E RECURSOS HÍDRICOS**

**Estudo da Inserção das Fontes Renováveis na Transição
Energética da República do Benim visando ao seu
Desenvolvimento Sustentável**

JOHNSON HERLICH ROSLEE MENSAH

Tese submetida à banca examinadora, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor no programa de Doutorado em Meio Ambiente e Recursos Hídricos (POSMARH) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

Área de Concentração: Meio Ambiente e Recursos Hídricos.

**Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho
Coorientador: Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos**

Itajubá (MG), 2023

Dedico esta tese aos meus pais, Crespim Mensah e Doton Louise Migan (in memoriam), pela educação e valores transmitidos e aos meus filhos Miguel Hernel Mensah e Hendryk Adjilé Mensah.

AGRADECIMENTOS

A realização desta tese de doutorado foi possível graças ao apoio e contribuição de diversas pessoas e instituições, às quais gostaria de expressar minha profunda gratidão.

Primeiramente, agradeço a Deus, pelo dom da vida e pelo privilégio de ter uma família e amigos maravilhosos, que são a base da minha existência e razão pela qual me levanto todos os dias.

Aos meus queridos pais, Crespim Mensah e Doton Louise Migan (*in memoriam*), que me ensinaram desde cedo a importância da educação como o principal instrumento catalisador de mudanças.

Aos meus irmãos, Larios Nelcael Mensah, Manix Minassin Mensah e Gilles Stéphane Dégila, pela motivação de sempre.

À minha esposa, Maria Zeno Mensah, a grande companheira da minha vida, que sempre sonhou meus sonhos, dividiu minhas conquistas e derrotas, e que sempre escolheu olhar para mesma direção que a minha, você é peça primordial do meu sucesso.

À Dagmar Luz de Andrade, pelo carinho, incentivo e apoio incondicional desde a minha chegada na cidade em janeiro de 2012. Obrigado por tudo!

À minha sogra "Dona Marisa Silva" e minhas tias "Maman Marcy e Maman Tanguy" pelas orações e apoio em momentos difíceis.

Aos meus amigos, Gildas Akpoli, Lucrèce Assogba, Alex Ouessou Idrissou, Amadou Garba, Séraphin Hadeou e aos meus primos, Marleine de Souza, Hosiane Bocokpevi, Crédo Wakpo e Arielle Dah-Assidagbénon pela força e motivação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, pela orientação, apoio técnico e acima de tudo, humano em momentos difíceis pelos quais passei neste doutorado. Muito obrigado!

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos, pela amizade, compreensão, apoio e ensinamentos em todos os momentos, desde a graduação.

Ao Prof. Dr. Pierluigi Leone, pela oportunidade e supervisão durante o período de doutorado sanduiche na *Università Politecnica di Torino (PoliTo)*, Italia.

Aos colegas do Departamento de Energia (DENERG) da PoliTo e aos amigos do Departamento de Engenharia Mecânica da *Kwame Nkrumah University of Science and Technology* (KNUST), cujas trocas de conhecimento e experiências enriqueceram meu entendimento sobre o tema.

À equipe de professores das disciplinas cursadas no Doutorado em Meio Ambiente e Recursos Hídricos (DMARH), pelos valiosos ensinamentos transmitidos e ao convívio acadêmico.

Agradeço ao suporte financeiro concedido pela FAPEMIG e CAPES para bolsa de estudo e incentivo nas participações em eventos.

Por fim, dedico um agradecimento especial a todas as pessoas que mesmo não mencionadas, de alguma forma, contribuíram para realização deste trabalho.

Minha gratidão a todos que fizeram parte desta jornada.

***“A educação é o software central que programa
o futuro das sociedades”.***

Joseph Ki-Zerbo

RESUMO

A geração de energia é um fator importante no desenvolvimento econômico, no combate à pobreza e na garantia de uma boa qualidade de vida da população de uma nação, sendo este um grande desafio para os países menos desenvolvidos como é o caso da República do Benim, país localizado na África Ocidental. Assim, a instalação de centrais hidrelétricas, usinas solares fotovoltaicas e centrais de biomassa poderiam ajudar a mitigar as crises energéticas que o país enfrenta e a reduzir a sua dependência de importação energética. Neste contexto, o objetivo desse trabalho é propor e avaliar diferentes cenários de planejamento energético do Benim, com vistas à inserção de fontes de energias renováveis (FER), melhoria da condição de vida atual da população e minimização da importação de energia. Para alcançar esse objetivo, foi realizada uma análise de dados e uma avaliação do potencial energético de cada fonte renovável (solar, eólica, biomassa e hidroelétrica) disponível. Por fim, foram criados três diferentes cenários (referencial, moderado e otimista) com objetivo de reduzir o déficit energético ao longo prazo usando o programa LEAP (*Low Emissions Analysis Platform*) para o período de 2020 a 2050. Os resultados deste estudo mostraram que para o cenário referencial “REF” a demanda de energia final deverá crescer cerca de 1,5% até 2050. A produção de eletricidade deverá, na sua maioria, ser realizada por fontes de energia térmicas e as emissões de CO₂ deverão aumentar de 0,5 para 1,1 milhão de toneladas métricas de CO₂eq no setor residencial. Relativamente ao cenário otimista “OPT”, a demanda de energia final aumentará cerca de 3,8% em comparação com o valor do ano base (2020). A parcela das FER deverá aumentar para cerca de 78% do total da capacidade de geração instalada em 2050 e reduzirá para zero a importação de eletricidade que era de 13,2 PJ e 7,1 PJ, respectivamente, nos cenários REF e MOD, representando 81,5% e 20,5% da demanda nacional em termo de energia elétrica. Esses resultados permitiram discussões sobre as alternativas para os setores de energia do Benim e incentivam a aplicação de medidas de eficiência energética em cada setor de atividade a fim de reduzir o consumo de energia além de mitigar os efeitos das emissões líquidas de Gas Efeito Estufa (GEE). Em suma, são necessárias medidas eficazes de política energética para apoiar uma transição energética sustentável no Benim.

Palavras-chave: Fontes renováveis de energia; Modelo LEAP Benim; Análise de cenários; Transição energética; Políticas sustentáveis.

ABSTRACT

Energy generation is an important factor in economic development, combating poverty and ensuring a good quality of life for the population of a nation, which is a major challenge for less developed countries such as the Republic of Benin, country located in West Africa. Thus, the installation of hydroelectric plants, photovoltaic solar plants and biomass plants could help mitigate the energy crises that the country faces and reduce its dependence on energy imports. In this context, the objective of this work is to propose and evaluate different energy planning scenarios in Benin, with a view to inserting renewable energy sources (RES), improving the current living conditions of the population, and minimizing energy imports. To achieve this objective, data analysis and an assessment of the energy potential of each renewable source (solar, wind, biomass and hydroelectric) available were carried out. Finally, three different scenarios were created (reference, moderate and optimistic) with the objective of reducing the energy deficit in the long-term using the LEAP (Low Emissions Analysis Platform) program for the period from 2020 to 2050. The results of this study showed that for the “REF” reference scenario, final energy demand is expected to grow by around 1.5% until 2050. Electricity production should, for the most part, be carried out by thermal energy sources and CO₂ emissions should increase by 0.5% to 1.1 million metric tons of CO₂eq in the residential sector. Regarding the optimistic “OPT” scenario, final energy demand will increase by around 3.8% compared to the base year value (2020). The share of RES is expected to increase to around 78% of the total installed generation capacity in 2050 and will reduce electricity imports to zero, which were 13.2 PJ and 7.1 PJ, respectively, in the REF and MOD scenarios, representing 81.5% and 20.5% of national electricity demand. These results allowed discussions on alternatives for Benin's energy sectors and encourage the application of energy efficiency measures in each sector of activity to reduce energy consumption in addition to mitigating the effects of GHG emissions. In short, effective energy policy measures are needed to support a sustainable energy transition in Benin.

Keywords: Renewable energy sources; Benin LEAP model; Scenario analysis; Energy transition; Sustainable policies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ranking dos países membros da UEMOA por percentual da população com acesso a serviços de saneamento básico (coleta de águas residuais) em 2020. Fonte: Compilado pelos autores usando dados do Banco Mundial (Banco Mundial, 2021).....	22
Figura 2: Estados e Municípios da República do Benin. Fonte: Autor (2021)	30
Figura 3: Estrutura do consumo de energia por setor no Benim em 2018.	31
Figura 4: Comparação de consumo de energia elétrica per capita em 2020. Fonte: Autor (2021)	32
Figura 5: Evolução da produção de energia hidrelétrica e solar fotovoltaica no Benim de 2010 a 2018 (GWh). Fonte: Atlas (2020).....	34
Figura 6: Estrutura da produção de eletricidade no Benim em 2018. Fonte: Atlas (2020)	35
Figura 7: Evolução da taxa de eletrificação nacional, rural e urbana entre 2014 e 2018.	36
Figura 8: Taxa de eletrificação estadual em Benim em 2015. Fonte: SIE (2021).....	37
Figura 9: Percentual da dependência de energia elétrica externa do Benim de 1990 a 2013.	38
Figura 10: Grandes bacias hidrográficas do Benim. Fonte: Adaptado de BUR (2019) .	40
Figura 11: Intensidade do vento à 50 metros de altura no Benim. Fonte: Global Wind Atlas (2023).....	48
Figura 12: Irradiação horizontal global em Benim. Fonte: Global Solar Atlas (2019)..	50
Figura 13: Potencial solar fotovoltaico em kWh em Benim. Fonte: Global Solar Atlas (2019)	51
Figura 14: Produção energética por país da zona UEMOA em 2018. Fonte: Adaptado de Atlas (2020).....	54
Figura 15: Média Anual de Energia Elétrica Gerada (GWh) por fonte e por país da UEMOA em 2018. Source: Adaptado de Atlas (2020).....	55
Figura 16: Consumo final de energia (ktep) por fonte e por país da UEMOA em 2018. Source: Adaptado de Atlas (2020).....	57
Figura 17: Importação de energia (ktep) por fonte e por país da UEMOA em 2018. Source: Adaptado de Atlas (2020).....	58
Figura 18: Rede elétrica do Benim. Fonte: SIE (2019)	64

Figura 19: Linha de transmissão 63 kV COTONOU-PORTO-NOVO. Fonte: ARE (2020)	66
Figura 20: Linha de transmissão 63 kV BOHICON-GLAZOUÉ. Fonte: ARE (2020)	67
Figura 21: Gráfico da metodologia a ser empregada para desenvolver o modelo LEAP Benim.	101
Figura 22: As ramificações de dados do modelo LEAP do Benim	108
Figura 23: Distribuição temporal das capacidades existente e nova consideradas no Cenário REF	115
Figura 24: Distribuição temporal das capacidades existente e nova consideradas no Cenário MOD	119
Figura 25: Distribuição temporal das capacidades existente e nova consideradas no Cenário OPT	121
Figura 26: Futura demanda energética do setor residencial no cenário REF.	123
Figura 27: Futura demanda energética do setor industrial no cenário REF.	124
Figura 28: Futura demanda energética do setor de transporte no cenário REF.	125
Figura 29: Futura demanda energética do setor de comercios/serviços no cenário REF	126
Figura 30: Futura demanda energética do setor agrícola no cenário REF.	126
Figura 31: Futura oferta de energia por combustível no cenário REF	127
Figura 32: Fornecimento futuro de eletricidade no cenário REF	128
Figura 33: Emissão de GEE provenientes do consumo de energia no cenário REF	129
Figura 34: Emissão de GEE durante a geração de eletricidade no cenário REF.	130
Figura 35: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2020 (Cenário REF)	131
Figura 36: Balanço Energético do Benim em 2020 (Cenário REF)	132
Figura 37: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário REF)	134
Figura 38: Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário REF)	135
Figura 39: Futura demanda energética no cenário MOD	136
Figura 40: Futura oferta de energia por combustível no cenário MOD	138
Figura 41: Fornecimento futuro de eletricidade no cenário MOD	139
Figura 42: Emissão de GEE provenientes do consumo de energia no cenário MOD.	141
Figura 43: Emissão de GEE durante a geração de eletricidade no cenário MOD.	142

Figura 44: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário MOD)	143
Figura 45: Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário MOD)	145
Figura 46: Futura demanda energética no cenário OPT	146
Figura 47: Futura oferta de energia por combustível no cenário OPT	148
Figura 48: Fornecimento futuro de eletricidade no cenário OPT	150
Figura 49: Emissão de GEE provenientes da demanda e da geração de eletricidade no cenário OPT	151
Figura 50: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário OPT)	154
Figura 51: Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário OPT)	155
Figura 52: Evolução da demanda de energia por cenário no periodo de 2020-2050 ...	157
Figura 53: Evolução da demanda e oferta de energia por cenário no periodo de 2020-2050	159
Figura 54: Evolução da demanda e oferta de eletricidade por cenário no periodo de 2020-2050	160
Figura 55: Variação do déficit de eletricidade por cenário no periodo de 2020-2050 .	161
Figura 56: Relação entre a importação e a demanda de eletricidade por cenário entre 2020 e 2050	162
Figura 57: Evolução dos requisitos de recursos primários por cenário entre 2020 e 2050	163
Figura 58: Evolução das emissões de GEE por cenário no periodo de 2020-2050.....	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Características dos seis possíveis locais selecionados pelos ABERME e ACDI para o empreendimento de micro centrais hidrelétricas em Benim.....	42
Tabela 2: Síntese do potencial hidrelétrico estimado do Benim	44
Tabela 3: Potencial de biogás bovino por zona agroecológica em Benim	46
Tabela 4: Velocidade dos ventos em diferentes alturas com $\alpha = 0,4$	49
Tabela 5: Estimativas dos potenciais teóricos das fontes renováveis de energia em Benim	52
Tabela 6: Estratégias sustentáveis do setor energético do Benim	71
Tabela 7: Indicadores de desempenho do setor energético do Benim de 2015-2020.....	77
Tabela 8: Fases de execução da estratégia do PRODERE e seus componentes e custos envolvidos.....	79
Tabela 9: Comparação entre modelos <i>Top-down</i> e <i>Bottom-up</i>	89
Tabela 10: Classificação dos modelos de previsão de energia: <i>EFOM-ENV</i> , <i>EnergyPlan</i> , <i>ENPEP-BALANCE</i> e <i>LEAP</i>	92
Tabela 11: Classificação dos modelos de previsão de energia: <i>MAED</i> , <i>MARKAL</i> , <i>MARKAL-MACRO</i> e <i>MESAP</i>	93
Tabela 12: Classificação dos modelos de previsão de energia: <i>MESSAGE</i> , <i>MICRO-MELODIE</i> , <i>PRIMES</i> e <i>RETscreen</i>	94
Tabela 13: Principais parâmetros de suposição para o modelo LEAP Benim	109
Tabela 14: Resumo dos recursos em cada cenário proposto	110

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACI	Agência Central de Inteligência
AIE	Agência Internacional de Energia
ARE	Agência Reguladora de Eletricidade
ASECNA	Agência de Segurança de Navegação Aérea do Benim
CEB	Comunidade Elétrica do Benim
DPE	Direção de Promoção Económica
ECREEE	ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency
FER	Fontes de Energias Renováveis
GEE	Gás Efeito Estufa
GN	Gás Natural
IED	Innovation Energy Development
INSAE	Instituto Nacional de Estatística e Análise Económica
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
MMEE	Ministério de Minas, Águas e de Energia
MTMDCE	Millhoes de Toneladas Métricas de Dióxido de Carbono Equivalente
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
SBEE	Companhia Beninense de Energia Elétrica
SE4ALL	Sustainable Energy For All
SIE	Sistema de Informação Energética do Benim
SNV	Netherlands Development Organisation
UEMOA	União Económica e Monetária do Oeste Africano

LISTA DE SÍMBOLOS

GWh	Giga Watt hora
GJ	Gigajoule
Hab/km ²	Habitante por quilometro cuadrado
kg/dia	Quilograma por dia
kWh	Quilo Watt hora
kWh/m ²	Quilo Watt hora por metro cuadrado
Ktep	Quilo Tonelada Equivalente de Petróleo
m	Metro
m/s	Metro por segundo
MWh	Mega Watt hora
PJ	Petajoule

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	20
1.1 Visão Geral	20
1.2 Problemática	21
1.3 Justificativa	23
1.4 Perguntas da pesquisa	24
1.5 Hipóteses de pesquisa	24
1.6 Objetivos de pesquisa	25
1.7 Relevância de pesquisa	25
1.8 Escopo da pesquisa	26
1.9 Estrutura da Tese	27
CAPÍTULO 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	28
2.1. Apresentação da República do Benim	28
2.2. Situação energética do Benim.....	31
2.2.1. Consumo energético	31
2.2.2. Produção energética.....	33
2.2.3. Acesso à eletricidade e dependência energética externa do Benim.....	35
2.3. Potencial Energético das Fontes Renováveis em Benim	39
2.3.1. Hidroeletricidade	39
2.3.2. Biomassa.....	44
2.3.3. Eólica	46
2.3.4. Solar Fotovoltaica.....	49
2.4. Panorama Energético do Benim em Relação ao Bloco UEMOA.....	53
2.5. Papel dos Ministérios e Agências do Setor Energético do Benim.....	59
2.5.1. Agência Reguladora da Eletricidade (ARE).....	59
2.5.2. Ministério da Energia (ME).....	60
2.5.3. Direção Geral de Recursos Energéticos (DGRE).....	61

2.5.4.	Agência Beninense de Eletrificação Rural e Gestão de Energia (ABERME).....	62
2.5.5.	Comunidade Elétrica do Benim (CEB)	63
2.5.6.	Companhia Beninense de Energia Elétrica (SBEE)	65
2.5.7.	Agência de Controle de Instalações Elétricas (CONTRELEC)	67
2.5.8.	Sistema de Troca de Energia Elétrica Oeste Africano (EEEOA).....	69
2.5.9.	Unidade Carregada da Política de Desenvolvimento de Energias Renováveis (UC/PDER).....	70
2.5.10.	Unidade Presidencial de Monitoramento de Projetos de Energia (UP/SPE) 70	
2.6.	Políticas e Estratégias de Desenvolvimento do Setor Energético.....	71
2.6.1.	No Benim.....	71
2.6.2.	No Bloco UEMOA	78
2.7.	Desafios para uma transição energética sustentável em Benim.....	80
2.7.1.	Falta de conscientização e recursos financeiros limitados	80
2.7.2.	Quadros políticos e regulatórios	81
2.7.3.	Ausência de infraestrutura adequada.....	82
2.7.4.	Integração das fontes renováveis de energia a rede elétrica.....	82
2.8.	Relação entre consumo de energia e crescimento econômico	84
2.9.	Modelos de Previsão Energética.....	85
2.9.1.	Abordagem analítica dos modelos de energia	88
2.9.2.	Abordagem matemática dos modelos de energia	90
2.9.3.	Classificação dos modelos de energia	90
2.10.	Modelo LEAP	95
2.10.1.	<i>Low Emissions Analysis Platform (LEAP)</i>	95
2.10.2.	Algoritmo do Modelo LEAP	96
CAPÍTULO 3. METODOLOGIA		100
3.1.	Motivos da Escolha do Modelo LEAP	101

3.2.	Dados requisitados no modelo LEAP	102
3.2.1.	Dados demográficos	102
3.2.2.	Dados econômicos	103
3.2.3.	Dados energéticos.....	103
3.2.4.	Dados de demanda.....	103
3.2.5.	Dados de transformação	104
3.2.6.	Dados ambientais.....	105
3.2.7.	Dados de combustível.....	106
3.3.	Processo de coleta de dados do presente trabalho	106
3.4.	Desenvolvimento de cenários	108
3.4.1.	Ano base	110
3.4.2.	Cenário Referencial (REF)	112
3.4.3.	Cenário Moderado (MOD)	115
3.4.4.	Cenário Otimista (OPT)	119
CAPÍTULO 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES		122
4.1.	Cenário de Referência (REF).....	122
4.1.1.	Futura demanda de energia por setor (REF).....	122
4.1.2.	Futura oferta de energia por combustível (REF).....	127
4.1.3.	Fornecimento futuro de eletricidade (REF).....	127
4.1.4.	Emissão de GEE (REF)	128
4.1.5.	Balanco Energético (REF).....	130
4.2.	Cenário Moderado (MOD)	135
4.2.1.	Futura demanda de energia por setor (MOD).....	135
4.2.2.	Futura oferta de energia por combustível (MOD).....	137
4.2.3.	Fornecimento futuro de eletricidade (MOD).....	138
4.2.4.	Emissão de GEE (MOD)	140
4.2.5.	Balanco energético (MOD)	142

4.3.	Cenário Otimista (OPT).....	145
4.3.1.	Futura demanda de energia por setor (OPT)	146
4.3.2.	Futura oferta de energia por combustível (OPT).....	147
4.3.3.	Fornecimento futuro de eletricidade (OPT)	148
4.3.4.	Emissão de GEE (OPT).....	151
4.3.5.	Balanco energético (OPT)	152
4.4.	Análise comparativa e discussão	156
4.4.1.	Atendendo à demanda de energia com a oferta.....	156
4.4.2.	Combinando a oferta de eletricidade com a demanda.....	159
4.4.3.	Requisitos de recursos primários.....	163
4.4.4.	Emissões de GEE	164
CAPÍTULO 5. ESTRATÉGIAS E PROPOSTAS DE POLÍTICAS SUSTENTÁVEIS		
.....		166
5.1.	Estratégias sustentáveis.....	166
5.1.1.	Adotar o crescimento verde.....	166
5.1.2.	Reformas da Política Energética.....	167
5.1.3.	Planejamento e metas energéticas de longo prazo.....	168
5.1.4.	Regulamentos e Padrões de energia	169
5.1.5.	Reformas fiscais ambientais	169
5.1.6.	Planejamento urbano	170
5.1.7.	Eficiência do sistema energético	171
5.1.8.	Eficiência do sistema de transporte	171
5.2.	Políticas energéticas sustentáveis propostas	172
CAPÍTULO 6. CONCLUSÃO E LIMITAÇÕES		176
6.1.	Conclusão.....	176
6.2.	Limitações e trabalhos futuros	177
REFERÊNCIAS		180

APÊNDICE A : Fontes de conjuntos de dados usados no desenvolvimento do modelo LEAP Benim	194
APÊNDICE B : Projeção das capacidades de geração.....	196
APÊNDICE C : Participação projetada de combustíveis no setor dos transportes	199
APÊNDICE D : Participação projetada de combustíveis no setor industrial	200
APÊNDICE E : Demanda setorial de energia por cenários.....	202
APÊNDICE F : Oferta de energia primária e secundária por cenários	208
APÊNDICE G : Fornecimento total de eletricidade por cenário.....	210
APÊNDICE H : Demanda e fornecimento total de eletricidade	213
APÊNDICE I : Emissões de gases de efeito estufa (GEE) por cenários.....	214
APÊNDICE J : Balanço energético por cenários	218

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

Esta tese trata de desenvolver um modelo sustentável energético através de cenários energéticos de longo prazo na República do Benim, país da África Ocidental. Este primeiro capítulo apresenta a visão geral da tese, começando com uma introdução e, em seguida, apresenta a problemática, a justificativa, as perguntas, as hipóteses, os objetivos e a relevância da pesquisa, o escopo e a estrutura da tese.

1.1 Visão Geral

A produção de eletricidade é um dos fatores principais para o desenvolvimento e o crescimento econômico de qualquer nação, servindo de insumo para a produção de bens e serviços. Para Marcel (2019), a disponibilidade deste recurso apresenta algumas vantagens, sendo elas: atender às necessidades básicas residenciais e locais, a criação de empregos, além de combater a pobreza. O acesso à energia constitui, uma das condições intrínsecas para o desenvolvimento de diversas atividades econômicas de um país e conseqüentemente, a melhoria das condições de vida das populações, acrescenta (STERN et al., 2019). Portanto, a falta de acesso à eletricidade prejudica o progresso no bem-estar humano e na qualidade de vida (NJIRU & LETEMA, 2018). Também, é relatado que a alta taxa de uso de energia está ligada à estagnação econômica da população, enquanto maior a disponibilidade e o consumo de energia, melhor é o produto interno bruto (PIB) de uma nação. Isso se deve à sua capacidade de impulsionar a industrialização e fornecer o desenvolvimento de infraestruturas, afirma Ajayi (2013).

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE, 2021), apesar do número de pessoas sem acesso à eletricidade tenha diminuído mundialmente, passando de 1,2 bilhão em 2010 para 759 milhões em 2019, representando cerca de 17,2% e 9,8% da população mundial, respectivamente em 2010 (6,97 bilhões) e 2019 (7.743 bilhões), a situação é ainda crítica para muitos países da região da África Subsaariana (ASS). Sendo este, um grande desafio para os países com menor grau de desenvolvimento como é o caso da República do Benim, cujo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) em 2019 era de 0,52, segundo a Agência Central de Inteligência (ACI, 2021), em que quase dois terços da população não têm acesso à eletricidade, e enfrenta baixa capacidade de produção em meio ao aumento do consumo de eletricidade, de acordo com (MILLER et al., 2018).

Para Cormio et al. (2003), o consumo de energia é um indicador confiável do desenvolvimento e qualidade de vida alcançado por um país, e a necessidade de atender a demanda de energia prevista para um determinado período de tempo é a justificativa que está por trás do planejamento energético. Entende-se o planejamento energético como a parte da economia que se aplica aos problemas energéticos, considerando a análise da oferta e demanda de energia, bem como a implementação dos meios para garantir a cobertura das necessidades energéticas em um contexto nacional ou internacional, afirmam ainda Cormio et al. (2003). Os métodos usados no planejamento de energia são classificados em modelos de planejamento por analogia e por inquérito (KLEINPETER, 1995).

A consistência nos métodos depende do intervalo de tempo, que pode ser de curto prazo (cerca de 5-10 anos), médio prazo (10-20 anos) ou longo prazo (acima de 20 anos). Desde meados da década de 1970, a modelagem energética tem sido uma ferramenta para o planejamento energético nacional em vários países e foi utilizada para compreender as implicações da primeira crise do petróleo (NAKATA, 2004). Desde então, pesquisadores e profissionais do setor energético empregaram diferentes modelos de energia para abordar as questões de política e planejamento de energia, economia e meio ambiente (PANDEY, 2002).

1.2 Problemática

Em muitos países subdesenvolvidos e em desenvolvimento, principalmente na África, o acesso à energia elétrica, principalmente as de fontes limpas, não é confiável e com constantes interrupções que acarretam, em altos custos, afetando a eficiência e a competitividade da produção (EMODI e YUSUF, 2015). Considerando que, embora seja dotado da mais ampla gama possível de recursos energéticos, o continente africano tem experimentado um consumo de energia relativamente baixo em geral, e baixo consumo de eletricidade em particular (MOYO, 2012). Em um cenário tão desmotivador como este, quanto ao acesso à energia elétrica, a República do Benim encontra-se atrasada, tal como a maioria dos países da África Ocidental.

Apesar de estar localizado numa região com grande potencial de recursos renováveis, observe-se que o consumo de energia elétrica na República do Benim é altamente dependente de suprimentos externos, sendo cerca de 90% da energia elétrica

do país fornecida por Gana (OKANLA, 2014) e, desta forma, o país encontra-se exposto às crises energéticas, como afirmam Atchike et al., (2020). Em 2017, cerca de 56,9% da população beninense ainda não tinha acesso à eletricidade e 89% ainda dependiam da biomassa tradicional (lenha e carvão) para cozinhar. Em 2020 o consumo de eletricidade per capita no país ainda continuava muito baixo, em torno de 133 kWh/ano (MENSAH et al, 2021). O quadro torna-se mais grave se for considerado que o uso de lenha é um grande risco de poluição interna e causou a morte de muitos africanos devido à inalação de fumaça (DOIG et al, 2011). De acordo com o estudo realizado em 2013 pela Organização Mundial da Saúde, o número de mortes causadas pela inalação de fumaça a partir do uso de lenha por mulheres chegou a 98.000 na Nigéria (EMODI e BOO, 2015).

Em 2018, o Benim registrou também um aumento de 8,07% da sua importação energética em relação ao 2017 (ARE, 2018), além de possuir um grande déficit quanto aos serviços de saneamento básico, como a maioria dos países subdesenvolvidos da região (MENSAH et al, 2021). Os dados mais recentes do Banco Mundial indicam que apenas 16,96% da população beninense teve acesso aos serviços de saneamento básico em 2020 (cerca de 2,05 milhões de pessoas) levando a segunda pior avaliação entre todos os países membros da União Econômica e Monetária do Oeste Africano (UEMOA), como apresenta a Figura 1 (BANCO MUNDIAL, 2021).

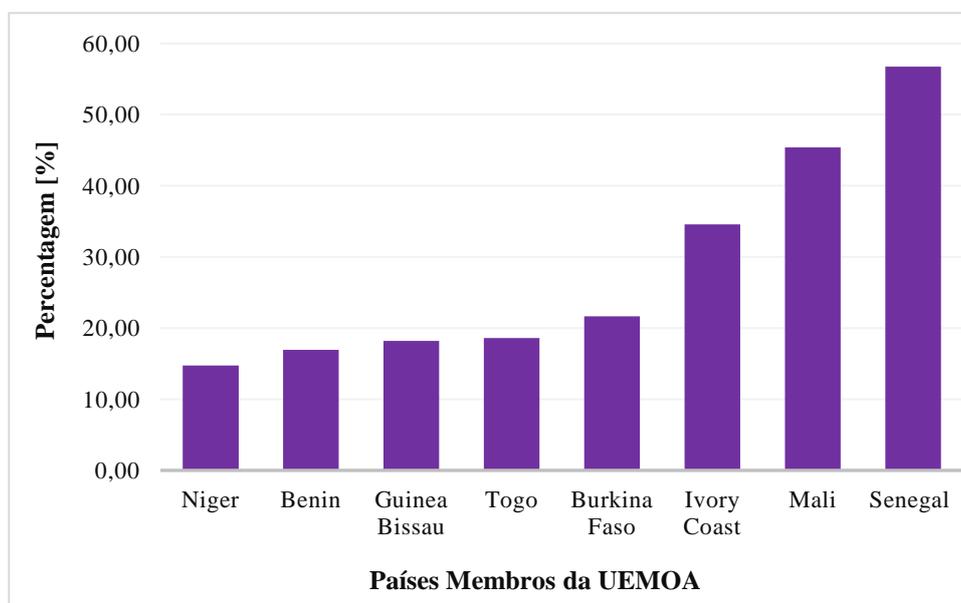


Figura 1: Ranking dos países membros da UEMOA por percentual da população com acesso a serviços de saneamento básico (coleta de águas residuais) em 2020. **Fonte:** Compilado pelos autores usando dados do Banco Mundial (Banco Mundial, 2021).

Para melhor atender às necessidades de energia elétrica, em quantidade, qualidade e com menor custo, sem agredir o meio ambiente, é importante que o Benim esteja decididamente orientado para a criação de um ambiente favorável aos investimentos em tecnologias limpas, eficientes e renováveis. Para tal, é necessário ter políticas e estratégias coerentes para o desenvolvimento do sector energético, e em particular, da energia sustentável com base numa boa análise da situação energética em nível nacional, regional e internacional (MENSAH et al, 2022), além de adquirir uma boa organização institucional e os meios necessários à sua efetiva implementação. É neste sentido que uma série de políticas e estratégias foram desenvolvidas pelo governo beninense através do seu plano de ação (PAG) para resolver a questão da pobreza energética, aumentando a capacidade de geração de usinas a gás para geração de eletricidade, enquanto os planos ainda estão em andamento para introduzir as fontes renováveis na matriz elétrica do país.

1.3 Justificativa

A atual situação energética da República do Benim é caracterizada por:

- (i) Um baixo nível de consumo de energia per capita, 133 kWh/hab/ano em 2020 (ACI, 2020);
- (ii) Uma estrutura de consumo de energia marcada pela predominância de 59,4% de lenha e carvão vegetal, seguida por derivados de petróleo (38,4%) e energia elétrica (2,2%), de acordo com o Ministério de Minas, Águas e de Energia (MMEE, 2016);
- (iii) Baixo índice de acesso das populações à eletricidade, sendo 67% na área urbana e 18% na área rural em 2021, segundo o relatório do Banco Mundial (2023);
- (iv) Forte presença do setor doméstico no consumo total de energia (48%) contra 37,5% para o setor de transportes, 10,2% para o setor de serviços e 14,1% para o setor industrial, em 2020 segundo relatório do Sistema de Informação Energética do Benim (SIE, 2021);
- (v) Um fraco desenvolvimento das capacidades modernas de produção de energia, levando a uma dependência de quase 100% do exterior para a satisfação das necessidades dos produtos petrolíferos e de 90% para o fornecimento de eletricidade (ECREEE, 2018).

- (vi) Baixo índice do PIB, estimado a 17,69 bilhões de dólares em 2021, comparado com outros países da região como o Senegal, a Costa do Marfim e o Gana que apresentaram, respectivamente, um PIB igual a 27,57; 71,81 e 79,16 bilhões de dólares no mesmo ano.

Esta situação expõe o Benim a crises de energia repetidas que estão ligadas a falta de fornecimento de energia. É consenso que o nível de déficit de energia tende a aumentar consideravelmente nos próximos anos, devido ao aumento da demanda energética no país. É necessário, portanto, a criação de mecanismos para aumentar a capacidade de produção de energia do país, de forma a mitigar os impactos cada vez maiores do déficit de energia na economia nacional.

1.4 Perguntas da pesquisa

A partir da problemática da pesquisa apresentada na seção 1.2, três perguntas de pesquisa da tese foram derivadas, sendo elas:

- 1) Quais são as projeções da demanda futura de energia na República do Benim?
- 2) Como a demanda futura será atendida usando uma combinação de opções de tecnologia de menor custo?
- 3) Quais opções de política de energia sustentável são recomendadas para melhorar a situação socioeconômica e energética do Benim?

1.5 Hipóteses de pesquisa

O principal fato observado no Benim, é a precariedade energética. Assim, a hipótese principal da tese é que as fontes renováveis constituiriam uma ótima alternativa para reduzir o déficit energético que vive constantemente a população beninense, possibilitando também o desenvolvimento econômico da nação.

Como hipóteses secundários, suponha-se que:

- ✓ Os recursos energéticos seriam abundantes no país, especialmente a biomassa e a energia solar;
- ✓ A questão de produção de energia e do acesso à eletricidade teria sido por bastante tempo mal governada pelo poder público;

- ✓ Uma territorialização sustentável da questão energética aliada a uma efetiva tradição social de fontes renováveis poderia melhorar o acesso da população à energia elétrica.

1.6 Objetivos de pesquisa

O objetivo desta pesquisa é propor um modelo de planejamento energético sustentável, considerando as fontes renováveis empregando a ferramenta LEAP (*Low Emissions Analysis Platform*) na sua versão 2020.1.106 (HEAPS, 2022) de forma a alavancar o atendimento da demanda reprimida na República do Benim, propondo soluções que facilitem o acesso ao serviço de energia elétrica pela sua população e, em particular, para as classes sociais menos abastadas, de maneira a colaborar na promoção do desenvolvimento industrial, econômico e social do país, além do seu desenvolvimento sustentável através da sua transição energética para fontes renováveis de energia.

O estudo também deverá propor recomendações que possam propiciar melhorias regulatória que incentivem os investimentos na geração de energia elétrica e o incentivo à penetração das fontes renováveis de energia através da geração descentralizada no país.

Como objetivos específicos, procura-se:

- (i) Levantar os dados e avaliar o potencial energético das fontes renováveis disponíveis (solar, eólica, biomassa e hidráulica) no país;
- (ii) Propor e desenvolver modelos sustentáveis de longo prazo para alavancar a geração de energia elétrica, de preferência com fontes renováveis de energia, usando o software LEAP (HEAPS, 2022);
- (iii) Propor recomendações sustentáveis de política energética e soluções para facilitar o acesso da população à energia elétrica no país.

1.7 Relevância de pesquisa

A proposta desta pesquisa mostra-se importante pelos seguintes motivos:

- (i) A proposta visa criar um modelo energético sustentável para a República do Benim e analisar por meio do software LEAP (HEAPS, 2022), a sua sustentabilidade de longo prazo. E, este estudo será o primeiro da literatura no contexto beninense e, que deverá abranger os mais importantes setores

intensivos de energia, podendo servir de base para estudos e projeções futuras.

- (ii) Os cenários a serem elaborados nesta pesquisa irão expandir a possibilidade de disponibilizar novos caminhos para o desenvolvimento futuro do setor energético do Benim, aumentando as chances de reduzir o déficit do sistema energético beninense e propiciar meios para a transição energética do país, assim como a sua sustentabilidade.
- (iii) Este estudo irá adicionar conhecimentos ao corpo acadêmicos e atores do setor energético no contexto beninense, por meio de avaliação de impacto de políticas. O que deverá ser importante para o governo do Benim e para os formuladores de políticas em particular, e para toda a sociedade beninense em geral.

1.8 Escopo da pesquisa

Este estudo tem como foco na modelagem da demanda e oferta de energia futura na República do Benim usando o modelo LEAP (HEAPS, 2022), bem como a emissão de GEE. O foco da pesquisa foi dado aos seguintes itens:

- (i) O conjunto de fornecimento de energia primária, incluindo carvão, hidrelétrica, gás natural, gasolina, biomassa, fonte solar e outras energias renováveis;
- (ii) Transformação (biocombustível, carvão vegetal, gás natural, diesel, eletricidade, lenha, petróleo e gasolina);
- (iii) Demanda final de energia (setores doméstico, indústria, transportes, comércios/serviços e agrícola);
- (iv) Potenciais de emissões de GEE.

Por meio da modelagem LEAP (HEAPS, 2022), três cenários foram examinados: os cenários REF, MOD e OPT. Os cenários foram analisados, levando-se em consideração as tecnologias energéticas, serviços e políticas sustentáveis, a fim de determinar a abordagem de baixo carbono mais adequada podendo atender a demanda de energia do país com maior inserção de fontes renováveis na matriz elétrica.

1.9 Estrutura da Tese

A tese está dividida em seis capítulos. O Capítulo 2 apresenta a República do Benim, o estado atual do seu setor energético, além de analisar os potenciais de recursos energéticos disponíveis no país e sua situação energética na zona UEMOA. Em seguida, apresenta as agências governamentais existentes no país e as políticas e estratégias de desenvolvimento do seu setor energético. Por fim, revisa a literatura disponível sobre os modelos existentes de previsão de energia e os estudos que aplicam o modelo LEAP.

O Capítulo 3 descreve a abordagem metodológica que foi aplicada nesta tese. Isso inclui uma descrição dos algoritmos do modelo LEAP (HEAPS, 2022) que foram utilizados para prever a demanda futura de energia, oferta, emissões de GEE. Os processos de desenvolvimento de cenários e coleta de dados também foram discutidos neste capítulo.

Os resultados dos cenários desenvolvidos foram apresentados no Capítulo 4, seguido de discussões, enquanto o Capítulo 5 apresenta algumas estratégias sustentáveis para o desenvolvimento de baixo carbono na República do Benim, além de propor algumas recomendações de políticas para a melhoria da sua matriz elétrica.

O Capítulo 6 conclui a tese além de apresentar as limitações da pesquisa e sugestões para estudos futuros.

CAPÍTULO 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta primeiramente o quadro do setor energético da República do Benim e em seguida, uma visão sobre os modelos de previsão de energia, suas abordagens e classificação. O setor de energia beninense está dividido em sete seções. A primeira seção faz uma apresentação do Benim enquanto a segunda e terceira seções descrevem a situação energética do país e analisam o potencial energético dos recursos renováveis disponíveis, respectivamente. A quarta e a quinta seções apresentam, respectivamente, o panorama energético do Benim em relação à UEMOA e o papel das instituições e agências que são relevantes no setor de energia beninense. As políticas e estratégias para desenvolver o setor energético do país, e do bloco da UEMOA são apresentadas na sexta seção deste capítulo, enquanto os desafios para uma transição energética sustentável em Benim estão na sétima seção.

A oitava e a última seção apresentam, respectivamente, os modelos de previsão energética existentes, algumas contribuições acadêmicas na literatura que aplicaram o modelo LEAP em diversos setores em diferentes países do mundo.

2.1. Apresentação da República do Benim

O antigo Reino de Daomé, atual República do Benim, é um país da África Ocidental tanto quanto da África Subsaariana que é limitado a noroeste pelo Burkina Faso (em 386 km), ao norte pela República do Níger ao longo de 277 km, a leste pela Nigéria (em 809 km), a oeste pelo Togo (em 651 km), além de ser banhado ao sul pelo Golfo do Guine, no Oceano Atlântico (em 121 km). O Benim está localizado entre o Equador e o Trópico de Câncer, especificamente na latitude 6°29'0" ao Norte e longitude 2°36'0" a Oeste, possuindo 12 estados e 77 municípios (INSAE, 2021), conforme apresenta a Figura 2. O país possui uma extensão de 114 763 km² e uma população estimada a 13,3 milhões de habitantes em 2021, resultando em uma densidade populacional e um crescimento demográfico de 116 hab/km² e 3,36% por ano, respectivamente, de acordo com as projeções do *Institut National de la Statistique et de l'Analyse Economique* (INSAE, 2021).

Com sua população urbana estimada a 49% da população total em 2021, sua capital constitucional é a cidade de Porto-Novo, mas Cotonou é a sede do governo, além de ser a cidade econômica e a segunda mais populosa do país com uma população de

698.868 habitantes. No ano de 2018, o seu produto interior bruto (PIB) foi de US\$ 10,34 bilhões e o seu índice de desenvolvimento humano (IHD) em 2019 foi de 0,52 segundo a Agência Central de Inteligência (CIA, 2021), ocupando o 163º lugar. O Benim é caracterizado por dois tipos de clima: sub-equatorial de quatro estações, sendo duas estações chuvosas (de abril a meados de julho e de meados de setembro a outubro) e duas estações secas (de novembro a março e de meados de julho a meados de setembro) no sul com alta umidade, e o clima tropical com duas estações, sendo uma chuvosa (de junho a setembro) e uma seca (de novembro a abril), no centro e ao norte. A precipitação média anual no país varia entre 800 e 1.400 mm no Sul e 800 a 1.100 mm no Norte, caracterizando-se por uma grande variabilidade espaço-temporal (PRB, 2021).

O setor econômico do país é dependente da agricultura de subsistência, sendo que os principais produtos cultivados são o milho, feijão, arroz, amendoim, caju, abacaxi e mandioca, e nas indústrias de processamento de produtos agrícolas. Estes dois setores são amplamente focados na produção, comercialização e exportação de produtos, como algodão e castanha de caju, de acordo com o Banco Mundial (2021). Em 2020, o setor primário respondeu por 28,1% do PIB, enquanto o setor secundário, por 14,6% com participação de 6% das indústrias agroalimentares e 4,4% da indústria de construção, e o setor terciário (ligada à atividade portuária), por 48,8% do PIB, incluindo 13% para o comércio e 9% para o transporte. No Benim, as exportações são altamente concentradas em três tipos de produtos: algodão, castanha de caju e sementes oleaginosas, respondendo por 53%, 9% e 4,7% das exportações do país, respectivamente, segundo a *Direction Générale du Trésor* (DGT, 2020).

Tendo 76,4% da sua população total com acesso à água potável em 2017, sendo 81,2% na área urbana contra 72,2% na área rural, o Benim também apresenta um grande déficit quanto à cobertura de serviços de saneamento. Os dados mais recentes do Banco Mundial (2021) indicaram que no ano 2017, 64% da população beninense (equivalente a 7.155.250 habitantes) estão sem acesso aos serviços de saneamento básico, ou seja, 41,3% na zona urbana e 84% na zona rural, respectivamente. Apesar desta situação alarmante e o forte crescimento dos índices do serviço saneamento registrado no país, que passaram de 14,31% para 36% entre os anos de 2012 e 2017, o Benim ocupe a penúltima posição entre os quatorze países que compõem a África Ocidental (Banco Mundial, 2021).

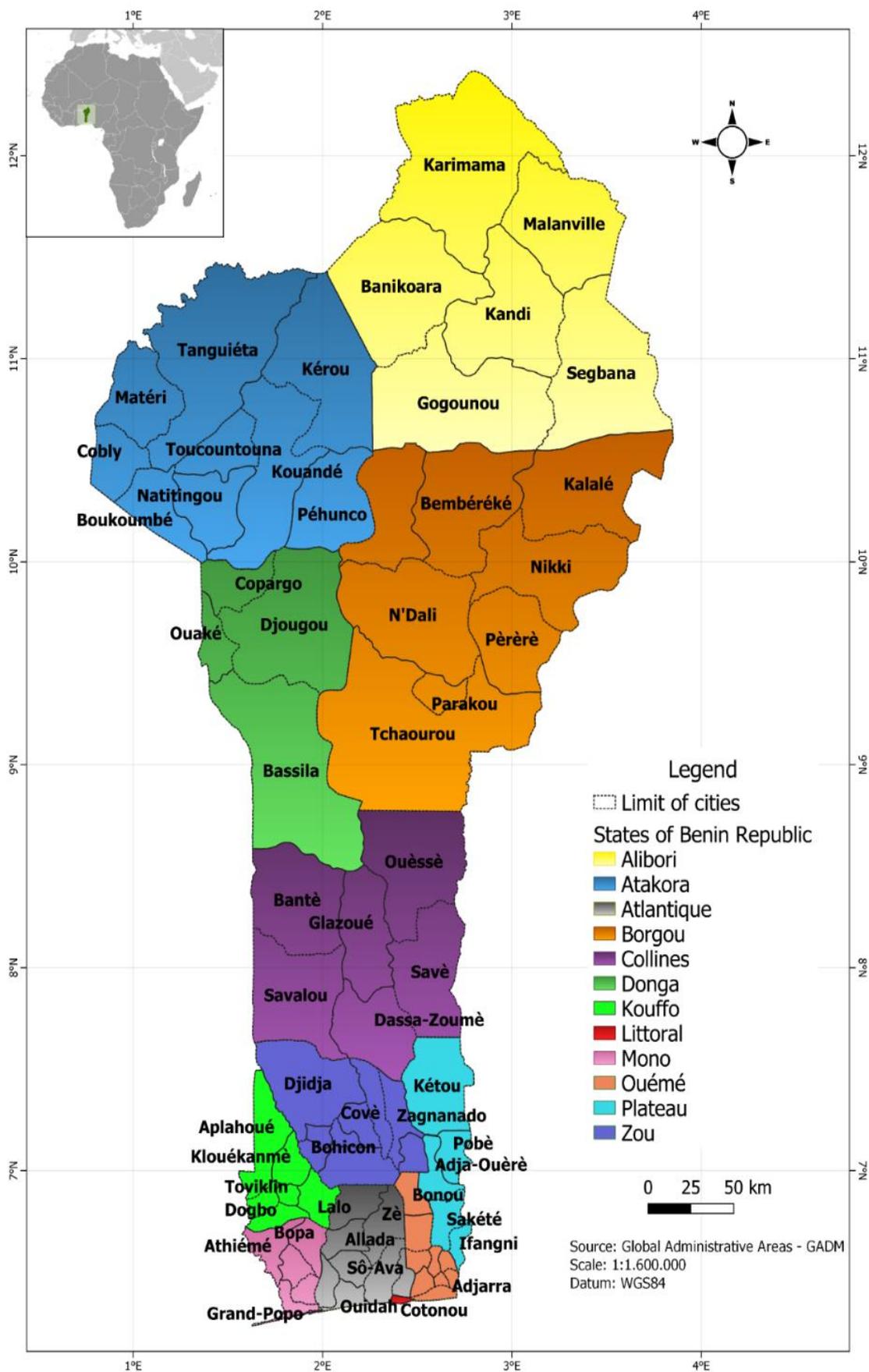


Figura 2: Estados e Municípios da República do Benin. **Fonte:** Autor (2021)

2.2. Situação energética do Benim

2.2.1. Consumo energético

O consumo final de energia no Benim é dominado pela biomassa, isto é, lenha, carvão e resíduos agrícolas. Segundo o relatório Atlas de energia (ATLAS, 2020), o consumo total de energia anual no país totalizou 4.395 ktep em 2018, um aumento de 14,8% comparado ao 2010, que é dividido principalmente entre os derivados de petróleo (54%) e a biomassa (44%), contra apenas 2% para a eletricidade. Os setores de transportes, residenciais e serviços representaram respectivamente, 52%; 38% e 8% do consumo final total em 2018 (Figura 3). A parte da indústria é inferior a 2% em 2018, resultando em uma industrialização muito fraca enquanto a agricultura é insignificante (0,5%).

Mesmo que a participação da agricultura ainda seja pequena no consumo final, percebe-se que é o setor com maior taxa de crescimento do país, com aumento de 54,6% em média ao ano entre 2010 e 2018. O consumo no setor agrícola passou de 1 ktep em 2010 para 20 ktep em 2018. Neste período, esta distribuição por setor mudou pouco e revela a fraqueza dos setores criativos de alto valor agregado, notadamente a indústria e a agricultura, aponta a Empresa Beninense de Energia Elétrica (SBEE, 2019).

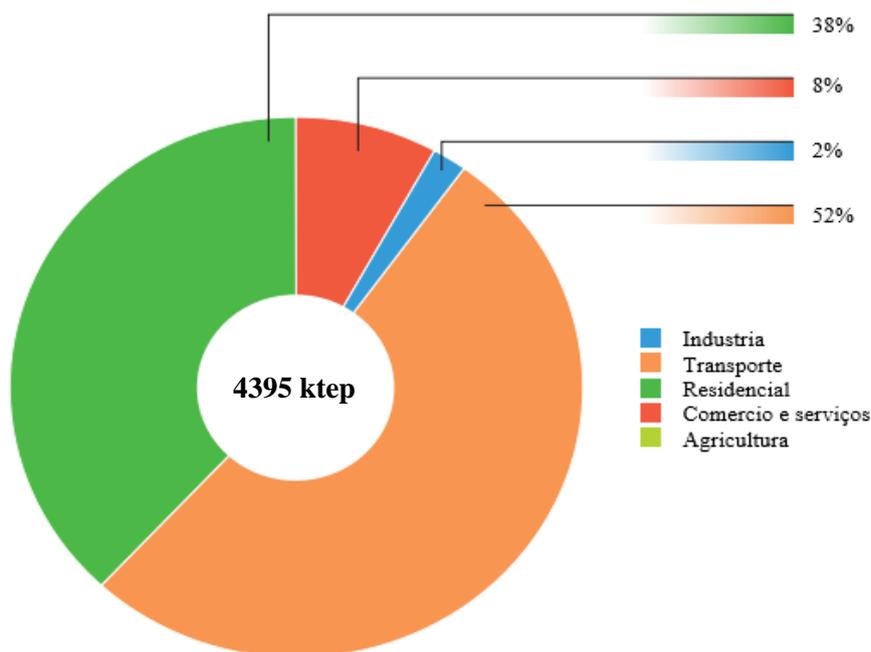


Figura 3: Estrutura do consumo de energia por setor no Benim em 2018.

Fonte: Adaptado de Atlas (2020)

O consumo de energia elétrica do Benim em 2020 (97 kWh per capita) é cerca de 25 vezes menor que o do Brasil em 2020 e um pouco menos de 101 vezes o da Coreia do Sul, conforme mostra a Figura 4. No que diz respeito às aspirações de desenvolvimento económico e tendo em conta a correlação que existe entre o crescimento de um país e a sua procura de energia, pode-se medir o grande esforço a ser feito para sair da pobreza energética. Este desafio visa atingir o nível de consumo dos países emergentes como o Brasil (2405 kWh per capita em 2020) que está na categoria de países semi-industrializados ou como a Coreia do Sul (9793 kWh per capita em 2020) que está acima da média europeia (6863,5 kWh per capita em 2020), segundo (ACI, 2020).

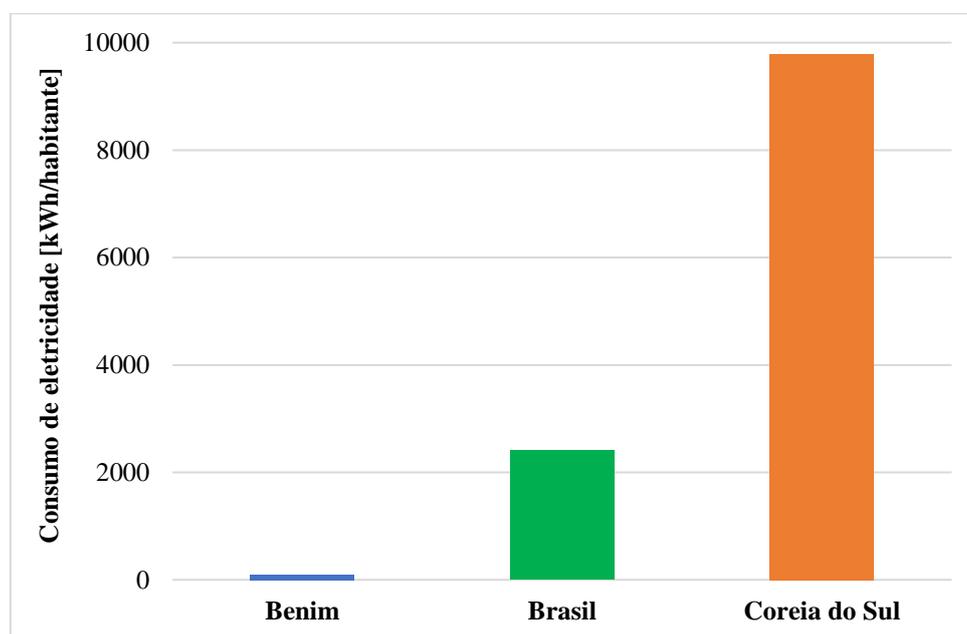


Figura 4: Comparação de consumo de energia elétrica per capita em 2020. **Fonte:** Autor (2021)

Esta situação é também desanimadora quando a comparação é feita com países como o Senegal (222 kWh/hbt), Gana (319 kWh/hbt) e Nigéria (115 kWh/hbt) que apresentam uma taxa de industrialização maior do que o Benim (CIA, 2020). A comparação do consumo de eletricidade com esses últimos países mostra que o acesso a serviços modernos de energia precisa ser aumentado e que a melhoria da oferta de energia e sua disponibilização em todo o país não podem continuar sem uma pesquisa ativa em eficiência energética.

O espaço da União Económica e Monetária da África Ocidental (UEMOA) é formado por oito países sendo eles: o Benim; o Burkina-Faso; a Costa do Marfim; Guiné Bissau; Mali; Níger; Senegal e o Togo. Dentro deste espaço regional, o Benim se destaca

ocupando o primeiro e o quinto lugar contribuindo, respectivamente por 30% e 6% no consumo de produtos petrolíferos no setor de transportes (7.653 ktep) e no consumo final de eletricidade no setor residencial (18.366 ktep) em 2018, cuja 93% vêm da biomassa, segundo o relatório do Sistema de Informação Energética dos países membros da UEMOA (SIE, 2019).

2.2.2. Produção energética

De acordo com a Autoridade Reguladora de Eletricidade (ARE) da República do Benim, a produção nacional de eletricidade aumentou acentuadamente entre 2010 e 2015, passando de 113,6 GWh a 323 GWh. Essa produção em 2015, vem de usinas termelétricas a partir de derivados de petróleo (37,7 ktep) e gás natural (31,1 ktep). O uso de gás natural (GN) na geração nacional de eletricidade começou a partir de 2011 e sua penetração na matriz energética ajudou a melhorar a eficiência das usinas elétricas e teve um impacto significativo nas emissões de gases com efeito de estufa do Benim. A produção de carvão vegetal atingiu 330,6 ktep em 2015, representando uma taxa de crescimento de 4,9% entre 2010 e 2015, afirma ainda a ARE (2018).

O país registrou uma queda significativa de 76,80% da sua produção de energia elétrica entre 2017 (87.604,507 MWh) e 2018 (20.328,385 MWh), forçando a importação de 1.319,45 GWh em 2018 contra 1.202,15 GWh em 2017, ou seja, um aumento de 8,07% (ARE, 2018). Note-se que o fornecimento de energia elétrica no Benim, depende de 98,46% da importação de energia da Comunidade Elétrica do Benim (CEB) com uma produção nacional representando 1,54% da demanda total. A produção de energia no Benin é marcada pela predominância da energia da biomassa, que representa em média 99% da produção de energia do país. Em 2018, a produção de energia do país aumentou, passando de 1.965 para 2.705 ktep resultando em um aumento médio anual de 4,1% no período entre 2010 e 2018. Tal aumento é devido principalmente à participação da biomassa na matriz energética do país enquanto a participação da energia das fontes hidroelétrica e solar fotovoltaica permaneça insignificante, respondendo por apenas 0,5 ktep da energia total produzida em 2018 (ATLAS, 2020).

Apesar dessa insignificância observada na produção energética do país, a produção de energia via fontes hídrica e solar fotovoltaica teve um desenvolvimento muito significativo, especificamente a produção solar fotovoltaica, destaca ainda Atlas

(2020). O gráfico da Figura 5 apresenta a evolução da produção hidroelétrica e solar fotovoltaica no Benin no período de 2010 a 2018.

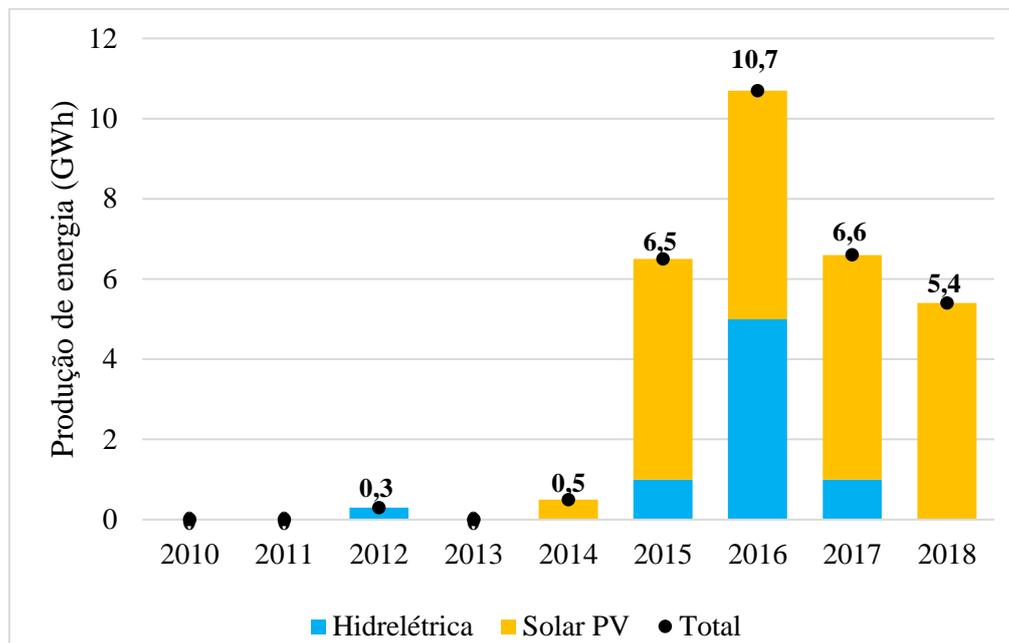


Figura 5: Evolução da produção de energia hidroelétrica e solar fotovoltaica no Benim de 2010 a 2018 (GWh). **Fonte:** Atlas (2020)

Segundo a Atlas (2020), o forte crescimento da produção solar fotovoltaica observado a partir de 2015 é o resultado do programa regional de desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética (PRODERE) lançado pela UEMOA, que permitiu a instalação de painéis solares fotovoltaicos e minicentrais fotovoltaicas fora da rede no país. Assim, a produção de energia solar fotovoltaica passou de 0 em 2013 para 495 MWh em 2014 e, em seguida, para 5.391 MWh em 2018. Quanto à geração hidroelétrica, a sua produção provém de uma pequena central hidroelétrica de capacidade 0,5 MW que passou por algum tempo de inatividade entre 2010 e 2018. O pico de produção dessa central ocorreu em 2016 com uma produção de 5.335 MWh.

No Benim, a produção de eletricidade no período de 2010 a 2018 é feita a partir de derivados de petróleo e gás natural que, por sua vez entrou no processo de produção de eletricidade somente em 2013. Neste período, a energia elétrica foi produzida por transformação em centrais e em autoprodutores de eletricidade. As centrais são as principais unidades geradoras de energia do país, embora no ano de 2018 produzissem menos do que os autoprodutores. A produção das usinas atingiu em 2017 uma produção de 226 GWh enquanto a de autoprodutores correspondeu a 134 GWh em 2018. A contribuição dos produtos petrolíferos, gás natural e solar fotovoltaico na produção de

eletricidade total (222,4 GWh) do país neste mesmo ano, foi respectivamente, 69% (154 GWh), 28% (63 GWh) e 3% (5,4 GWh) (Figura 6) e vale ressaltar que os autoprodutores contribuíram com 87% da produção de eletricidade do país (ATLAS, 2020).

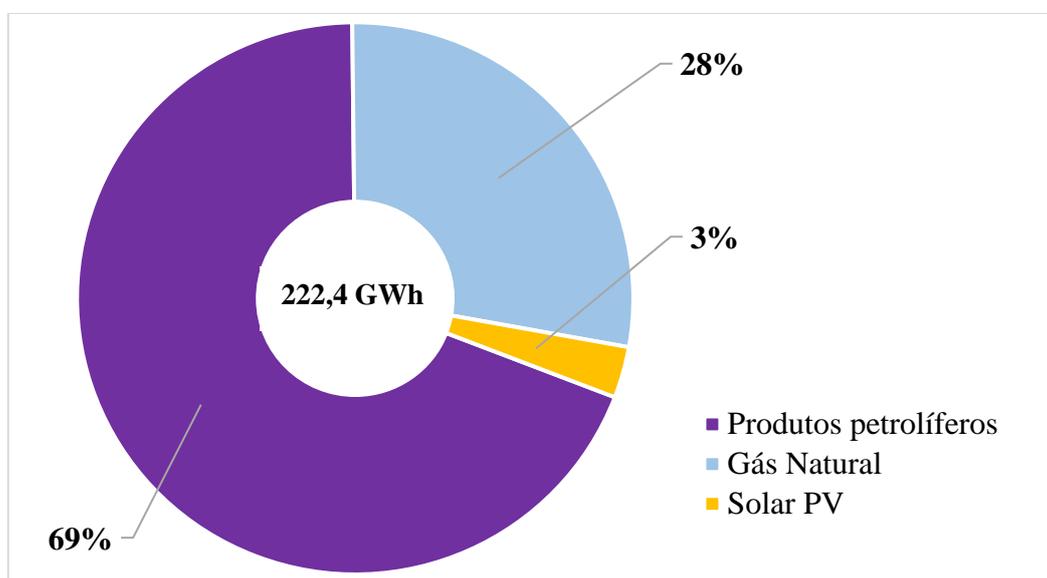


Figura 6: Estrutura da produção de eletricidade no Benim em 2018. **Fonte:** Atlas (2020)

2.2.3. Acesso à eletricidade e dependência energética externa do Benim

O acesso limitado à energia elétrica e a escassez endêmica de eletricidade estão impedindo o desenvolvimento socioeconômico dos países da África Ocidental, que dependem de combustíveis fósseis. De acordo com Magrin (2007), a importação de energia elétrica é responsável por mais da metade dos valores de importação na África Subsaariana. Já no Benim, a importação da energia elétrica no valor de 7,93 bilhões de francos CFA (moeda local) representou apenas 4,35% do valor total das importações em 2018, afirma Yêhouénou (2020).

Conforme já comentado, para atender às suas necessidades de energia, o Benim depende de 48% do exterior e os derivados de petróleo e gás natural consumidos no país são integralmente importados. Em relação à energia elétrica, 85% da quantidade consumida também vem de fora enquanto a biomassa consumida é totalmente produzida no país. Além disso, vale destacar que o país não exporta nenhum tipo de energia (MENSAH *et al.*, 2021). Por ser um país carente de energia elétrica e dependente do exterior para o seu abastecimento, em 2017 o Benim apresentou uma taxa muito baixa de acesso à energia elétrica, principalmente nas áreas rurais, de aproximadamente 17,2% contra 72,5% de acesso à energia elétrica, respectivamente, como percentual da

população rural e urbana, segundo (INSAE, 2019). Apenas 43,1% da população beninense teve acesso à energia elétrica em 2017 a nível nacional, e nos países africanos da região subsaariana essa taxa é ainda muito baixa respondendo apenas por 42,8%, que é bem abaixo da média mundial. Os países do Norte da África apresentam o melhor desempenho, com 98% da população com acesso à energia elétrica, de acordo com os dados do Banco Mundial (2017).

Estudo realizado por SE4ALL (2017) sobre os indicadores de desempenho do setor energético, considerando taxas de acesso à eletricidade nas áreas urbana e rural, acesso a combustíveis modernos para cozinha e taxas de penetração de várias formas de energias renováveis na produção de eletricidade mostraram que o Benim possui uma taxa de dependência energética equivalente a 41,3% e uma taxa de dependência de eletricidade de 76% em 2015. Essa alta dependência se deve à falta de recursos de hidrocarbonetos no país, bem como unidades de refino. Além disso, a produção nacional de eletricidade permanece insuficiente, apesar de uma alta taxa de crescimento entre 2014 e 2018. A taxa de eletrificação à nível nacional passou de 27,3% para 29,2% neste período, como ilustra a Figura 7, atendendo 24.000 novas residências conectada à rede de distribuição da SBEE, seja uma média anual de 6.000 assinantes neste período, de acordo com o relatório da *Social Watch Benin* (SWB, 2020).

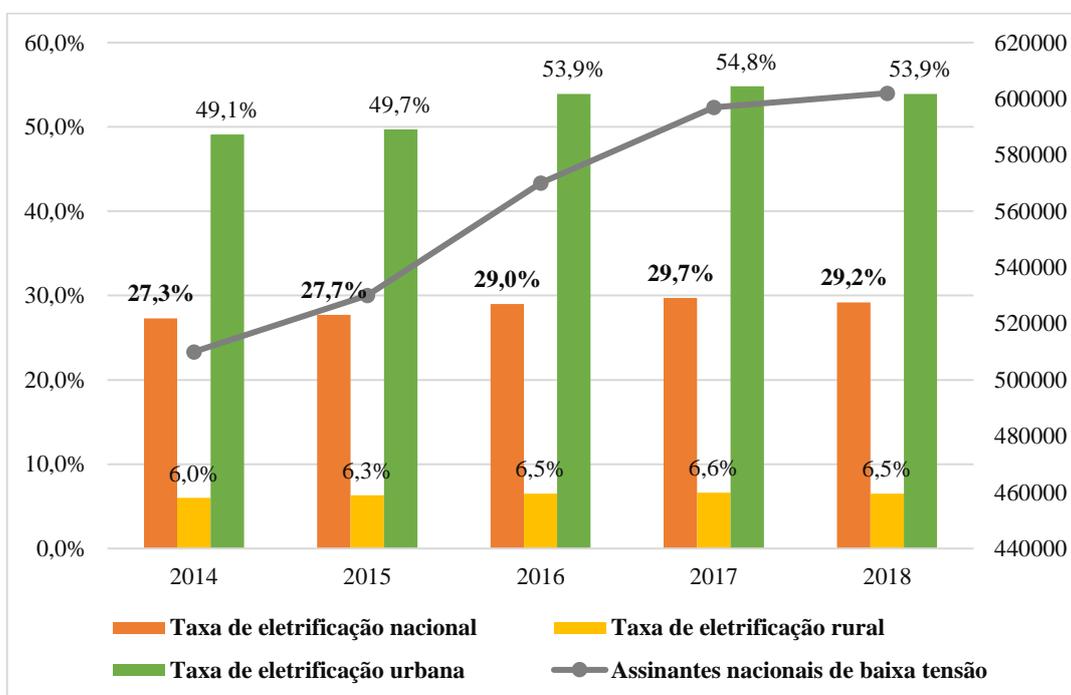


Figura 7: Evolução da taxa de eletrificação nacional, rural e urbana entre 2014 e 2018.

Fonte: SWB (2020)

Ainda segundo a SWB (2020), nas áreas rurais, a taxa de eletrificação passou de 6,0% para 6,5% no mesmo período, atendendo 4.992 novos domicílios, seja uma média anual de 1.248 assinantes. Já na área urbana, essa mesma taxa passou de 49,1% para 53,9%, resultando na adição de 19.008 novas residências à rede de distribuição da SBEE, seja uma média anual estimada a 4.752 assinantes no período entre 2010 e 2015. Embora as áreas urbanas tenham uma taxa de crescimento significativa durante esse período, o acesso à eletricidade nas áreas urbanas ainda é muito baixo. A participação das energias renováveis, principalmente a hidroeletricidade na produção de eletricidade, ainda é modesta. Esta participação relativa poderia, no entanto, aumentar acentuadamente graças aos projetos de energia solar em curso, particularmente para as populações rurais (SNV, 2018).

Apesar do esforço da CEB em atender toda a população do Benim, percebe que a taxa de eletrificação no país é ainda baixa, estimada a 30,4% em 2020, com uma desigualdade de acesso a eletricidade em diversas regiões, sendo as áreas remotas as que mais sofrem. Entre os doze Estados que compõem o país, essa diferença também é observada, variando de 8,75% a 97,79%, respectivamente, nos Estados de Couffo e de Littoral (SIE, 2021). Assim, o percentual de eletrificação por estado no ano de 2020 é apresentado na Figura 8.

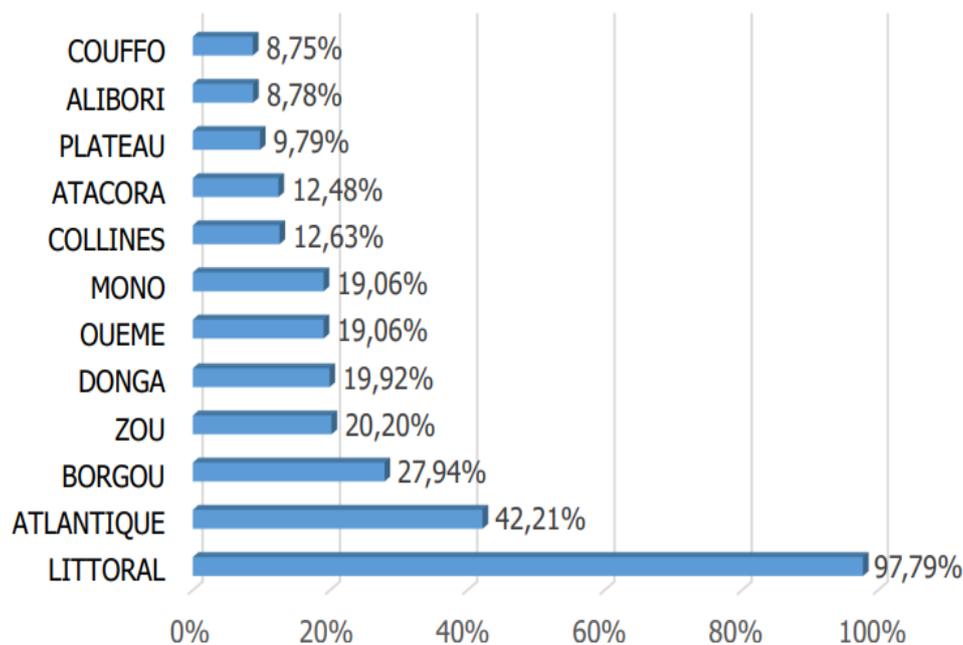


Figura 8: Taxa de eletrificação estadual em Benim em 2015. **Fonte:** SIE (2021)

Percebe-se que dos doze Estados, apenas o Estado de Littoral ultrapassou a marca de 50% de eletrificação enquanto três estados têm uma taxa de eletrificação menor do que 10%, nomeadamente Couffo, Alibori e Plateau. Quanto à taxa de cobertura da SBEE, ela é maior do que a taxa de eletrificação na medida em que apenas parte das residências em localidades eletrificadas estão conectadas à rede da SBEE, com destaque as cidades de Cotonou, Porto-Novo e Parakou que apresentaram uma taxa de cobertura de 100%, devido à eletrificação em todas as áreas urbanas (SBEE, 2019).

Nas últimas décadas, o país conheceu várias crises energéticas que o obrigou a importar mais energia elétrica dos países vizinhos como a Costa do Marfim, o Gana e a Nigéria graças a *West African Power Pool* (WAPP), a fim de atender a demanda da sua população sendo a pior crise, aquela que ocorreu no período de 2007 a 2013. Neste período, a fragilidade de gerar energia elétrica a partir de centrais térmicas e a incapacidade da CEB de garantir o fornecimento de energia à população para além de 65% da sua capacidade, agravaram a situação em que o país já se encontrava, colocando-o em uma obscuridade total do Norte ao Sul devido à queda permanente de carga, que permaneceu por dois anos seguidos, especificamente em 2012 e 2013 (SINSIN, 2017). A Figura 9 mostra o percentual da dependência da energia elétrica externa do Benim entre 1990 e 2013. Este indicador é calculado baseando-se na proporção da parcela das importações de eletricidade em relação à demanda a ser atendida.

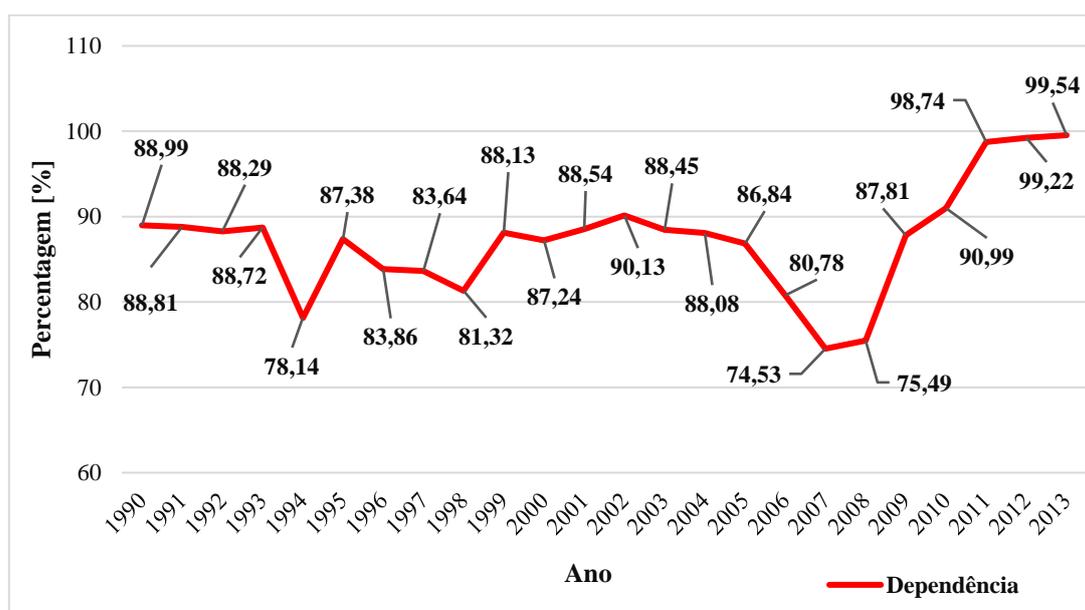


Figura 9: Percentual da dependência de energia elétrica externa do Benim de 1990 a 2013.

Fonte: Adaptado de Sinsin (2017)

Analisando essa Figura 9, pode-se dizer que o Benim é um importador de energia, mas também, um país muito vulnerável quanto ao fornecimento de eletricidade. Isto é, desde 1990, entre 75% e 99% do seu fornecimento de energia elétrica foi importado, com uma dependência que cresceu muito no período de 2007 a 2013, devido a uma demanda exponencial e as capacidades nacionais disponíveis insignificantes. Segundo Yêhouenou (2020), os cortes inesperados de energia elétrica continuam com frequência no país desde 2013 até agora. O autor justificou, afirmando que a frequência e duração de *blackout* (apagão) diminuíram em relação aos anos anteriores, porém, em algumas regiões do país há interrupções de energia elétrica por algumas horas e as vezes por vários dias (CIA, 2021).

Apesar desta estabilidade, as necessidades energéticas do Benim continuam crescendo devido ao aumento da população e empresas que operam em vários setores. A principal causa do déficit energético registrado no país é a demanda crescente e excessiva de consumo de energia pela população, que infelizmente não pode ser atendida pelas fontes existentes de geração de energia (DPE, 2015). Em resumo, as causas do déficit de energia são, entre outras:

- (i) Baixa produção nacional de energia;
- (ii) Redes antigas de distribuição de energia;
- (iii) Custo elevado de importação, o que aumenta os gastos;
- (iv) Falta de uma boa política de atração de investidores para o setor; e
- (v) Fraca iniciativa na promoção de outras fontes de abastecimento de energia.

2.3. Potencial Energético das Fontes Renováveis em Benim

Vários são os recursos energéticos disponíveis no Benim. Isso inclui as fontes energéticas não renováveis e renováveis, que estão amplamente distribuídos em diversas regiões do país. No que diz respeito às fontes renováveis de energia no Benim, tem-se:

2.3.1. Hidroeletricidade

Segundo o *Biennial Update Report* (BUR, 2019), o Benim é percorrido por numerosos rios que são delimitados por um conjunto de grandes bacias da sub-região da África Ocidental: a bacia do Níger, a bacia do Volta e a grande área costeira formada pelas bacias do Mono-Couffo e do Ouémé-Yéwa, como ilustra a Figura 10.

A bacia do Níger inclui os rios Níger (120 km), Mékrou (410 km), Alibori (338 km) e Sota (250 km) enquanto a bacia do Volta é formada pelos rios Volta e Pendjari (380 km). Já a bacia do Mono-Couffo é formada pelo rio Mono (100 km), rio Couffo (190 km), o lago Ahémé (78 km²), o lago Toho (15 km²), e as lagoas de Cotonou e de Grand-Popo (15 km²) e, por fim, a bacia do Ouémé-Yéwa que inclui os rios Ouémé (510 km) e seus principais afluentes Okpara (200 km) e Zou (150 km), assim como a lagoa de Porto-Novo (35 km²) e o lago Nokoué (150 km²).

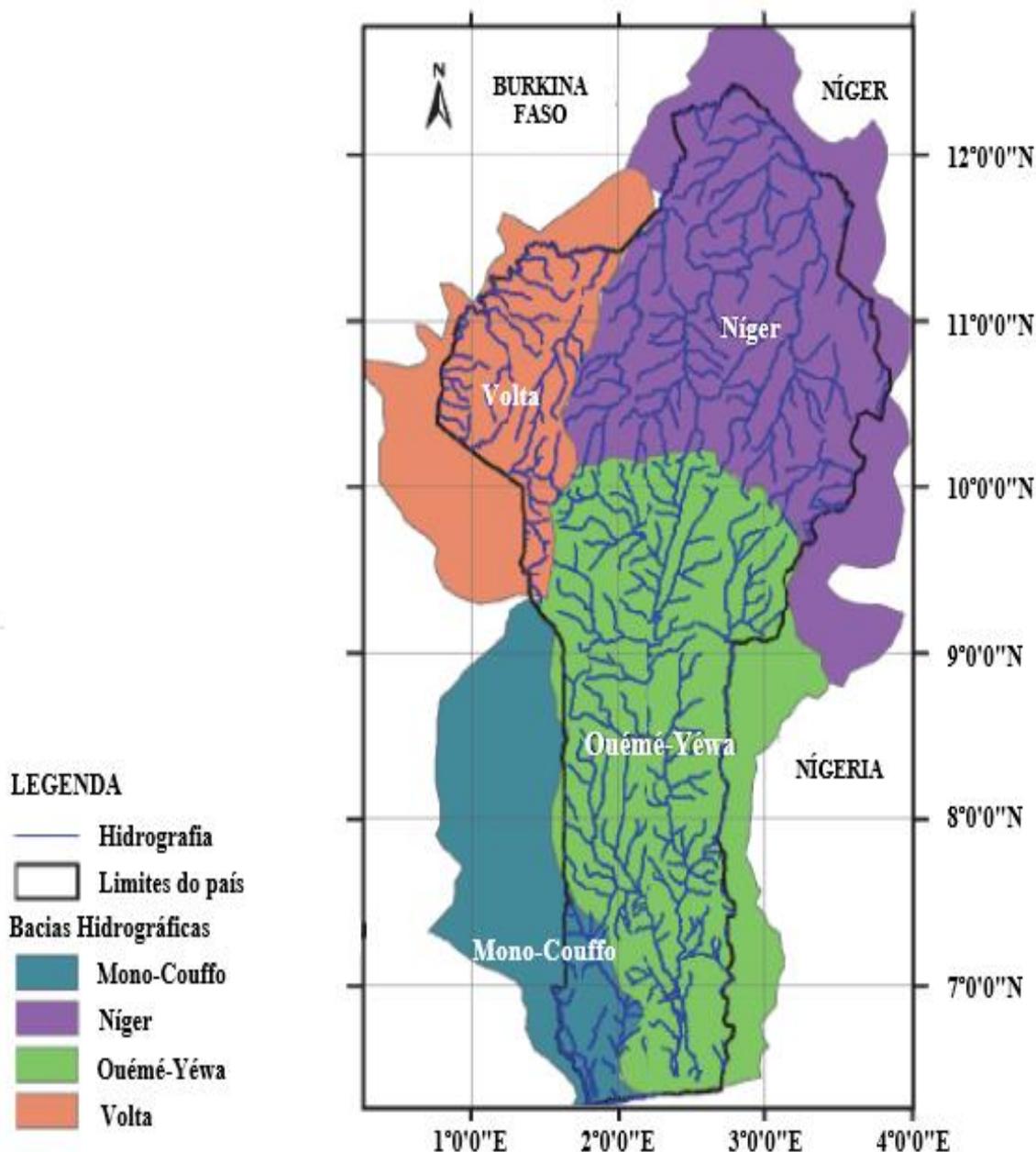


Figura 10: Grandes bacias hidrográficas do Benim. **Fonte:** Adaptado de BUR (2019)

A avaliação dos recursos hídricos superficiais mostra que o Benim tem um potencial anual de águas superficiais que pode ser estimado em 13 bilhões 106 milhões de m³, sem as contribuições dos rios Níger e Sazué e das bacias do Kéran e Kara. Este valor, portanto, permanece indicativo e um grande esforço deve ser feito para descobrir o real potencial das águas superficiais que podem ser exploradas no país (BUR, 2019). De acordo com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD, 2010), o território beninense está dividido em três regimes hídricos bastante diferentes distribuídos entre o norte, o centro e o sul do país, da seguinte forma:

- (i) Duas estações chuvosas são registradas no sul do país, e a natureza relativamente impermeável dos solos muitas vezes gera escoamento não permanente;
- (ii) O centro do país representa uma zona de transição quanto à pluviometria em algumas regiões, onde o solo é granítico, favorecendo um escoamento hipodérmico por vários meses;
- (iii) O Norte é caracterizado por uma longa e intensa período de chuvas. A zona montanhosa do Estado de Atacora pela natureza impermeável de sua crosta superficial, sofre com períodos de estiagens agudas enquanto a região nordeste ao redor da cidade de Kandi possui uma bacia sedimentar mais permeável contendo arenitos porosos, tornando os cursos de água muito mais perenes.

Vale ressaltar que o potencial hidrelétrico dos rios depende muito de alguns fatores como as chuvas, a hidrologia, a geologia e o relevo que devem ser considerados. No entanto, as duas grandes bacias hidrográficas (bacias do Níger e do Ouémé-Yéwa) do Benim drenam rios que apresentam baixas alturas de queda, sendo eles modestos em seu fluxo e se caracterizam por um regime irregular. Assim, a região mais chuvosa se encontra no sul de Atacora e Alibori e na parte norte de Donga, com predominância na região montanhosa de Atacora, destaca PNUD (2010).

Vários são os estudos que foram realizados nos últimos anos a fim de identificar locais potenciais onde os empreendimentos hidrelétricos seriam possíveis e estimar o potencial de aproveitamento hídrico disponível no país. Assim sendo, a pesquisa realizada por instituições beninenses juntos com outras internacionais mostrou a identificação de 85 sítios de pequenos potenciais hidrelétricos com uma potência inferior a 4,4 MW cada. A potência total desses sítios é da ordem de 50 MW e a produção é estimada a 200

GWh/ano. Depois, um estudo mais rigoroso foi realizado pela Agência Beninense de Eletrificação Rural e Gestão de Energia (ABERME, 2009), a partir dos 85 sítios identificados anteriormente a fim de selecionar os sítios mais adequados, baseando-se nos seguintes critérios:

- (i) fluxo quase permanente (duração > 11 meses/ano)
- (ii) vazão média suficiente ($Q > 0,2 \text{ m}^3/\text{s}$)
- (iii) altura de queda suficiente (inclinação longitudinal > 3%)
- (iv) acessibilidade ao site (12 meses)

Dos 15 sítios pré-selecionados após estudo criterioso feito pela ABERME em colaboração com a Agência Canadense de Desenvolvimento Internacional (ACDI) sobre micro centrais hidrelétricas no Benim, seis locais principais foram selecionados para o empreendimento enquanto os outros nove foram rejeitados por não apresentarem uma vazão suficiente a ser explorada. A Tabela 1 apresenta as características dos seis locais selecionados para o desenvolvimento de micro centrais hidrelétricas.

Tabela 1: Características dos seis possíveis locais selecionados pelos ABERME e ACDI para o empreendimento de micro centrais hidrelétricas em Benim

Local	Rio	Estado - Município	Potência máxima [kW]	Acesso existente	Restrição ambiental
Cachoeiras de Sosso	Sota	Alibori - Kandi	750	Difícil (2,5 km)	Nenhuma
Gbessé	Sota	Alibori - Ségbana	900	Fácil (ponte)	Ponto de água para gado
Katakroukrou	Iranée	Alibori - Kandi	100	Fácil (ponte)	Floresta classificada de Sota
Quedas da Kota	Kota	Atacora - Natitingou	60	Fácil (ponto turístico)	Ponto turístico
Wabou	Tigou	Atacora - Toucountouna	260	Difícil (1 km)	Local sagrado
Kouporgou	Koumagou	Atacora - Boukoubé	60	Fácil (ponte)	Nenhuma
TOTAL			2130		

Fonte: ABERME (2009)

Já no estudo realizado pelo PNUD em colaboração com o Banco Africano de Desenvolvimento (BAD) como parte do apoio à capacitação para a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), considerando dez sítios inicialmente: Kota (137 kW); Kouporgou (729 kW); Koubérépou (410 kW); Perma (272 kW); Sinaïssiré (826

kW) e Wabou (257 kW) ao norte e, Avavi (134 kW); Akpahogo (51 kW); Gbozoumon (362 kW) e Sahoussahoué (58 kW) ao sul, apenas oito locais foram adequados para este tipo de empreendimento (PNUD, 2010). Além disso, o PNUD classificou os locais de micro central hidroelétrica por faixa de potência, considerando uma lista de 82 sítios identificados cuja potência média é inferior a 4,4 MW, com uma produção garantida de 194 GWh anualmente em três categorias, a saber:

- (i) Locais com potências abaixo de 1000 kW;
- (ii) Locais com potências entre 1 e 2 MW e
- (iii) Locais com potências superiores a 2 MW.

O relatório do PNUD ainda destaca que os sites com capacidades superiores a 100 MW estão localizados no sul do Benim (Plateau e Couffo) enquanto os sites com capacidades entre 2 e 10 MW estão localizados no norte do país. O rio Ouémé, o maior rio do Benim, foi identificado para abrigar cerca de dez locais de desenvolvimento hidroelétrico com capacidades entre 10 e 160 MW.

Por outro lado, o estudo feito por *Ecowas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency* (ECREEE, 2015) considerando 77 sites, resultou em 22 sítios com maior potencial de aproveitamento, sendo 03 deles inconclusivo. No seu relatório de pesquisa publicado em 2015, baseando-se nas regiões com alto potencial hidrelétrico, a *Innovation Environment Development* (IED) afirma que o Benim possui apenas uma potência específica de 7,39 MW aproveitável. Segundo a Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (ONUDI, 2019), o país tem um potencial de 304,9 MW de pequena capacidade hidrelétrica, dos quais 0,6 MW está em operação. Outros estudos avaliaram o potencial hidrelétrico dos grandes cursos de água no território nacional do Benim que é estimado a 1230 GWh/ano. Com base no relatório final de Millennium Challenge Account-Benin II (MCA-Benin II, 2017), o potencial hidrelétrico teórico do país é estimado em 749 MW e uma classificação desse potencial teórico em função do tipo de usina a ser implantada foi realizada, conforme apresenta a Tabela 2. De acordo com o estudo de Atchike et al. (2020), o país possui um potencial hidrelétrico considerável para o empreendimento de grandes, médias, pequenas e micro centrais hidrelétricas por exemplo nos sítios de Bétérou e Olougbé com capacidade de geração estimada a 70 GWh e 72 GWh, respectivamente. Para Yêhouenou (2020), o país dispõe aproximadamente de um potencial hidrelétrico anual de 624 MW baseando-se na soma das capacidades das centrais de Adjarala (154 MW), de Kétou (122 MW), de Olougbé

(60 MW), de Okpara (29 MW), de Kota, de Tanougou, de Agbado e de Dyodyonga, e uma geração anual estimada a 5466,24 GWh.

Tabela 2: Síntese do potencial hidrelétrico estimado do Benim

Tipo de usina hidrelétrica	Potencial hidrelétrico teórico (MW)
Micro/Mini central < 1 MW	5
1MW < PCH < 30 MW	90
Médio/Grande central > 30 MW	239
Potencial não atrativo	415
Total de todos os rios do país	749

Fonte: MCA-Benin II (2017)

2.3.2. Biomassa

O Benim é um país agrícola com meios de produções rudimentares, que apesar do estado deplorável do desenvolvimento agrícola, este setor permanece a principal fonte da maior quantidade de produtos de exportação. Tal fato confirma que o país possui um potencial considerável em resíduos agrícolas e domésticos que podem ser usados como energia (PNUD, 2010). Numerosos estudos de viabilidade sobre a valorização de biomassa têm mostrado que a recuperação desses resíduos agrícolas aumentaria a capacidade de produção interna e, portanto, reduziria a importação de combustíveis fósseis e de energia elétrica (DPE, 2015). Assim, as atividades que geram a biomassa são: a agricultura, a pecuária, a silvicultura e o consumo doméstico.

O estudo realizado pelo PNUD (2010) baseando-se na taxa de crescimento das produções agrícolas entre 2007 e 2008 no Benim, mostrou que a produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de resíduos agrícolas coletados poderia gerar mais de 2.700 GWh em 2008 considerando apenas 20% desses resíduos. Além disso, o Estado de Atlantique localizado no sul do país, poderia beneficiar de uma geração de mais de 285 GWh/ano se considerasse o uso dos resíduos de óleo de dendê. Também, a esses resíduos agrícolas, pode acrescentar os da produção de milho, de arroz, de castanha de caju, de amendoim, de painço, de abacaxi, de sorgo para produzir mais energia (YÊHOUEYOU, 2020). Além disso, por ser um dos países pioneiros quanto à exportação de algodão na região da Comunidade Econômica Dos Estados da África Ocidental (CEDEAO), a valorização de resíduos gerados a partir da produção de algodão para a produção de gás e geração de energia elétrica pode ajudar o Benim a caminhar para a autossuficiência energética. Yotto et al (2021) afirmam que considerando apenas os resíduos gerados de

uma cidade a partir da produção do algodão: 700 toneladas podem produzir 5 MW de energia elétrica.

Da mesma forma, os resíduos domésticos que podem ser recuperados em energia constituem uma matéria prima ideal para a produção de biogás. Segundo o PNUD (2010), baseando-se na taxa de coleta dos resíduos domésticos (50%) no município de Cotonou, a quantidade de resíduos recuperáveis seria de 180.000 kg/dia, podendo servir para a produção de biogás e permitir a instalação de uma central elétrica de capacidade mínima de 5 MW no município. Assim, ao combinar várias fontes de resíduos agrícolas, os Estados de Borgou e Alibori sozinhos poderiam produzir o equivalente a 2.000 GWh/ano com mais de 300 MW de capacidade instaladas. Estudo realizado por Mensah et al., (2021) sobre a geração de energia a partir do biogás em Benim considerando dez municípios, apresentou um ganho energético de 24,1 GWh/ano ao país com um benefício anual estimado a 3 milhões de dólares. Essa quantidade de energia obtida é equivalente respectivamente, a 2,21% da energia total importada (1088 GWh) em 2016 (CIA, 2016) e 1,82% em 2018 (ARE, 2018). Segundo a pesquisa feita pela Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2018), o potencial teórico de biomassa estimado em Benim é de 761 MW em 2014 para a coprodução.

Apesar de um potencial significativo e de um entusiasmo evidente no Benim, o aproveitamento do biogás para a produção de eletricidade é ainda lento para se desenvolver e enfrenta as seguintes dificuldades, sendo elas: problemas de vulgarização; gestão de materiais orgânicos (coleta e armazenamento); controle técnico e manutenção de equipamentos (produção de gases inflamáveis e corrosivos) e o alto custo a nível doméstico (DPE, 2015). Vale ressaltar que a pecuária também pode contribuir para a produção de biogás através dos seus resíduos. Baseando-se no estudo feito por alguns autores que afirmaram que cada bovino, pequenos ruminantes e suínos podem gerar respectivamente 0,36, 0,2 e 0,18 m³ de biogás por dia, o relatório da *Netherlands Development Organisation* (SNV, 2009) estimou o potencial total de 739,5 MWh no país considerando que a metade dos excrementos pode ser recuperada para a produção de eletricidade a partir de biogás. De acordo com a zona agroecológica para criação do gado no Benim, o potencial em biogás e em energia elétrica foi determinado, conforme apresenta a Tabela 3.

Tabela 3: Potencial de biogás bovino por zona agroecológica em Benim

Zona agroecológica	Número de bovinos	Potencial em biogás [m ³ /Zona]	Potencial em energia elétrica [MWh/Zona]
1	71.230	256.428	32.053
2	400.073	1.440.262	180.032
3	264.359	951.692	118.961
4	197.743	711.874	88.984
5	158.253	569.710	71.213
6	48.560	174.816	21.852
7	2.673	9.622	1.202
8	4.455	16.038	2.004

Fonte: Adaptado de Yêhouenou (2020)

Quanto à exploração sustentável do recurso florestal para produção de lenha, Yêhouenou (2020) afirma que um percentual de 10% de resíduos pode ser gerado durante o processo, possibilitando a existência de um grande potencial significativo para o desenvolvimento da biomassa-energia no país. Portanto, a produção anual de madeira seria de aproximadamente 8.824.187 m³, ou seja, 6.176.931 toneladas (considerando que 1 m³ de madeira é equivalente a 700 kg), resultando em uma quantidade de resíduos estimada a 617,7 toneladas ao ano. Adanguidi et al. (2020), afirmam que a lenha é o principal material usado no país e que em média, 8,21 m³ de lenha e 23,19 kg de carvão são consumidos per capita anualmente, enquanto as necessidades anuais de lenha e carvão são estimadas a 12,83 m³ e 36,25 kg per capita, respectivamente.

2.3.3. Eólica

As medições de vento no Benim são realizadas pelas estações de Agência de Segurança de Navegação Aérea do Benim (ASECNA) e indicam que apenas a região costeira do país tem potencial apreciável e velocidades do vento com uma frequência constante ao longo do ano. Essas velocidades variam de 4 a 6 m/s e de 1 a 2 m/s, respectivamente, na zona costeira e no norte do país (IRENA,2018). A produção energética de um aerogerador em algumas regiões do Benim foi avaliada por Akpo et al. (2015) e, perceberam que a zona costeira do país é a mais favorável para a instalação de um parque eólico afim de produzir energia elétrica. No entanto, a existência de outras áreas favoráveis para esse tipo de empreendimento foi identificada na região norte, no centro e no sul do país.

Para estimar o potencial eólico de um parque, um dos fatores importantes que é preciso levar em consideração, é a disponibilidade do vento no local a certa altura. Assim, para determinar as zonas de maior disponibilidade de aproveitamento eólico no Benim, Yêhouénu (2020) usou no seu trabalho dados de ventos de Atlas Global para as alturas de 50 m e 100 m, cujos resultados são apresentados a seguirem:

(i) **A 50 m de altura**

As zonas que apresentaram dados favoráveis para um aproveitamento eólico são apenas as regiões costeiras no sul do país e do Noroeste ao nível da cadeia de montanhas do Estado de Atacora, com velocidade dos ventos variando entre 4,25 m/s e 4,75 m/s, respectivamente. Porém, a região mais indicada para um parque eólico a essa altitude é a zona económica exclusiva do espaço marítimo do país, pois as velocidades do vento nesta área são de no mínimo 5 m/s e podem chegar até 6,25 m/s.

(ii) **A 100 m de altura**

As partes sul e norte do Benim têm valores de velocidade do vento agradáveis que variam de 4,25 m/s a 6,25 m/s. Isto é, os estados de Littoral, Atlantique, Ouémé, Mono, Couffo e Zou representam as regiões com grande concentração de potencial eólico ao sul. Já no Norte do país, os ventos mais rápidos são registrados em uma área de relevo bastante acentuado. Também, os Estados de Borgou e Alibori apresentam velocidades médias de 5 m/s.

Resultados do estudo de PNUD também confirmaram a conclusão em que chegou à análise de dados de Atlas Global, especificando que as áreas costeiras que são as mais adequadas para um empreendimento de parque eólico, mas os valores obtidos diferem um do outro. Para o PNUD, a região costeira apresenta uma variação de velocidade de ventos entre 4,61 m/s e 6,92 m/s enquanto ela varia entre 4,5 m/s e 5,5 m/s segundo dados de ventos de Atlas Global, conforme mostrado na Figura 11. Já os resultados obtidos por CEDEAO (2018) mostram que a variação da velocidade dos ventos nessa região é entre 4,5 m/s e 6,3 m/s, representando aproximadamente a média dos dados anteriores.

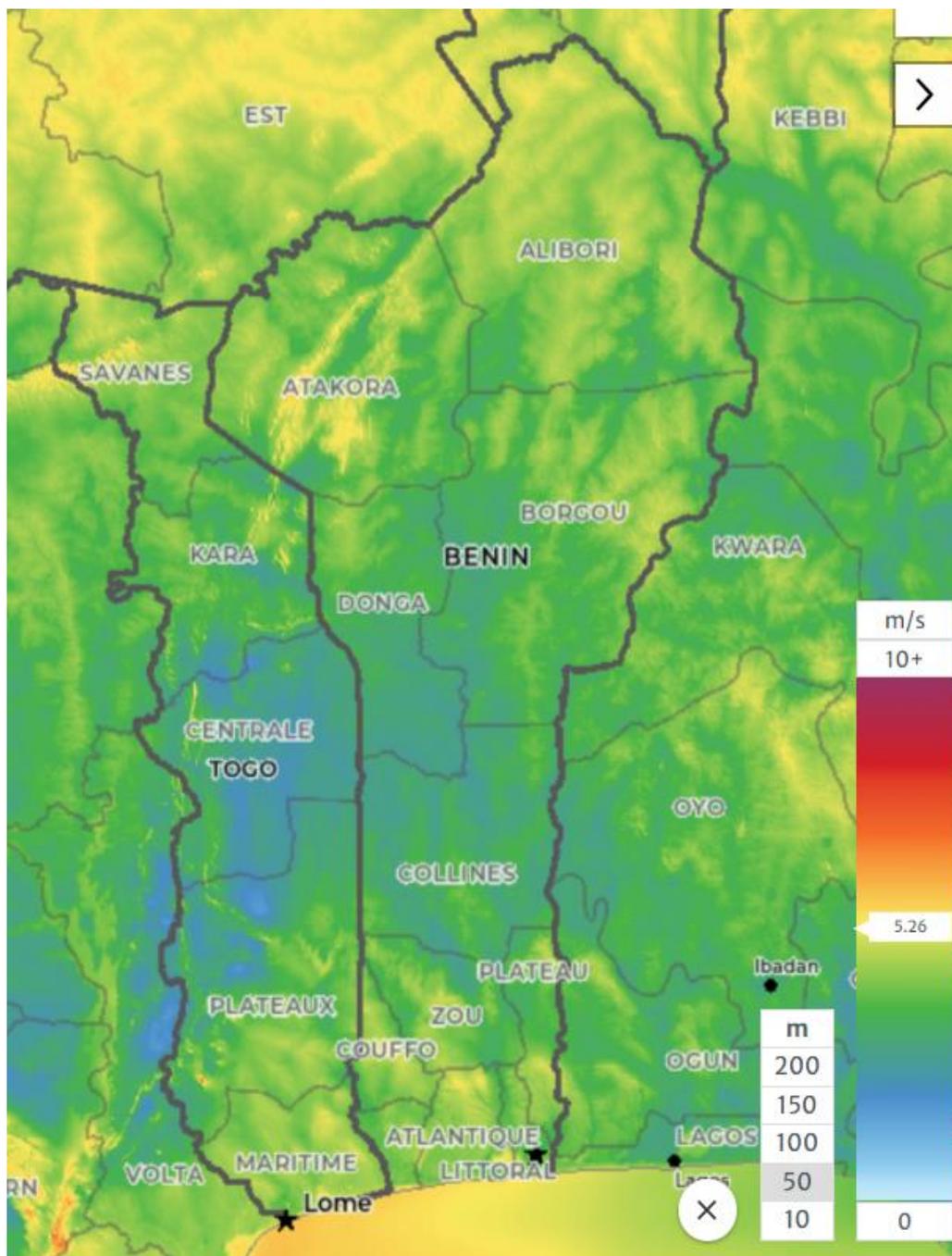


Figura 11: Intensidade do vento à 50 metros de altura no Benim. **Fonte:** Global Wind Atlas (2023)

A fim de determinar o efeito do movimento multidirecional deste recurso no Sul do país até o Norte em diferentes altitudes: 12 m, 40 m, 50 m e 60 m, respectivamente, o coeficiente de rugosidade (α) que era de 0,1 passou para 0,4, resultando na obtenção de valores elevados de velocidades dos ventos. A Tabela 4 mostra os resultados da simulação realizada.

Tabela 4: Velocidade dos ventos em diferentes alturas com $\alpha = 0,4$

Região	Altura [m]			
	12	40	50	60
	Velocidade [m/s]			
Zona costeira	4	6,47	7,08	7,61
	5	8,09	8,85	9,52
	6	9,71	10,62	11,42
Zou e Collines	2	3,24	3,54	3,81
	3	4,86	5,31	5,71
Atacora e Alibori	1	1,62	1,77	1,90
	2	3,24	3,54	3,81

Fonte: Adaptado de Yêhouenou (2020)

Segundo Yêhouenou (2020), essas velocidades do vento não são relevantes para suscitar investimentos em projetos eólicos no país. Apesar da disponibilidade eólica presente na região costeira, onde a velocidade dos ventos varia entre 7 m/s e 11m/s na altura de 60 metros, estudos aprofundados sobre a viabilidade desse recurso de energia são necessários para avaliar seu potencial disponível e economicamente explorável, de acordo com (BUR, 2019). Com base nos resultados que seriam obtidos, o governo poderia decidir sobre o empreendimento de micro parques eólicos cuja geração seria para usos locais ou grandes projetos de energia de acordo com o potencial dos locais para uma redistribuição da energia elétrica gerada para outras localidades. O estudo recente realizado pela IRENA (2018), avaliou o potencial teórico das fontes renováveis disponíveis no Benim, sendo a eólica estimando a 322 MW.

2.3.4. Solar Fotovoltaica

As regiões áridas e o deserto do Saara na África, o maior deserto mais quente do mundo, são as áreas com muita insolação, sendo um marco natural para a regionalização do continente na África do Norte e na África Subsaariana, de acordo com o *Global Solar Atlas* (2019). Por ser um dos países da África Subsaariana, o Benim beneficia de uma boa quantidade solar, que além de fornecer a luz natural, é também utilizado para as atividades de secagem de produtos como: peixe ou carne para conservação, produtos à base de cereais, madeira, lenha, vestuário e produção tradicional de sal. Uma visão geral sobre a irradiação horizontal global no território beninense e a quantidade de energia elétrica que ela poderia gerar por metro quadrado em um dia ou um ano é apresentada na Figura 12.

A irradiação solar horizontal global do país é dividida em quatro zonas principais em ordem decrescente de magnitude de norte a sul, de acordo com os dados do Banco Mundial (2017), sendo a região norte do país que inclui os estados de Alibori e Atacora com uma taxa de produção solar alta, seguida dos estados de Borgou e Donga cuja produção solar varia entre 5,8 kWh/m² e 5,3 kWh/m² diariamente. Já na região formada pelos estados de Collines, Mono, Zou, e Littoral, todas localizadas no sul do país, a produção média estimada varia entre 5,2 kWh/m² e 4,8 kWh/m² enquanto os estados de Plateau, Ouémé, Atlantique e Couffo apresentam uma produção que oscila entre 4,7 kWh/m² e 4,5 kWh/m². A Figura 13 apresenta o potencial solar fotovoltaico em quilowatt-hora disponível em todo o país.

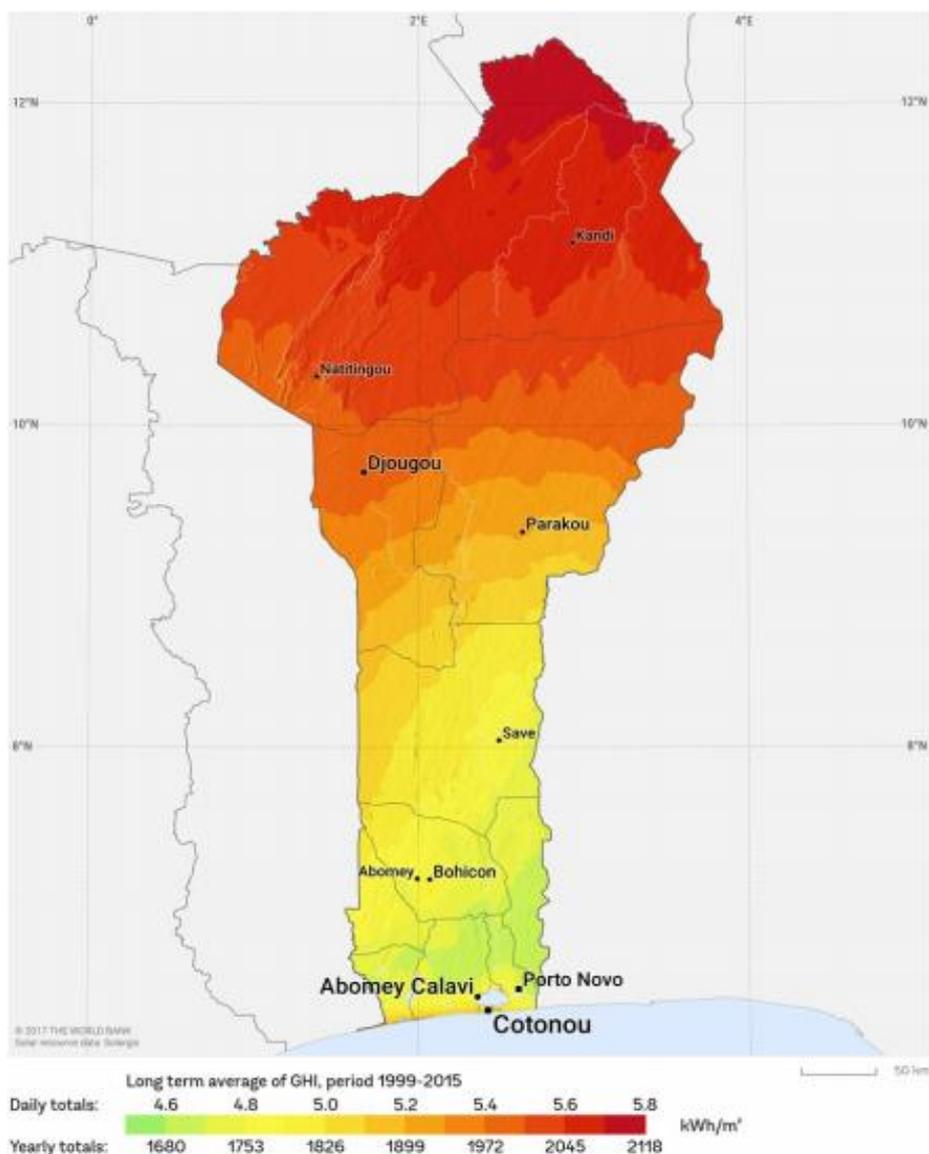


Figura 12: Irradiação horizontal global em Benim. **Fonte:** Global Solar Atlas (2019)



Figura 13: Potencial solar fotovoltaico em kWh em Benim. **Fonte:** Global Solar Atlas (2019)

Dados da ASECNA indicam que o Benim possui um potencial solar diário variando entre 3,9 kWh/m² e 6,2 kWh/m². Já os estudos realizados pela IRENA (2018) mostram que o país tem uma capacidade instalada de 2,9 MW e teria produzido cerca de 5,33 GWh de energia solar elétrica entre 2014 e 2018. Estas produções devem-se aos vários projetos do governo do Benim e da UEMOA cujo objetivo comum é a valorização de energia solar.

Ressalta-se que até 2015, a maioria dos projetos solares realizados no Benim não foi concretizado e as principais causas destes fracassos são múltiplas e estão ligadas por um lado às capacidades técnicas de instalação, formação dos técnicos, manutenção e monitoramento e, por outro lado, ao financiamento das atividades de manutenção e reparação a longo prazo, segundo o relatório da DPE (2015). Os projetos que tiveram sucesso concluíram os mesmos fatos a curto prazo, a saber:

- (i) Treinamento e supervisão insuficiente de técnicos;
- (ii) Capacidade insuficiente de gestão e manutenção de equipamentos;
- (iii) Fundos insuficientes para reparos e troca de equipamentos;
- (iv) Disponibilidade e garantia de um fundo para a renovação, mecanismo eficiente de cobrança de taxas;
- (v) Monitoramento e supervisão insuficientes para corrigir os projetos durante sua implementação.

Considerando as fontes de energias renováveis apresentadas, o estudo realizado por IRENA (2018) estimou de forma geral, o potencial de cada uma delas, sendo: 761 MW a capacidade energética das pequenas centrais hidroelétricas, 749 MW o potencial energético da biomassa, 322 MW o potencial da energia eólica e 3.532 MW a capacidade solar fotovoltaica, conforme a Tabela 5 apresenta. Assim, de todas as fontes renováveis disponíveis no país, a fonte solar é a que tem mais potencial de aproveitamento, sendo a mais fácil de implantar a fim de resolver os problemas da República do Benim. Vale destacar que no Norte do país, Alibori é o estado que mais possui uma disponibilidade abundante de fonte renovável que ainda não foi aproveitado como a energia solar, a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (ODOU et al., 2020).

Tabela 5: Estimativas dos potenciais teóricos das fontes renováveis de energia em Benim

Benim	Fontes Renováveis de Energia			
	Hidráulica	Biomassa energia	Eólica	Solar PV
Potência [MW]	761	749	322	3.532

Fonte: IRENA (2018); YOTTO et al (2021).

2.4. Panorama Energético do Benim em Relação ao Bloco UEMOA

Fazendo parte de diversas instituições, como a África Ocidental (AO), a União Africana (UA), a Organização Mundial do Comércio (OMC), a CEDEAO e a UEMOA, a República do Benim tem uma capacidade energética total instalada de 349 MW com uma estimativa de necessidades de eletricidade de 600 MW devido à rápida crescente demanda por energia elétrica, segundo o Banco de Desenvolvimento da África Ocidental (BOAD, 2019). Da capacidade total de energia elétrica gerada (297 MW) no país, 288 MW é produzida por fontes térmicas enquanto a participação das fontes renováveis é de aproximadamente 9 MW, indicando que o potencial renovável disponível em Benim é ainda inexplorado (ECREEE, 2018).

Grande é o desafio da maioria dos países africanos em atender a demanda energética da sua população, em específico os países membros da África Ocidental que apresentam um quadro crítico de insuficiência de energia em que, 92% da produção de eletricidade é consumida com outros países dependentes da importação para satisfazer suas necessidades (AJAYI, 2013). Em 2018, o consumo per capita de energia elétrica é de 175 kWh na região da UEMOA, valor este está muito abaixo da média africana que é de aproximadamente 600 kWh. Além de depender da importação que respondeu por 7% da eletricidade consumida na região, a produção total de energia da UEMOA atendeu as necessidades energéticas das populações em 74%, em 2018 (ATLAS, 2020).

De acordo com Bildirici & Ozaksoy (2016), uma das principais fontes de energia doméstica utilizada na África para atender as necessidades é a biomassa lenhosa, sendo a África do Sul, o país com o maior consumo deste tipo de energia no continente. Essa realidade é também observada dentro do bloco da UEMOA, em que a produção de energia é predominada pela biomassa, que participou com 83,7% da energia total produzida no ano de 2018 (29.351 ktep), seja um acréscimo de 2,8% em relação ao 2010, com destaque a participação de 22,84% pela Costa do Marfim, ocupando o primeiro lugar da sub-região (ATLAS, 2020).

Note-se que além da biomassa, outras fontes que contribuem para a produção de energia na zona UEMOA são: o carvão mineral, cujo único produtor é o Níger; o petróleo bruto; o gás natural; a hidroeletricidade; a produção solar fotovoltaica e outras, que representaram respectivamente, 0,2%; 8,6%; 6%; 1,3%; 0,1% e 0,1% da produção total de energia em 2018, segundo o relatório de Atlas (2020). Vale ressaltar que neste período,

a participação da Costa do Marfim na produção de petróleo bruto (66,9%), de gás natural (97,6%) e de hidroeletricidade (66,2%) foi extremamente importante, seguido do Senegal que contribuiu com 74,6% na geração total solar fotovoltaica, enquanto o Benim, Guiné-Bissau e o Mali contribuíram juntos com 4,9% na geração energética via fonte solar. Assim, considerando todas as fontes de geração de energia, a Costa do Marfim é o país pioneiro quanto à produção de energia dentro da zona da UEMOA, seguido do Mali e Burkina Faso, com participação respectiva de 31,5%; 17,9% e 15,9%, e o Benim ficou atrás do Níger, ocupando o quinto lugar, concluiu ainda Atlas (2020).

A Figura 14 apresenta a produção energética total de cada país da UEMOA durante o ano de 2018, considerando todas as fontes de geração.

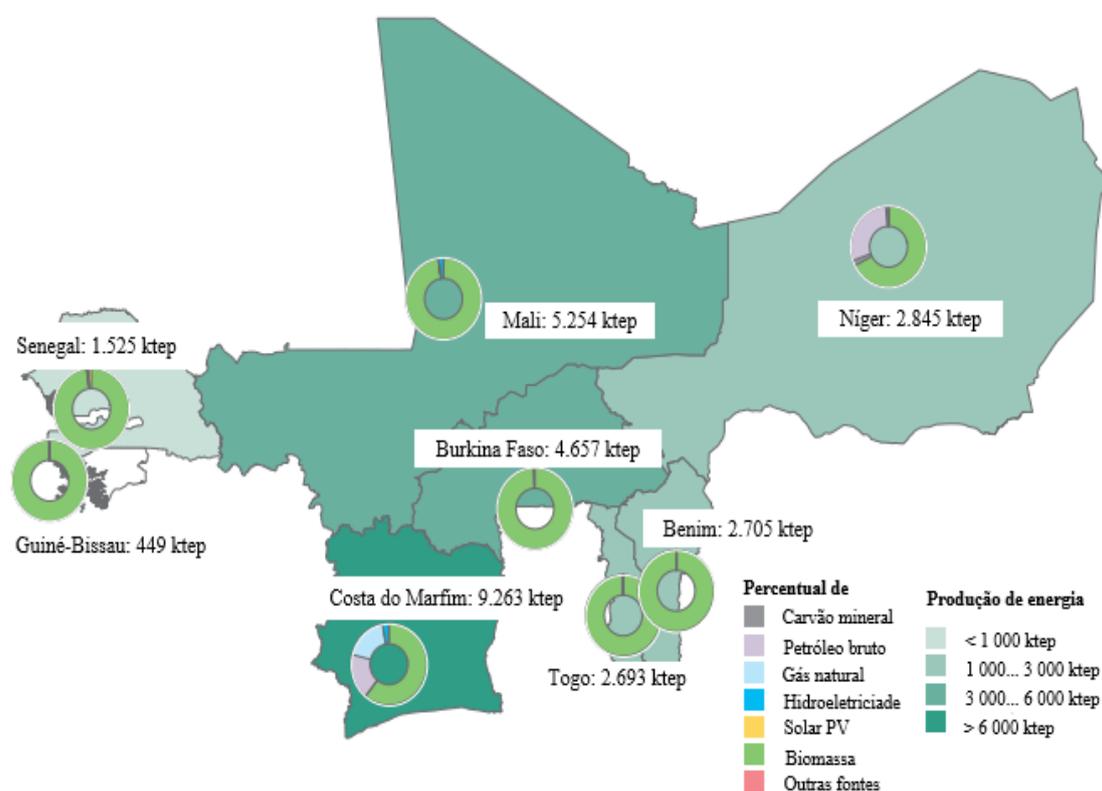


Figura 14: Produção energética por país da zona UEMOA em 2018. **Fonte:** Adaptado de Atlas (2020)

Quanto à energia elétrica, a produção total de eletricidade em 2018 na região UEMOA foi de 21.148 GWh, tendo como principais fontes de geração os produtos petrolíferos (38%), o gás natural (35%) e a hidroeletricidade (21%), com destaque a produção de eletricidade a partir da biomassa que passou de 8 GWh em 2010 para 114 GWh em 2018, representando um aumento médio anual de 38,7%. Tratando-se dos países

produtores de eletricidade nesta região da África, podemos citar a Costa do Marfim (47,6%), o Senegal (21,7%), respectivamente, os pioneiros na geração elétrica a partir do gás natural (95,2%) e do carvão mineral (65,7%) e o Mali (16,7%), de acordo com Atlas (2020). Percebe-se que a produção de eletricidade a partir da biomassa em Benim foi nula, igual observado nos outros países membros do bloco UEMOA, exceto a Costa do Marfim e Burkina Faso, responsáveis por 53,4% e 46,6% da produção total de energia elétrica (114,5 GWh) por essa fonte em 2018, respectivamente. O mesmo cenário foi observado considerando a produção de eletricidade a partir do carvão mineral, em que o Senegal (72,5%) e o Níger (27,5%) foram os únicos países do bloco que usaram essa fonte para gerar eletricidade.

Apesar da participação elevada de derivados de petróleo e gás natural na matriz energética do país, o Benim não se destacou no bloco UEMOA, pois sua contribuição foi fraca, comparado com as contribuições das outras nações do mesmo bloco. A participação do país quanto à produção de energia elétrica a partir de derivados de petróleo (154,2 GWh) por exemplo representou, respectivamente, 4,1%, 7,1% e 10,3% da produção total de eletricidade do Senegal, do Mali e do Burkina Faso via mesma fonte. Enquanto isso, a sua produção a partir do gás natural correspondia a 29,8% e 0,9% da geração total do Togo (210 GWh) e Costa do Marfim (7025,7 GWh), respectivamente. A Figura 15 apresenta a produção de eletricidade por fonte de energia e por país durante o ano de 2018 na UEMOA.

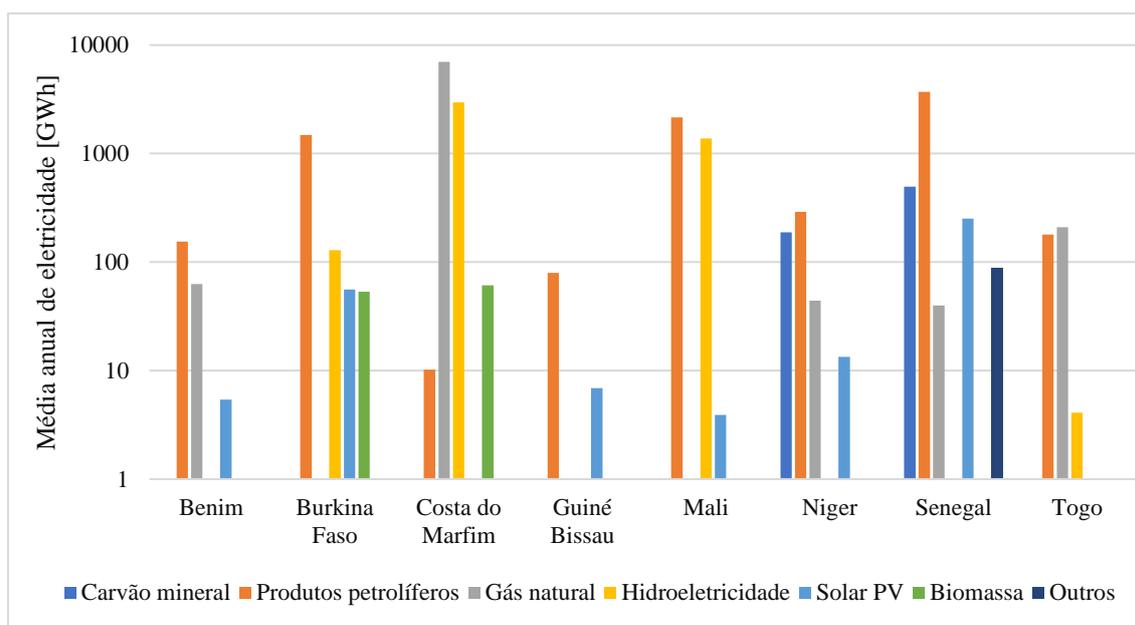


Figura 15: Média Anual de Energia Elétrica Gerada (GWh) por fonte e por país da UEMOA em 2018. **Source:** Adaptado de Atlas (2020).

Conforme Atlas (2020), da totalidade dessa geração elétrica no bloco da UEMOA, a participação das energias renováveis representou cerca de 24% e os países com maior contribuição de fontes renováveis na produção de eletricidade foram, o Mali (39%), a Costa do Marfim (30%) e Burkina Faso (14%), respectivamente. Então, percebe-se que o uso das energias renováveis está cada vez mais presente nessas nações africanas, e vale ressaltar que a produção de eletricidade por fontes renováveis tem aumentado de 253 GWh para 414 GWh entre 2010 e 2018, sendo um acréscimo médio anual de 6,3%. Em soma, da análise da Tabela 12, pode-se concluir que no bloco UEMOA, a Costa do Marfim é o país com maior produção de eletricidade, respondendo por 33,8% da capacidade total produzida em 2018, seguido do Senegal e do Mali com contribuição respectiva de 19,5% e 10,3%, enquanto a República do Benim contribuiu apenas com 1,05%. Isso só demonstra quanto o país precisa urgentemente tomar umas decisões para melhorar sua produção a nível nacional.

Neste período, as centrais elétricas, as usinas de autoprodução de eletricidade e as usinas autoprodutores de cogeração foram os três tipos de unidades de transformação utilizadas para produzir eletricidade na zona UEMOA. As duas primeiras tiveram um aumento na sua capacidade de produção, passando de 7.802 GWh para 13.251 GWh e de 1.049 GWh para 2.802 GWh, respectivamente, seja um aumento médio anual de 6,8% e de 13,1% cada, enquanto a produção elétrica a partir das usinas de cogeração registrou uma queda de 21,3%, passando de 159 GWh para 61 GWh (ATLAS, 2020).

Com o aumento médio anual de 4%, o consumo final energético em 2018 dentro da UEMOA passou de 21.779 ktep para 29.702 ktep, com predominância a energia da biomassa (63%) e dos derivados de petróleo (30%). Atlas (2020) afirma no seu relatório de pesquisa que o Senegal consumiu 99,8% da totalidade do carvão mineral, enquanto a do gás natural foi consumida integralmente pelo setor industrial da Costa do Marfim. Já 26,6% dos derivados de petróleo foram consumidos pela República do Benim apesar do país representar apenas 9% da população total da UEMOA e o Mali predominou o consumo final de energia de biomassa (22,3%). Vale destacar que o consumo final de energia a partir da biomassa em Benim representou, respectivamente, 46,3% e 49,3% do consumo final da biomassa energética no Mali (4175,8 ktep) e Burkina Faso (3915,4 ktep). Já o consumo final de eletricidade (101,1 ktep) no país correspondeu a 17%, 33% e 40% do consumo final de energia elétrica na Costa do Marfim, Senegal e Mali, respectivamente, apesar do Benim representar 58,6% da população total do Mali em 2018.

A Figura 16 apresenta o consumo final de energia por fonte de geração e por país durante o ano de 2018 na UEMOA.

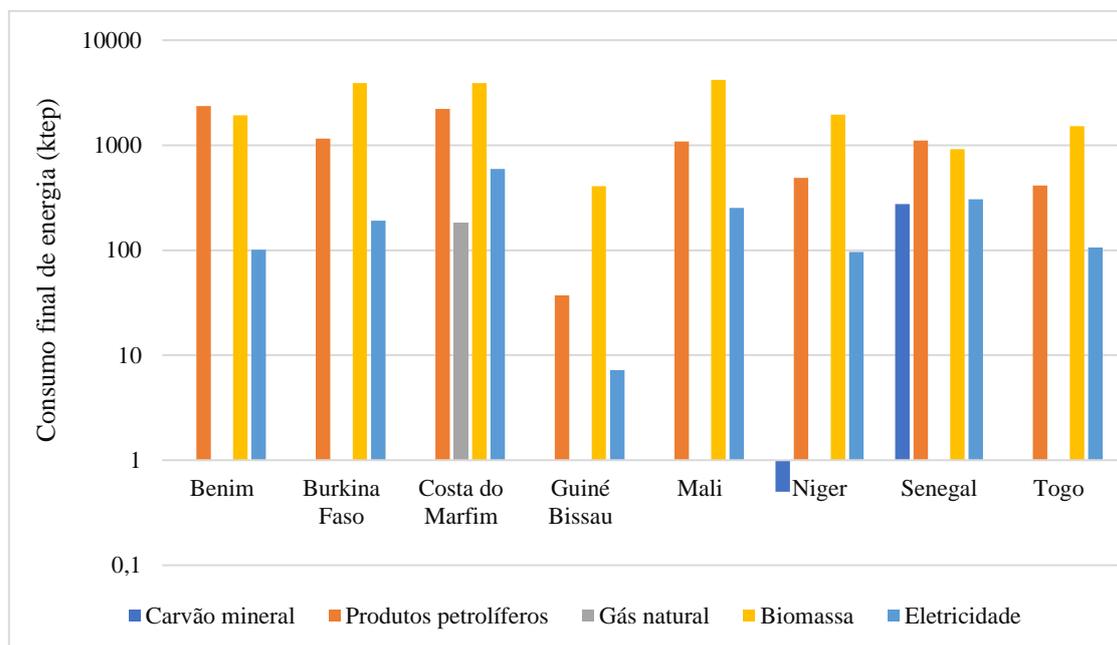


Figura 16: Consumo final de energia (ktep) por fonte e por país da UEMOA em 2018.

Source: Adaptado de Atlas (2020)

De acordo com o SIE (2019), o setor residencial é o setor que mais consome energia na África, representando 62% do consumo final energético na UEMOA em 2018, seguido do setor dos transportes (26%), o do comércio e serviços (7%) e o da indústria (4%). Para o consumo estimado em 146 ktep em 2018, o setor agrícola representou uma pequena parcela do consumo final de energia (0,5%). Vale ressaltar que no período entre 2010 e 2018, o consumo de energia per capita na zona da UEMOA aumentou de 0,9%, passando de 0,304 tep per capita para 0,325 tep per capita, e que o consumo de carvão mineral, petróleo e gás natural permitiu a emissão de aproximadamente 410 giga-gramas (Gg) de CO₂, relata Atlas (2020).

Ainda segundo Atlas (2020), essa quantidade de dióxido de carbono emitida é equivalente à emissão de gás de aproximadamente 32 milhões de carros, tendo percorrido 10.000 km, consumindo 6,5 L de gasolina por 100 km e, a equivalência de cerca de 38.000 hectares de floresta de absorção de carbono. A UEMOA registrou um aumento médio anual de 6% nas emissões entre 2010 e 2018, sendo uma quantidade de 55,4 Gg de CO₂ emitida em 2018 em grande parte pelo uso de derivados de petróleo (63%), nas indústrias (50%) e nos transportes (39%), respectivamente.

Para atender a demanda da sua população em 2018, a UEMOA tem importado 8464 ktep de produtos derivados de petróleo, 4434 ktep de petróleo bruto, 442 ktep de carvão mineral, 148 ktep (1727 GWh) de energia elétrica e 54 ktep de gás natural (ATLAS, 2020) e os dados de importações por cada país membro da UEMOA em função de produtos importados estão apresentados na Figura 17. Percebe-se que em 2018, o principal país importador de produtos petrolíferos (28,7%) e de eletricidade (25,6%) entre todos os países do bloco da UEMOA foi o Benim, seguido do Togo, como sendo o maior importador de gás natural (70,4%). Enquanto isso, o único importador de carvão mineral (100%) tem sido o Senegal, e por fim, a Costa do Marfim, sendo o primeiro e maior importador de petróleo bruto (76,6%). Observe-se que a República do Benim foi o terceiro país que mais importou energia no ano de 2018 para atender a demanda da sua população, logo atrás da Costa do Marfim e Senegal, o que demonstra a vulnerabilidade do país quando se trata de energia.

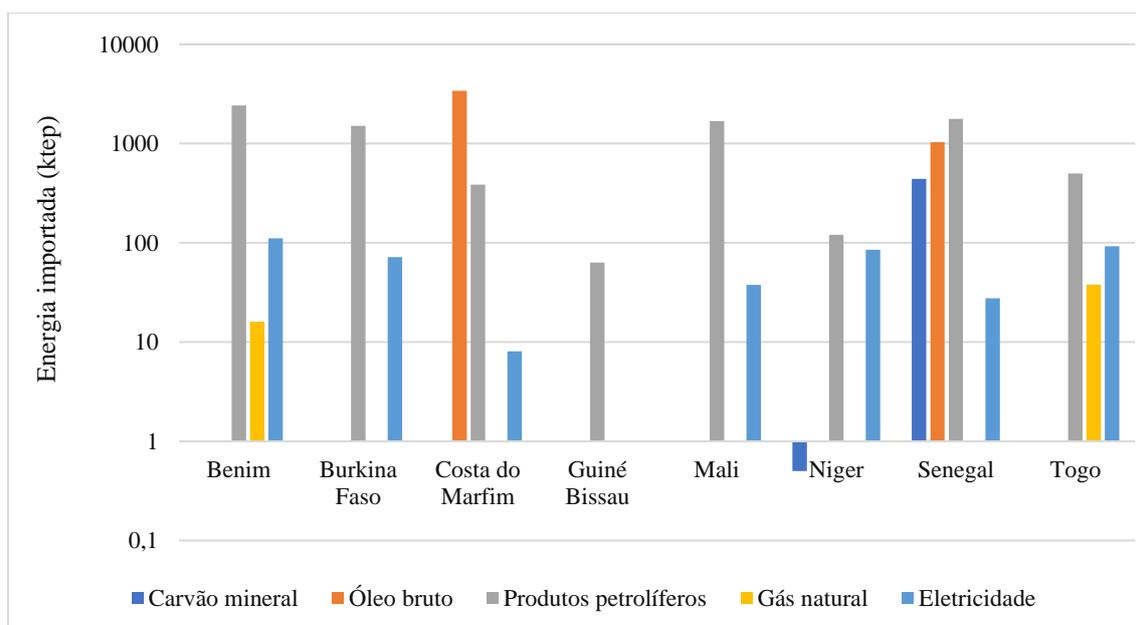


Figura 17: Importação de energia (ktep) por fonte e por país da UEMOA em 2018.

Source: Adaptado de Atlas (2020)

Com base na matriz elétrica do Gana e da Nigéria, países em que o Benim importa grande parte da sua energia, a fonte predominante de geração de eletricidade em ambos os países é a termelétrica. Portanto, pode-se dizer que a eletricidade importada para o Benim é proveniente de fontes não renováveis, e em parte das usinas hidrelétricas de Gana, já que existe um tratado entre o Benim e Gana (MENSAH *et al.*, 2023).

2.5. Papel dos Ministérios e Agências do Setor Energético do Benim

O papel principal dos ministérios e agências governamentais relevantes do setor energético beninense são a seguir apresentados:

2.5.1. Agência Reguladora da Eletricidade (ARE)

Em 2009 foi criada a entidade reguladora do sector elétrico do Benim, designada *Autorité de Régulation de l'Electricité* (Agência Reguladora da Eletricidade – ARE). É uma entidade autónoma, dotada de personalidade jurídica e autonomia financeira, sob a tutela do Presidente da República. A ARE tem como missão assegurar o cumprimento das leis e regulamentos que regem o sector elétrico do país, proteger o interesse geral e garantir a continuidade e qualidade de serviço, o equilíbrio financeiro do sector e o seu desenvolvimento harmonioso. No âmbito do exercício das suas missões, a ARE é responsável, entre outras coisas, por (ARE, 2020):

- Aprovar o modelo de contrato de compra/venda de energia entre fornecedores e revendedores de energia elétrica e todos os usuários;
- Aprovar os documentos de concurso para a seleção de operadores privados;
- Aprovar os tarifários antes da sua publicação pelo Governo e assegurar a sua aplicação;
- Aprovar modelos de tabela de preços para conexões e outros serviços de usuários;
- Aprovar a outorga de concessões;
- Definir os critérios específicos das necessidades de autoprodução a cumprir pelos autoprodutores no âmbito das autorizações que lhes são concedidas;
- Conciliar as partes em conflito;
- Assessorar as autoridades sobre as orientações políticas do setor;
- Monitorar a boa execução dos contratos de concessão;
- Controlar o cumprimento das obrigações que incumbem aos atores do setor;
- Definir e aprovar as normas e serviços prestados pelas operadoras;
- Emitir autorizações para autoprodutores;
- Dar parecer sobre o plano diretor de produção de energia elétrica;
- Assegurar o exercício de uma concorrência efetiva, sã e leal no interesse do Governo, operadores e consumidores;

- Assegurar o cumprimento das normas de produção, transporte e distribuição de energia elétrica.

2.5.2. Ministério da Energia (ME)

O Ministério da Energia (ME) é um ministério de status social e econômico que visa a apoiar a economia nacional com o efeito de criar condições de vida favoráveis e melhores para as populações das áreas urbanas e rurais do Benim. Assegura a orientação da política energética nacional e a supervisão de todas as estruturas que intervêm diretamente no sector além daquelas sob a tutela da Presidência da República. Sua missão principal é assegurar a promoção e o desenvolvimento dos recursos energéticos nacionais, e conseqüentemente a implementação da política energética do país, de acordo com as leis e regulamentos em vigor na República do Benim. Assim sendo, ele é responsável por (ENERGIE, 2022):

- Definir e implementar a política e regulamentação energética, em todas as suas dimensões e assegurar a disponibilidade dos canais de abastecimento de combustíveis essenciais ao funcionamento das instalações de produção de energia elétrica;
- Desenvolver estratégias de governança ótimas e apropriadas para o setor;
- Desenvolver um plano estratégico de armazenamento e abastecimento de produtos petrolíferos em colaboração com todas as estruturas envolvidas;
- Elaborar uma política de desenvolvimento, de aumento de uso e de acessibilidade às fontes de energias renováveis;
- Contribuir para a mobilização de financiamento para a implementação de políticas, planos, programas e projetos nas áreas de competência do ministério;
- Iniciar ou participar em qualquer iniciativa que contribua para a proteção do meio ambiente no que diz respeito a energia;
- Elaborar projetos de textos legislativos e regulamentares relativos à energia e assegurar a sua aplicação;
- Prestar aconselhamento e assistência às diversas entidades adjudicantes de serviços públicos, sempre que necessário;
- Assegurar a representação do Benim nas organizações internacionais do setor da energia e cumprir os acordos internacionais a que o país aderiu.

2.5.3. Direção Geral de Recursos Energéticos (DGRE)

A Direção Geral de Recursos Energéticos (DGRE) é responsável por orientar e coordenar as ações das estruturas operacionais do Ministério da Energia (ME). Tem como missão desenvolver, em colaboração com as estruturas nacionais competentes, a política do Governo relativa ao desenvolvimento dos recursos energéticos nacionais, gestão energética, eficiência energética, assegurar a sua implementação e informar periodicamente ao ME sobre o desenvolvimento do subsector de energia elétrica, através da elaboração de notas de síntese. De acordo com DGRE (2020), suas principais tarefas são:

- Realizar estudos de diagnóstico sobre o nível de desenvolvimento do setor energético, em específico das energias renováveis, de forma a contribuir para o desenvolvimento, melhoria e implementação da política energética nacional;
- Avaliar as necessidades nacionais de recursos energéticos, tendo em conta as disparidades sociais e geográficas e o crescimento demográfico e económico, a fim de desenvolver estratégias de governança ótimas e adequadas para o sector;
- Desenvolver e propor regulamentos relativos às energias elétricas e renováveis e assegurar a sua correta aplicação;
- Fazer cumprir as normas ambientais no sector da energia;
- Desenvolver uma estratégia nacional para a implementação, expansão e instalação de unidades de energias renováveis de grande porte, centralizadas e integradas na rede nacional;
- Encorajar iniciativas, públicas e privadas, que visem a promoção do sector energético e das energias renováveis;
- Promover o uso de sistemas alternativos de energia renovável nas administrações públicas, privadas e lares familiares nas zonas urbanas e rurais;
- Gerenciar o Sistema Nacional de Informação Energética do Benin (SINEB);
- Desenvolver e disponibilizar aos interessados documentações sobre energia;
- Emitir parecer técnico fundamentado sobre qualquer projeto do setor energético;
- Acompanhar atividades de todas as empresas públicas, semipúblicas e privadas do sector energético e apoiar as promotoras das energias renováveis, com tutela do ministério da economia;

- Participar na fixação dos preços de venda dos produtos energéticos, em particular dos produtos petrolíferos, da eletricidade e da bioenergia, em colaboração com os ministérios competentes;
- Conceber um quadro de consulta e parceria com o sector privado e instituições parceiras, incluindo contratos de desempenho para assegurar a eficácia das recomendações.

2.5.4. Agência Beninense de Eletrificação Rural e Gestão de Energia (ABERME)

O Ministério da Energia (ME) tem sob a sua tutela vários órgãos, entre os quais se encontra a Agência Beninense de Eletrificação Rural e Gestão de Energia (ABERME), cuja missão é implementar a política de Governo nas áreas específicas de eletrificação rural e de controlo do consumo de energia.

De acordo com ABERME (2022), suas atribuições no que diz respeito à eletrificação na zona rural são:

- Realizar levantamentos e estudos conducentes a soluções técnicas de eletrificação economicamente aplicáveis no meio rural, em conformidade com as normas aprovadas;
- Contribuir para estabelecer e garantir a implementação de normas e especificações técnicas para instalações de eletrificação rural em colaboração com os demais órgãos nacionais envolvidos;
- Elaborar editais de outorga de concessões para produção ou distribuição de energia elétrica no meio rural e organizar consultas;
- Apoiar os operadores do setor e as comunidades rurais na preparação de projetos relativos à produção e distribuição de energia elétrica em meio rural com possibilidade de financiamento;
- Desenvolver documentos técnicos em conjunto com as administrações interessadas, operadores do setor em nome das comunidades rurais, com vista ao financiamento da eletrificação rural;
- Propor mecanismos de financiamento e gestão de programas de eletrificação no meio rural, bem como a gestão de instalações de eletrificação;

- Fiscalizar as comunidades rurais beneficiárias das instalações de eletrificação na gestão e manutenção das mesmas quando não são gerenciadas pelos operadores credenciados;
- Acompanhar a execução dos contratos de concessão de serviços de fornecimento de energia elétrica no meio rural nas condições estabelecidas pela legislação e regulamentação em vigor e reportá-los ao órgão regulador (ARE);
- Promover o uso de fontes de energia novas e renováveis na eletrificação rural.

Quanto ao controle do consumo de energia, a ABERME é especificamente responsável por:

- Acompanhar a realização das auditorias energéticas e aprovar os peritos necessários à realização delas;
- Promover ações voltadas à eficiência energética nos setores consumidores de energia;
- Contribuir para estabelecer e assegurar a implementação de normas de eficiência energética dos equipamentos e materiais que consomem energia em colaboração com os outros organismos nacionais envolvidos;
- Certificar a eficiência energética de equipamentos e materiais consumidores de energia ou relacionados com energias renováveis;
- Aprovar relatórios de auditoria energética;
- Promover ações de formação no domínio da utilização racional da energia, em colaboração com organizações de formação nacionais e internacionais;
- Realizar campanhas de informação e sensibilização dirigidas aos utilizadores de energia.

2.5.5. Comunidade Elétrica do Benim (CEB)

A Comunidade Elétrica do Benim (CEB) é uma organização internacional, co-propriedade dos governos do Benin e do Togo. Criada em 1968, ela tem como a missão de produzir e transportar energia elétrica no território da comunidade (Benin-Togo). É responsável pelo desenvolvimento de infraestruturas elétricas nos dois países, que são fortemente dependentes das importações de energia do Gana.

A CEB assegura a importação, produção e transmissão de energia elétrica para Benim e Togo. Também é impactada pelas reformas em andamento no setor energético, de modo a permitir que cada país negocie diretamente a compra de energia elétrica dos países vizinhos, e trate apenas da transmissão de energia elétrica.

Embora fraca, a rede de distribuição de energia elétrica do Benim cobre o território nacional de norte a sul, e é composta por subestações de alta tensão (AT) e baixa tensão (BT), essas redes conseguem distribuir energia elétrica a todos os consumidores do país. A Figura 18 ilustra a rede elétrica de Benim.

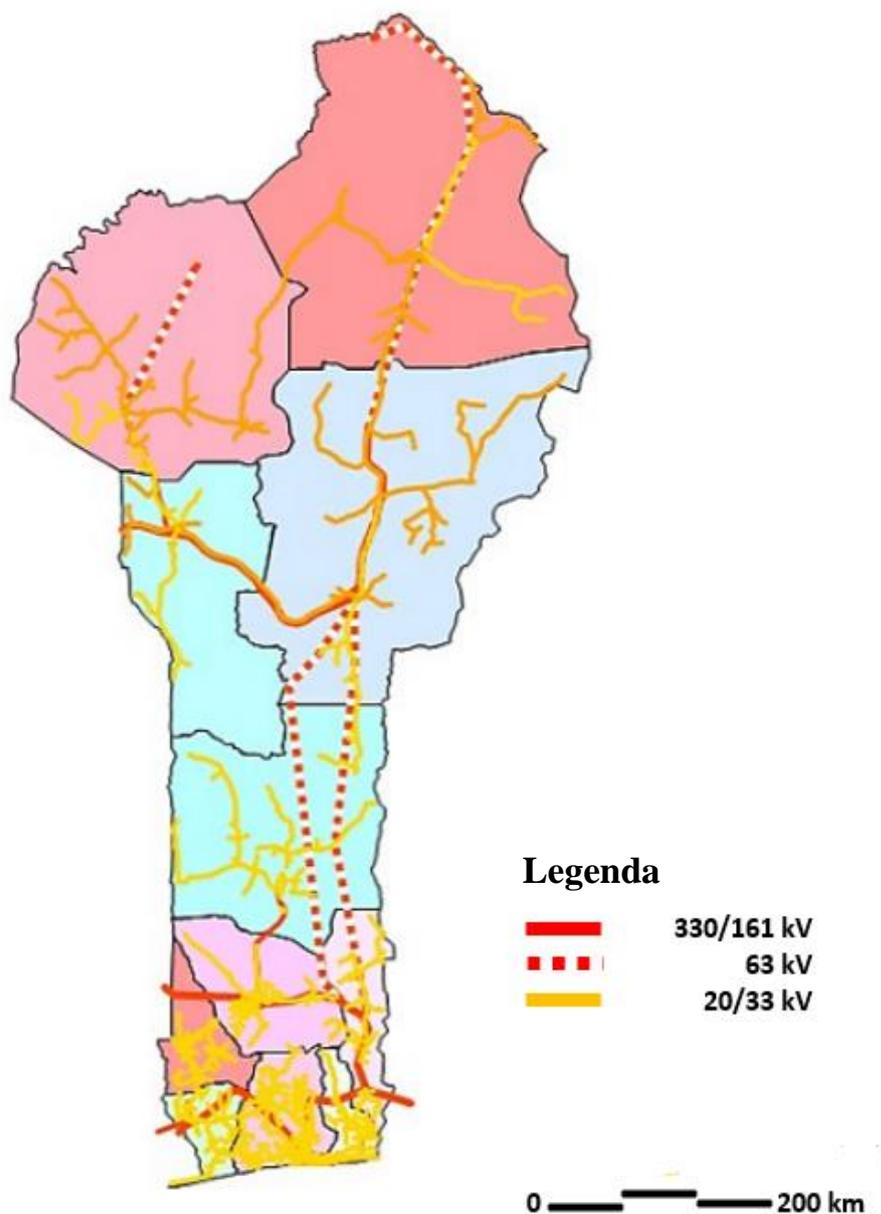


Figura 18: Rede elétrica do Benim. **Fonte:** SIE (2019)

De acordo com a ARE (2020), a rede elétrica do Benin provém da rede interligada da CEB, que é responsável por transportar a energia elétrica por todo o território nacional, por meio de 14 subestações e mais de 1000 km de linha, descrita a seguir:

- (i) Rede de transmissão de alta tensão (AT) de 63 kV que garante o trânsito de energia do CEB para o SBEE;
- (ii) Rede de alta tensão (AT) 33kV, 20 kV e 15 kV que atende as estações de distribuição;
- (iii) E a rede de baixa tensão (BT) 410 V e 230 V que distribui a energia das subestações de transformação AT/BT para os clientes.

2.5.6. Companhia Beninense de Energia Elétrica (SBEE)

Criada em 1973 sob o nome de Companhia Dahomeana de Eletricidade e Água (SDEE) e que em 1975 se tornou a Companhia Beninense de Energia Elétrica (SBEE), a SBEE se distingue por sua expertise na produção de eletricidade, distribuição de eletricidade, iluminação Pública etc. As habilitações essenciais para a execução da atividade principal da companhia que é o fornecimento de energia elétrica encontram-se em pequena proporção em comparação com às restantes habilitações. A principal missão da SBEE é realizar todas as operações relativas direta ou indiretamente à transmissão e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional. Compete também à SBEE (2022):

- Assegurar a operação e manutenção dos equipamentos elétricos, realizar as obras de extensão e ligação;
- Assegurar a produção e transporte de energia elétrica para a sua disponibilização;
- Desenvolver uma política coerente de monitorização e manutenção de obras de MT e BT;
- Assegurar a concepção e implementação da política de comercialização de energia elétrica, bem como a relação com os clientes;
- Propor e implementar uma política ambiental e social

A rede de transmissão da SBEE é composta por 136,11 km de linha AT de 63 kV, 7 subestações e 25 estações de distribuição. Essa rede se abastece em 14 subestações da CEB espalhadas por todo o território do país. A SBEE tem duas linhas de 63 kV de transmissão, a saber:

- (i) Vèdoko (CEB)-Gbégamey-Akpakpa-Sèmè-Porto/Novo-Tanzoun (CEB)
- (ii) Bohicon (CEB)-Paouignan-Dassa-Glazoué

A linha de transmissão Cotonou – Porto/Novo de 63 kV, se inicia na subestação da CEB Vèdoko em circuito duplo de 400 mm², passando pela subestação da SBEE de Gbégamey para chegar na subestação central da SBEE de Akpakpa em circuito duplo, respectivamente, de 400 mm² e 240 mm², conforme apresenta a Figura 19.

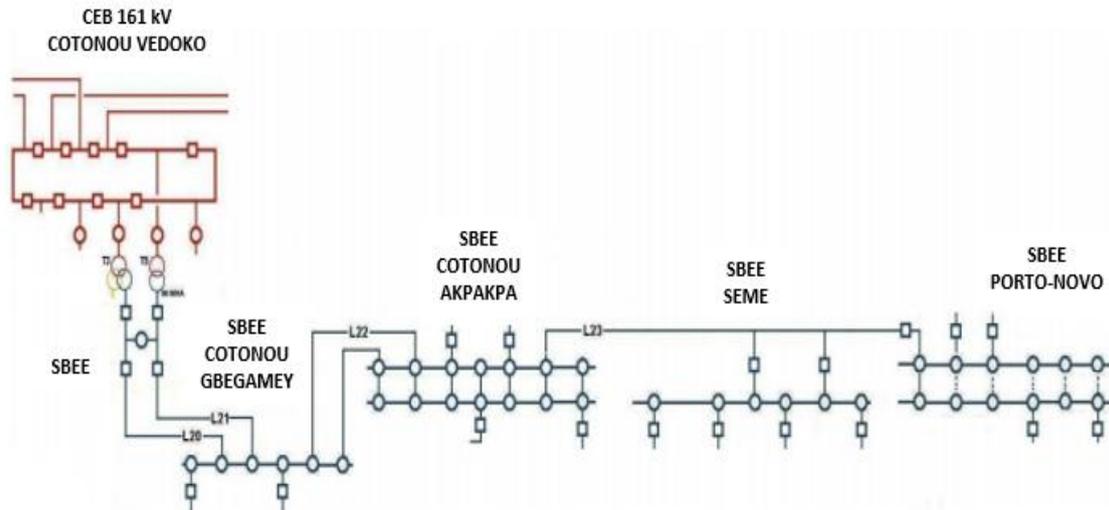


Figura 19: Linha de transmissão 63 kV COTONOU-PORTO-NOVO. **Fonte:** ARE (2020)

Da central de Akpakpa, a linha finalmente vai para a subestação de SBEE em Porto-Novo e continua em linhas subterrâneas para a subestação da CEB de Tanzoun, que também representa um ponto de entrega de energia. Vale ressaltar que a rede de 63 kV de Cotonou – Porto/Novo é na sua maioria, composta por cabos subterrâneos, exceto a parte que sai de Akpakpa Pk5 em Quinta para Porto-Novo que é uma estrutura aérea (ARE, 2020). Já a linha de transmissão Bohicon – Glazoué de 63 kV ilustrada na Figura 20, opera a partir da subestação central da CEB Bohicon (161/63/20 kV) por meio de uma linha aérea de 75 mm² de Bohicon a Dassa e de 117 mm² de Dassa a Glazoué. A subestação de Paouignan é a primeira subestação da linha 63/20 kV enquanto a subestação 63/20 kV de Dassa está fechada na linha que vai para a subestação 63/20 kV de Glazoué.

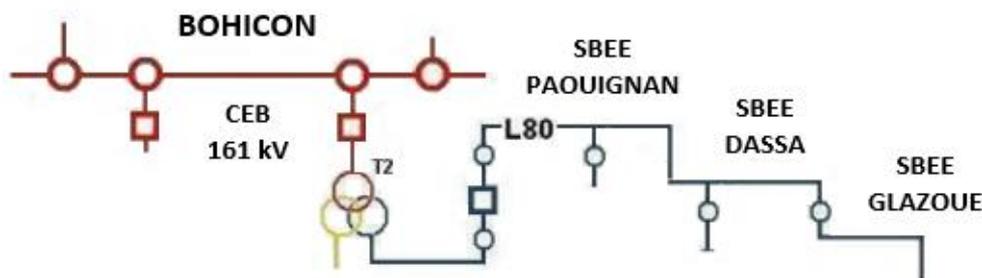


Figura 20: Linha de transmissão 63 kV BOHICON-GLAZOUÉ. **Fonte:** ARE (2020)

A rede de distribuição (AT) de energia elétrica opera a partir das subestações central da SBEE e de CEB, usando as tensões de tipo 33, 20 e 15 kV, que são distribuídas da seguinte forma, de acordo com ARE (2020):

- (i) 15 kV nas cidades de Cotonou, Calavi, Natitingou e no Estado de Ouémé;
- (ii) 20 kV nas cidades de Allada, Ouidah, Kandi, Malanville, nos Estados de Zou, Collines, Borgou, Plateau, Mono e Couffo;
- (iii) 33 kV nas cidades de Bembèrèkè, Ségbana, Kouandé, Kérou e Péhunco

Em todo território, 25 estações de despacho estão instaladas para garantir a distribuição de energia elétrica. O comprimento total da rede (AT) em 31 de dezembro de 2018 é de 5.732 km. Ainda segundo a ARE (2020), para que a energia elétrica possa chegar aos seus clientes, a companhia SBEE distribui a energia elétrica através de uma rede de distribuição de BT com capacidade de 400V. Com uma extensão total de 6.512 km em 31 de dezembro de 2018, esta rede está espalhada por todo o território nacional. Para isso, foram necessários mais de 3.500 postos de transformação H61 (pólo alto) e H59 (cabine), responsáveis pela transformação da tensão AT (15, 20 ou 33kV) em 400 V. Assim, os pontos fracos da rede elétrica do Benim podem ser resumidos em:

- (i) Equipamento de transporte obsoleto (transformadores, comando de controle etc.);
- (ii) Equipamentos obsoletos em estações de despacho e de distribuição;
- (iii) Atraso no investimento.

2.5.7. Agência de Controle de Instalações Elétricas (CONTRELEC)

Sob a tutela do Ministério da Energia, a Agência de Controle de Instalações Elétricas (CONTRELEC), foi criada em 2008 e, é um estabelecimento científico e técnico público com personalidade jurídica e autonomia financeira. Seu objetivo é

garantir o cumprimento das normas e regulamentos no que diz respeito à concepção, construção e operação de instalações elétricas internas, a fim de proteger pessoas e bens contra os riscos elétricos. Segundo o Ministério da Energia, as missões desta agência são classificadas em três categorias (CONTRELEC, 2022):

1ª categoria: Missões regulamentadas: Execução de controles regulamentares do estado das instalações eléctricas interiores em edifícios residenciais, comerciais (terciários) e industriais, de forma a verificar a sua conformidade com as normas e regulamentos técnicos em vigor.

2ª categoria: Acompanhar as empresas e residências familiares em termos de segurança, qualidade e desempenho energético das instalações eléctricas interiores. Esta missão consiste na prestação de serviços de perícia e apoio-aconselhamento no ramo da eletricidade predial. É feita numa lógica comercial e não se rege por regulamentação específica, mas faz parte das atribuições estatutárias da Agência de acordo com o Decreto nº 2008-629 de 22 de outubro de 2008 sobre a Criação, Atribuições e Organização do Funcionamento (AOF) de CONTRELEC.

3ª categoria: Inclui todos os tipos e modos de intervenção destinados a promover a cultura de segurança eléctrica de pessoas e bens na República do Benin, a saber:

- Acompanhamento regulatório e normativo;
- Educação, sensibilização, informação para promover e reforçar a cultura da qualidade, segurança e eficiência energética das instalações eléctricas em edifícios em geral e cumprimento das instruções de segurança e boas práticas;
- Reforço dos atores da cadeia de implementação de eletricidade no edifício (fornecedores de material eléctrico, eletricitas-instaladores, os proprietários de obras, os gestores de projeto, as empresas de obras eléctricas);
- A luta contra a importação, distribuição e uso de equipamentos falsos (não conformes com as normas de qualidade e fiabilidade) na realização de instalações eléctricas interiores (estes equipamentos não conformes são uma das principais fontes de risco de acidente).

2.5.8. Sistema de Troca de Energia Elétrica Oeste Africano (EEEOA)

O *Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain* (Sistema de Troca de Energia Elétrica Oeste Africano – EEEOA) foi criado pela Decisão A/DEC.5/12/99 durante a 22ª Cimeira da Conferência de Chefes de Estado e de Governo da *Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest* (Comunidade Econômica dos Estados da África do Oeste – CEDEAO), realizada em Lomé em dezembro de 1999. Sendo uma instituição especializada da CEDEAO, o seu objetivo é integrar as redes elétricas nacionais num mercado elétrico regional unificado capaz de assegurar, a médio e longo prazo, um fornecimento regular, eficiente e fiável de eletricidade, a um custo acessível às populações dos diversos países membros da CEDEAO através do desenvolvimento das trocas transfronteiriças de eletricidade.

A sua missão principal é promover e desenvolver infraestruturas de produção e transmissão de energia eléctrica bem como assegurar a coordenação de troca de energia eléctrica entre os Estados Membros da CEDEAO (EEEOA, 2022). Assim, suas outras funções (EEEOA, 2005) são:

- Garantir o fornecimento eficiente de eletricidade e outras formas de energia na região da CEDEAO;
- Estimular o crescimento económico na região da CEDEAO através de liberalização de investimentos e comércio energético;
- Liberalização progressiva do comércio energético internacional;
- Remover gradualmente as barreiras técnicas, administrativas e outras ao comércio de eletricidade, gás e outros materiais e produtos energéticos e equipamentos e serviços tecnológicos relacionados à energia;
- Maximizar a eficiência da exploração, produção, conversão, armazenamento, transporte, distribuição e uso de energia;
- Assegurar um quadro institucional conducente a investimentos viáveis em infraestruturas energéticas;
- Promover investimentos no setor de energia e comércio de energia na África Ocidental;
- Adoção de normas rigorosas e padrões internacionais para atrair investidores do setor energético para a região da CEDEAO.

2.5.9. Unidade Carregada da Política de Desenvolvimento de Energias Renováveis (UC/PDER)

Esta unidade foi criada pelo Decreto nº 2018-050 de 15 de fevereiro de 2018 e está sob a supervisão do Gabinete de Análise e Investigação da Presidência da República do Benin. A sua missão é prestar assistência técnica ao Governo na definição da política de desenvolvimento das energias renováveis e na supervisão da sua implementação, de acordo com a Secretaria Geral do Governo (SGG, 2022). As suas principais atividades a seguir descritas, são desenvolvidas em sinergia com as estruturas governamentais competentes, notadamente o Ministério da Energia.

- Realizar estudos com foco na elaboração e atualização da política de desenvolvimento das energias renováveis e da eficiência energética;
- Acompanhar a implementação da política de desenvolvimento das energias renováveis e da eficiência energética;
- Prestar aconselhamento ou assistência técnica no que diz respeito ao controlo da qualidade do funcionamento das infraestruturas de produção e de distribuição de energias renováveis;
- Prestar assistência à gestão de projetos para todas as obras, operações ou projetos relacionados à política de desenvolvimento de energias renováveis e da eficiência energética.

2.5.10. Unidade Presidencial de Monitoramento de Projetos de Energia (UP/SPE)

Criada pelo Decreto nº 2017-205 de 29 de março de 2017, a *Unité Présidentielle de Suivi des Projets de l’Energie* (Unidade Presidencial de Monitoramento de Projetos de Energia – UP/SPE) está diretamente ligada à Presidência da República do Benin e tem como missão acompanhar a execução de projetos do setor de energia no Benim, identificar as irregularidades e fornecer soluções para uma melhor implementação desses diversos projetos (SGG, 2022). As suas principais atribuições se resumem à:

- Acompanhar a implementação do roteiro do setor energético para a execução do Programa de Ação do Governo (PAG);
- Acompanhar a execução de projetos, reformas e ações relativas ao setor energético;

- Acompanhar a execução financeira de todos os projetos e o nível de mobilização de financiamento no setor;
- Identificar os obstáculos à execução dos objetivos fixados;
- Propor medidas corretivas adequadas e acompanhar a sua execução, se necessário;
- Alertar o Presidente da República de quaisquer avarias;
- Elaborar diversos relatórios de monitoramento em conexão com o mecanismo de monitoramento-avaliação.

2.6. Políticas e Estratégias de Desenvolvimento do Setor Energético

2.6.1. No Benim

Visando a fornecer ao país os meios necessários para ter serviços de energia de qualidade, em quantidade suficiente com ótimo custo e garantir o seu abastecimento, o governo beninense adotou em 2013, seis (06) políticas e planos de ação, de acordo com a BUR (2019), sendo elas:

- O Programa de Ação do Governo (PAG 2016-2021);
- O Plano Diretor para o desenvolvimento do subsetor da energia elétrica no Benim (horizonte 2035);
- A Política e Estratégia de Eletrificação (PEE) fora da rede desenvolvida com o apoio da Millennium Challenge Account Benim;
- O Plano de Desenvolvimento Estratégico para o setor de energia até 2025;
- A estratégia do setor de transportes para o período 2014-2018;
- O Plano Nacional de Eficiência Energética (PANEE)

Para atingir seus objetivos, definiu ao todo seis (06) estratégias bem específicas que foram classificadas por subsetores, conforme apresenta a Tabela 6.

Tabela 6: Estratégias para o desenvolvimento do setor energético do Benim

Estratégias	Subsetores		
	Residencial e Terciário	Transporte	Indústria energética
Aumentar as capacidades de produção e promover o uso de gás natural na geração de energia			✓
Expandir o acesso à eletricidade e promover a eletrificação na zona rural	✓		

Estratégias	Subsetores		
	Residencial e Terciário	Transporte	Indústria energética
Desenvolver a produção de energia elétrica a partir de energias renováveis			✓
Melhorar a eficiência energética por meio da promoção do transporte público e do desenvolvimento da infraestrutura rodoviária		✓	
Promover a eficiência energética e o acesso das populações a fontes alternativas de energia nos setores residencial e terciário	✓		
Reduzir as perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica			✓

Fonte: Adaptado de BUR (2019)

Cada uma dessas estratégias ou medidas tomadas para mitigar o setor energético do Benim, é a seguir descrita da seguinte forma.

2.6.1.1. Aumento das capacidades de produção e do uso de gás natural na geração de energia

Segundo a BUR (2019), o Plano Diretor para o Desenvolvimento do setor de Eletricidade (PDDE) estruturado pelo governo beninense destaca a possibilidade de empreendimentos de usinas termelétricas com capacidade de até 550 MW que podem funcionar com óleo combustível ou gás natural (óleo combustível dual, usinas a gás), no horizonte de 2035. Dada a indisponibilidade de gás natural suficiente para operar estas centrais a gás natural, após estudo, o Governo do Benim planejou instalar uma unidade flutuante de re-gaseificação do gás natural importado no porto de Cotonou, com capacidade térmica projetada e estimada a 480 MW em 2030.

2.6.1.2. Expansão do acesso à eletricidade e promoção da eletrificação na zona rural

Este plano político estabelecido pelo governo visa atingir um percentual de acesso domiciliar de 100% à eletricidade daqui 2030. Segundo o governo, à medida que a eletrificação progride ao longo dos anos, ela permitirá que as famílias que usem o querosene para iluminar suas residências mudem para eletricidade. O cumprimento desse objetivo de substituição visa a eliminar gradualmente as emissões líquidas do consumo de querosene para a iluminação do setor residencial. Vale ressaltar que o cálculo das

reduções de emissões de GEE é baseado na suposição de eletrificar 80 a 100 localidades anualmente durante o período de 2018 a 2035, resultando em 100% dos domicílios com acesso à eletricidade até 2035 (BUR, 2019).

2.6.1.3. Desenvolvimento da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis

O Plano Diretor de Eletricidade (PDE 2016-2035) e o Programa de Ação do Governo (PAG 2016-2021) prevê a instalação significativa de capacidade de geração de energia elétrica a partir de energias renováveis. Ainda de acordo com a BUR (2019), trata-se de uma medida que será realizada através de diversos projetos cujos alguns já foram realizados, enquanto outros estão em andamento e outros são previstos para o ano de 2030. Tem-se:

- (i) A construção das usinas hidrelétricas de Adjarala, de Dogo-bis e de Vossa com capacidade de 147 MW, 128 MW e 60,2 MW, respectivamente;
- (ii) A construção de usinas de biomassa com uma capacidade total planejada de 21 MW em 2021 e 50 MW em 2030;
- (iii) A instalação de parques solares fotovoltaicos com uma capacidade total planejada de 95 MW e 215 MW, respectivamente, em 2021 e em 2030.

Como resultado dos projetos já realizados, a capacidade instalada do Benim que era inferior a 60 MW em 2018, passou para 174,5 MW de capacidade total instalada própria no final de 2019, além de produzir a metade do consumo nacional de eletricidade (YOTTO *et al*, 2021). Os esforços do governo contribuíram para a inauguração da central solar fotovoltaica-PV de Illoulofin, em julho de 2022, localizada no município de Pobè, Estado de Plateau, de capacidade 25 MW, podendo atender 180 mil pessoas, ou seja 40 mil residências e reduzir as emissões de GEE em 23.000 toneladas de CO₂ anualmente, por um período de vinte e cinco anos, afirma *European External Action Service* (EEAS, 2022). A implementação desta central foi graças ao projeto DEFISSOL para o qual a União Europeia concedeu uma doação de quase 10 milhões de euros como parte de seu programa “Promovendo a Economia VERDE no Benim” (PREVER). Além disso, em dezembro de 2022, uma mini central solar PV de capacidade 12 kW foi também instalada em Atangodo, município de Avrankou, Estado de Ouémé, sendo a 14^o mini central instalada no país, graças ao apoio do Programa das Nações Unidas para o

Desenvolvimento (PNUD, 2022). O funcionamento desta mini central PV constitui uma fase que marca a entrada em funcionamento de quatro outras mini centrais fotovoltaicas também financiadas pelo PNUD nas cidades de Djidja, Savalou, Copargo e Sinendé, de mesma capacidade. Percebe-se que a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia ainda se encontra em fase de desenvolvimento em escala menor no país.

Para a gestão do ano de 2023, o ME estabeleceu um orçamento de aproximadamente 88,76 bilhões de Francos CFA (€ 136,56 milhões), seja um aumento de 7,89% em relação ao ano de 2022 para financiar as atividades de 21 grandes projetos (ME, 2023). De total deste orçamento, 69% serão dedicados à eletrificação, extensão e solidificação de redes elétricas e outros, para que cada vez mais localidades do país e cidadãos tenham acesso a energia elétrica através do desenvolvimento do setor. Enquanto isso, somente 18% do orçamento equivalente a € 24,58 milhões serão destinados ao desenvolvimento de várias infraestruturas de energias renováveis no país. Entre esses projetos a ser desenvolvido, pode citar entre outros (ME, 2023):

- (i) Projeto de ampliação da central solar DEFISSOL com uma outra de 25 MW;
- (ii) Projeto de Acesso Sustentável e Seguro à Energia Elétrica do Benin (PADSBEE 2019 - 2025), com 50% de acesso nas áreas rurais e 90% nas áreas urbanas até 2025;
- (iii) Reestruturação e ampliação do sistema de distribuição do SBEE;
- (iv) Projeto de extensão e de solidificação de redes elétricas da SBEE;
- (v) Projeto de eletrificação por sistema solar fotovoltaico de 750 infraestruturas sócio-comunitárias;
- (vi) Projeto para a Promoção da Produção Sustentável de Eletricidade a partir da Biomassa no Benim, facilitando a implementação por produtores independentes de energia (PIE) de 4 usinas de 4 MW em quatro municípios;
- (vii) Desenvolvimento de Energias Renováveis e Eficiência Energética (DEREE), visando garantir o acesso à energia para todos através do uso de fontes de energia renováveis, em particular a energia solar.

2.6.1.4. Melhoria da eficiência energética por meio da promoção do transporte público e do desenvolvimento da infraestrutura rodoviária

Segundo a BUR (2019), trata-se de uma medida que está em andamento há alguns anos e que decorre da Estratégia do setor de transporte para 2014-2018 e do Programa de Ação do Governo (2016-2021), prevendo o desenvolvimento do setor de transporte fluvial, ferroviário e do rodoviário. O objetivo do governo para o setor de transporte através dessas ações é:

- (i) Promover o desenvolvimento do transporte público urbano e interurbano;
- (ii) Desenvolver o transporte ferroviário;
- (iii) Desenvolver a infraestrutura de transporte fluvial

Essa política pode contribuir para a redução do consumo geral de derivados de petróleo no setor de transportes e, conseqüentemente, reduzir também as emissões de GEE desse setor. No que diz respeito ao desenvolvimento das infraestruturas rodoviárias, o Programa de Ação do Governo (PAG) previu ações de desenvolvimento da rede rodoviária, em especifica a modernização e a extensão da rede rodoviária nacional cobrindo um comprimento total de aproximadamente mil trezentos (1300) km. Estas ações permitirão também a redução significativa do consumo de derivados de petróleo (gasolina, álcool e diesel) e, conseqüentemente, das emissões associadas ao setor dos transportes rodoviários.

2.6.1.5. Promoção da eficiência energética e o acesso das populações a fontes alternativas de energia nos setores residencial e terciário

No plano estratégico de desenvolvimento do setor energético com projeção até 2025, está previsto um eixo relacionado à promoção da gestão energética, que privilegia a intensificação das ações de sensibilização para o uso de tecnologias que possibilitem a economia de energia elétrica, especificamente, em edifícios administrativos. Já o PAG 2016-2021 previu a implementação de outras ações de eficiência energética ao longo deste período, cujo objetivo é reduzir o consumo de eletricidade nos setores residencial e terciário (comercios e serviços) em pelo menos 20% e, conseqüentemente, reduzir uma proporção das emissões de GEE. A eficiência do consumo de eletricidade quanto à iluminação pública deverá ser realizada por meio de (PAG, 2021):

- (i) O uso generalizado de lâmpadas econômica (LED) de energia;
- (ii) A reabilitação de relógios programáveis para a regulação automática da iluminação de postes públicos;
- (iii) A introdução gradual de painéis solares na iluminação pública.

2.6.1.6. Redução das perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica

Um dos objetivos do Plano Nacional de Eficiência Energética (PANEE) criado em 2015 pelo governo é de reduzir as perdas registradas na rede de distribuição da companhia SBEE, que gira em torno de 21% para 14% até 2030. Este objetivo de redução de perdas é mantido entre as medidas de mitigação no campo da transformação de energia devido ao impacto significativo esperado sobre a redução das emissões de gases de efeito estufa. Segundo a BUR (2019), em termos de redução de emissões, essa medida não foi avaliada, porém, a redução das perdas contribuirá a economia da energia elétrica produzida a fim de atender a demanda da população.

Da análise das ações do governo através do PAG 2016-2021, percebe-se um grande avanço e uma melhoria no que diz respeito ao fornecimento de energia no país. Neste período, vários projetos foram executados graças à mobilização dos recursos necessários à implementação do PAG, que de fato foram dedicados ao setor de energia com o apoio de parceiros técnicos e financeiros. Os recursos mobilizados junto dos tradicionais parceiros técnicos e financeiros para a concretização dos projetos do setor energético do PAG 2016-2021 são estimados em 1007,69 milhões de Euros, dos quais 58% foi de empréstimos e 42% de doações (PAG 2016-2021). Vale ressaltar que a maior contribuição foi do Millenium Challenge Account (MCA) dos Estados Unidos da América, com 34% dos recursos mobilizados, seguido da Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD), com um percentual de 13%. Os recursos mobilizados foram orientados em sete áreas que são: Produção Térmica; Produção a partir de energias renováveis; Transporte e distribuição; Eletrificação rural; Eletrificação fora da rede; Reformas e capacitação; e gestão racional da energia de biomassa (PAG 2016-2021).

A Tabela 7 apresenta os indicadores de performances do setor energético no período de 2015 a 2020.

Tabela 7: Indicadores de desempenho do setor energético do Benim de 2015-2020.

Indicadores	Ano					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nº clientes da SBEE	530528	571906	598380	605144	640573	682889
Duração média das interrupções (hs)	-	4,2	5,8	3	2	1
Nº de black-out	-	65	47	28	31	31
Tempo de black-out (hs)	-	161	207	65	218	11
Nº de localidades eletrificadas	1775	1811	1865	1877	2058	2099
Taxa de eletrificação (%)	27,7	29,2	29,7	29,2	30	30,6
Taxa de cobertura (%)	46,6	47,6	49	49,3	54,1	55,1

Fonte: Adaptado de PAG 2016-2021

Para dar continuidade aos desenvolvimentos dos seus projetos, o governo criou um segundo Plano de Ação chamado PAG II para o período de 2021-2026, como sendo o único instrumento de planejamento operacional a nível nacional. Isto é, o PAG 2021-2026 é atualmente o único instrumento de orientação da ação governamental que servirá de base para a programação das atividades dos Ministérios, Agências e outras estruturas do setor energético, bem como à preparação e execução do orçamento do país durante todo este período (PAG 2021-2026). No que diz respeito a melhoria do setor energético e o desenvolvimentos das fontes renováveis disponíveis no país, o PAG 2021-2026 pretende ao todo desenvolver onze projetos cujos cinco já estão em andamento, a saber (PAG 2021-2026): i) a construção de cinco centrais solares PV totalizando uma capacidade 100 MW em todo o território nacional; ii) melhoria no acesso sustentável e seguro à energia elétrica para toda a população beninense através da sua Política Nacional de Desenvolvimento de Energias Renováveis (PONADER) cujos objetivos são alinhados com os da ODS; além da iii) promoção do desenvolvimento de energias renováveis fora da rede, eficiência energética e segurança elétrica; iv) dotação do país de infraestruturas adequadas para um acesso sustentável e seguro à electricidade e por fim v) aceleração da eletrificação das localidades rurais do país através do Programa Nacional de Eletrificação Rural (PERU).

De modo geral, pouco a pouco, a República do Benim está progredindo em direção à sua meta de alcançar 100% de eletrificação até 2030. No entanto, precisará de apoio contínuo de organizações internacionais, como por exemplo o programa USAID Power Africa e o Fundo Africano de Desenvolvimento (FAD), para garantir que esses projetos

sejam bem-sucedidos. Com esforços contínuos do governo beninense e de organizações internacionais, pode-se esperar uma progressão no sentido de melhorar o acesso à eletricidade para todos os cidadãos do Benim.

2.6.2. No Bloco UEMOA

No que tange aos serviços de eletricidade, os países como Burkina Faso, Costa do Marfim, Guiné Bissau, Mali, Níger, Senegal, Togo e Benim, todos membros da UEMOA, têm como objetivo comum garantir o acesso à energia a baixo custo para todos os cidadãos da UEMOA, além de estabelecer um mercado amplo de comércio de eletricidade integrado e harmonizado na África Ocidental, baseado-se em parcerias dinâmicas entre empresas públicas e privadas (TALL, 2013). Para atingir esse objetivo, a Comissão da UEMOA em colaboração com a empresa *African Biofuel and Renewable Energy Company* (ABREC) criou o Programa de Desenvolvimento de Energia Renovável e de Eficiência Energética (PRODERE) no espaço da UEMOA, cujo objetivo é valorizar e aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética da zona UEMOA, mas também promover o acesso das populações aos serviços de energia (TALL, 2013).

Assim, definiu-se uma estratégia de resolução sustentável devido à diversas crises energéticas que esses países sofram, baseando-se: i) na melhoria do aumento da oferta de energia eléctrica, em específico, o aumento de uso de energias renováveis; ii) na economia de energia; iii) na implementação de um mecanismo de financiamento eficiente e sustentável e; iv) na melhoria do desempenho das empresas de energia eléctrica. Segundo o relatório de Banco de Desenvolvimento da África Ocidental (BOAD, 2020), essa estratégia é uma Iniciativa Regional para o Desenvolvimento de Energia Sustentável (IREN) a longo prazo que se divide em três objetivos (definidos no ano de 2015) estratégicos prioritários:

- (i) Aumentar a taxa de eletrificação que era de 17% em 2007 para 80% em 2020 e para 100% até 2030, na zona da UEMOA;
- (ii) Reduzir o preço médio da eletricidade na zona UEMOA para 30 FCFA (Franco da Comunidade Financeira Africana) por kWh, equivalente a € 0,046 até 2030;
- (iii) Aumentar o percentual da produção energética por fontes de energias renováveis e sustentáveis (hidroeletricidade, solar, eólica) que era de 36% em 2007 para 82% até 2030.

A Tabela 8 apresenta as duas fases de execução da estratégia do PRODERE, seus respectivos componentes e custos envolvidos.

Tabela 8: Fases de execução da estratégia do PRODERE e seus componentes e custos envolvidos

Nº Fases	Componentes	Custo [€]
Fase I	<ul style="list-style-type: none"> • Instalação de postes solares fotovoltaicos para a iluminação pública na zona UEMOA; • Instalação de minicentrals solares fotovoltaicas em áreas rurais; • Distribuição de kits solares fotovoltaicos em residências, escolas, locais de culto, centros de saúde, de lazer e comerciais etc. • Distribuição de lâmpadas LED para a iluminação pública e prédios administrativos; • Instalação de sistemas solar fotovoltaica para abastecimento de água potável 	22,3 bilhões de Francos CFA (€ 34,3 milhões) financiados pela Comissão da UEMOA
Fase II	<ul style="list-style-type: none"> • Construção de minicentrals solares fotovoltaicas de capacidade 10 MW em cada país membro da UEMOA, em áreas difíceis, totalizando 80 MW. 	<ul style="list-style-type: none"> • 280 bilhões de Francos CFA (€ 430,7 milhões) para as centrais Solar PV de 80 MW • 97,7 bilhões de CFA (€ 150,3 milhões) para o reforço dos projetos da Fase I

Fonte: TALL (2013) e BOAD (2020)

O mesmo relatório da BOAD (2020) destaca a finalização da Fase I do PRODERE em 200 localidades, resultando na instalação de 8.239 postes solares fotovoltaicos nas ruas e capitais dos países da UEMOA e de 45 sistemas de abastecimento de água potável nas aldeias atendendo quase 30.000 pessoas; em seguida, a distribuição de 4.989 kits solares fotovoltaicos nas residências, escolas, locais de culto e de 1.303 lâmpadas de baixo consumo para iluminação pública; e por fim, a instalação de seis (06) mini centrais solares fotovoltaicas nas aldeias de Kabo, Kpokissa, Oké-Owo, Tangou, Tchatoungou e Tora (todas localizadas em Benim), melhorando assim as condições de vida de 6 milhões de habitantes dentro da região UEMOA.

Já a Fase II que envolve o reforço da primeira fase além da instalação de minicentrals fotovoltaicas conectadas à rede elétrica com o envolvimento do setor privado, se encontra em andamento no Benim, Burkina Faso, Costa do Marfim, Guiné Bissau e Mali, respectivamente, sendo quase finalizada no Senegal e já concluída no Níger e no Togo. Segundo a agência ABERME (2021), a implementação da Fase II do

PRODERE no Benim foi oficialmente lançada em maio de 2021, na cidade de Cotonou, cujas atividades serão realizadas durante um período de trinta e seis meses por um valor de 2,430 bilhões de Franco CFA (€ 3,691 milhões), financiado com os recursos próprios da comissão da UEMOA. No entanto, os desafios a serem superados pela comissão da UEMOA através da implementação do PRODERE são a seguir descritos pela BOAD (2020):

- (i) Criar um marco regulatório e institucional que se baseia no uso de energias de fontes renováveis nos países que ainda não o possuem;
- (ii) Desenvolver um mecanismo de tarifação da energia produzida fora da rede;
- (iii) Sensibilizar os bancos para apoiar o desenvolvimento e o consumo de energias renováveis;
- (iv) Sensibilizar o bom uso dos serviços ligados às energias renováveis junto aos consumidores finais;
- (v) Criar um centro de formação especializado em energias renováveis;
- (vi) Criar atividades remuneradas para as populações da zona rural;
- (vii) Criar laboratórios de ensaio e de controle de equipamentos de energias renováveis e de eficiência energética na região UEMOA.

2.7. Desafios para uma transição energética sustentável em Benim

2.7.1. Falta de conscientização e recursos financeiros limitados

A falta de conscientização e compreensão das tecnologias de energia renovável em Benim, constitui uma barreira significativa para a adoção dessas tecnologias. Os formuladores de políticas, investidores e o público podem não entender totalmente os benefícios potenciais da energia renovável ou os aspectos técnicos e financeiros dos projetos de energia renovável. Como resultado, há um apoio limitado para políticas e projetos de energia renovável, e a adoção de fontes de energia renováveis no país tem sido lenta (MENSAH *et al*, 2023). Além da falta de conscientização e compreensão, os altos custos iniciais dos projetos de energia renovável são um desafio significativo para a implantação dessas tecnologias em Benim. Os projetos de energia renovável geralmente exigem investimentos iniciais significativos, o que pode ser uma barreira para investidores e desenvolvedores de projetos, principalmente em um país com opções de

financiamento limitadas. Vale ressaltar que os altos custos iniciais dos projetos de energia renovável podem ser vistos como um risco, principalmente na ausência de uma forte estrutura regulatória e políticas de apoio (YOTTO *et al*, 2021). A falta de opções de financiamento para projetos de energia renovável no Benin é outro desafio para a implantação dessas tecnologias. As opções de financiamento tradicionais, como bancos comerciais, podem hesitar em investir em projetos de energia renovável devido ao risco percebido e à incerteza associada a essas tecnologias.

2.7.2. Quadros políticos e regulatórios

A estrutura regulatória para energia renovável no Benim é atualmente fraca e inadequada, o que constitui um freio significativo para a implantação de tecnologias de energia renovável. O atual quadro regulatório não fornece diretrizes claras para o desenvolvimento e operação de projetos de energia renovável, nem fornece incentivos adequados para investidores em energia renovável. A falta de diretrizes claras para o desenvolvimento e operação de projetos de energia renovável é um grande desafio para os desenvolvedores de projetos (empresas privadas e estatais), afirmam Mensah *et al* (2022).

Sem diretrizes claras, essas empresas podem enfrentar atrasos e incertezas durante o processo de desenvolvimento do projeto, o que pode aumentar os custos e os riscos associados aos projetos de energia renovável. Além disso, a ausência de incentivos para investidores em energia renovável é uma barreira significativa para a implantação de tecnologias de energia renovável em Benim. Por exemplo, as tarifas *feed-in* ou incentivos fiscais podem ser mecanismos eficazes para incentivar o investimento em projetos de energia renovável (MENSAH *et al*, 2023). No entanto, o quadro regulatório atual em Benim não fornece tais incentivos, o que pode desencorajar os investidores e limitar a implementação de tecnologias de energia renovável. Outro desafio relacionado com o quadro regulamentar é a falta de um quadro claro para a integração das fontes de energia renováveis na rede elétrica. Em muitos casos, as tecnologias de energia renovável requerem modificações na rede elétrica para acomodar sua natureza intermitente e variável. No entanto, o quadro regulatório atual em Benim não fornece diretrizes claras para a integração de fontes de energia renováveis na rede, o que pode levar a atrasos e incertezas durante o processo de desenvolvimento do projeto. Outro fato importante é que o Benim não possui nenhuma proposta oficial para as revisões tarifárias do custo da

eletricidade e o operador nacional não tem o poder de ajustar a tarifa sem a aprovação do governo (GET Invest, 2023).

2.7.3. Ausência de infraestrutura adequada

A falta de infraestrutura, principalmente redes de transmissão e distribuição, representa um desafio para a implementação de fontes de energia renováveis no país. Uma infraestrutura adequada é essencial para o transporte de eletricidade de fontes de energia renováveis para áreas de alta demanda, e a sua falta limita os benefícios potenciais da energia renovável no país (YOTTO *et al*, 2021). As redes de transmissão e distribuição são necessárias para fornecer eletricidade a partir de fontes de energia renováveis aos consumidores, mas a infraestrutura existente em Benim é inadequada, apresentando vários desafios, incluindo perdas energéticas, baixos níveis de tensão e frequentes interrupções de energia. Estes desafios são particularmente agudos nas zonas rurais do país, onde vive a maioria da população e onde o potencial de fontes renováveis de energia é significativo (MENSAH *et al*, 2022).

Percebe-se que a falta de infraestrutura apresenta vários desafios para a implementação de tecnologias de energia renovável no país, pois limita os benefícios potenciais da energia renovável e reduz a viabilidade econômica de projetos de energia renovável além de limitar o potencial de acesso à energia elétrica nas áreas rurais. Ainda de acordo com Mensah *et al* (2022), a infraestrutura inadequada significa que é difícil fornecer eletricidade para as áreas rurais, onde vive a maioria da população, o que impossibilita que as fontes de energia renovável contribuam para a eletrificação rural no país. Também, a ausência de infraestrutura adequada pode aumentar os custos e os riscos associados aos projetos de energia renovável. Isto é, os desenvolvedores de projetos podem precisar investir em infraestrutura adicional para transportar eletricidade de fontes de energia renováveis para áreas de alta demanda, resultando em um custo elevado dos projetos de energia renovável. Quanto aos riscos associados aos projetos de energia renovável, a infraestrutura inadequada poderia levar a atrasos e incertezas durante o processo de desenvolvimento do projeto.

2.7.4. Integração das fontes renováveis de energia a rede elétrica

A natureza intermitente das fontes de energia renováveis, como a energia solar por exemplo, apresenta um desafio para a sua integração na rede nacional em Benim. A

variabilidade das fontes de energia renováveis torna difícil garantir um fornecimento confiável e estável de eletricidade, o que é essencial para o crescimento econômico e o desenvolvimento social.

Um dos desafios associados à natureza intermitente das fontes de energias renováveis é a necessidade de armazenar energia, para garantir que a eletricidade gerada a partir dessas fontes renováveis possa ser usada quando a demanda for alta, mesmo quando as fontes de energia renováveis não estiverem gerando eletricidade (MENSAH *et al*, 2022; JAVADI *et al*, 2022). No entanto, na atual condição do setor energético do Benim, torna difícil integrar as fontes de energias renováveis na rede de forma confiável. A geração de energia elétrica fora da rede é uma solução alternativa para atender as populações rurais, afirmam Odou *et al* (2020) pois, o sistema proposto no seu estudo de caso resultou no fornecimento de eletricidade de forma confiável e na redução de uso de baterias elétricas em 70% e em 97% das emissões de CO₂, ao comparar com o Gerador a Diesel (GD). Outro desafio associado à natureza intermitente das fontes de energia renováveis é a necessidade de fontes de energia de reserva como as GD para garantir um fornecimento confiável de eletricidade, quando elas não estão gerando eletricidade (MENSAH *et al*, 2022).

No entanto, o uso de fontes de energia de reserva pode aumentar os custos e as emissões líquidas associadas à geração de eletricidade, reduzindo os benefícios ambientais e econômicos das fontes de energia renováveis. Além disso, a intermitência das fontes de energia renováveis também pode representar desafios para a estabilidade da rede nacional. Isto é, as flutuações na geração de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis podem levar a variações de tensão e de frequência, que podem danificar equipamentos elétricos e causar interrupções de energia, impactando tanto o crescimento econômico quanto o desenvolvimento social do país (MENSAH *et al*, 2022). Esses desafios podem ser particularmente agudos em áreas com redes de transmissão e distribuição fracas, onde a rede é menos capaz de lidar com flutuações na geração de eletricidade. Vale ressaltar que a variabilidade das fontes de energia renovável pode aumentar também os custos e riscos associados aos projetos de energia renovável, pois as flutuações na estabilidade da rede elétrica podem provocar atrasos e incertezas durante o processo de desenvolvimento do projeto, segundo MENSAH *et al* (2022). Assim, os desenvolvedores de projetos precisarão investir em infraestrutura adicional para acomodar a natureza intermitente das fontes de energia renováveis, aumentando o capital

dos projetos de energia renovável. Por fim, a intermitência das fontes de energia renováveis pode limitar os potenciais benefícios das energias renováveis de contribuir para a redução das emissões líquidas de GEE no país, meta essencial para o desenvolvimento sustentável.

2.8. Relação entre consumo de energia e crescimento econômico

Na literatura foram estabelecidas quatro hipóteses sobre a relação causal entre o consumo de energia e o crescimento econômico: a hipótese de crescimento, que estipula a causalidade unilateral do consumo de energia no crescimento econômico, a de conservação (causalidade unilateral do crescimento econômico no consumo de energia), a de *feedback* (existência de causalidade bidirecional) e a hipótese neutra (sem causalidade) afirmam Dakpogan & Smit (2018) e Qi et al. (2022). Estas quatro hipóteses são amplamente discutidas na literatura africana com foco em análises entre países, porém poucos estudos investigaram a relação entre o crescimento econômico e o consumo de energia elétrica na República do Benim.

O estudo de Wolde-Rufael (2009) sobre 17 países africanos, aplicando o modelo Vetorial Autoregressivo (VAR) que considera variáveis como crescimento, consumo de energia, capital e trabalho, estabeleceu para três destes países, incluindo o Benim, a existência de uma relação causal do consumo de energia ao crescimento econômico. O autor argumentou que nestes três países, qualquer política de conservação de energia prejudicaria o crescimento econômico. Ele sugeriu que um país como o Benim deve aumentar o seu uso de energia em termos de quantidade e qualidade para um crescimento econômico sustentável. No entanto, o estudo de Rault et al. (2014) utilizando o modelo VAR em 16 países africanos, estabeleceu para quatro destes países, incluindo o Benim, que não existe qualquer relação causal entre o consumo de energia e o crescimento econômico. Outros estudos realizados, como o de Dogan (2014) e Fatai (2014) também concluíram a ausência de uma relação causal entre o consumo de energia e o crescimento econômico no Benim.

Ao estudar 40 países da África Subsaariana, incluindo o Benim, os autores Kahsai *et al.* (2012) estabeleceram uma causalidade bidirecional de longo prazo entre o crescimento econômico e o consumo de energia. No curto prazo, suas conclusões apoiaram a hipótese de neutralidade para os países de baixo rendimento deste grupo,

incluindo o Benim. Quanto a relação entre o PIB e o consumo de energia, o estudo de Ouedraogo (2013) a partir dos países membros da CEDEAO, incluindo a República do Benim resultou em conclusão oposta: causalidade do PIB ao consumo de energia no curto prazo e causalidade do consumo de energia ao PIB no longo prazo. O autor também estabeleceu uma relação causal entre o consumo de eletricidade e o PIB no longo prazo. Já o estudo de Menegaki e Tugcu (2016) que considerou 42 países africanos, incluindo o Benim, resultou na ausência de causalidade entre o PIB e o consumo de energia.

No contexto beninense, Marcel (2019) investigou a relação entre o crescimento econômico e o consumo de eletricidade na República do Benim, tendo como abordagem econométrica: o modelo VAR, o teste de cointegração de Johansen, o teste estacionário e o teste de causalidade de Granger. O estudo resultou na identificação da existência de uma causalidade bidireccional que vai do consumo de energia elétrica ao crescimento econômico, apoiando assim a hipótese de feedback. Por outro lado, estudo realizado por Atchike *et al.* (2020) investigou a relação entre o consumo de eletricidade, investimento estrangeiro direto e o crescimento econômico no Benim, utilizando o teste de limites de Defasagem Distribuída Autoregressiva (DDAR) com variáveis dummy e a abordagem Toda-Yamamoto. Confirmando a hipótese de crescimento para o caso do Benim, os resultados mostraram evidências de causalidades unidireccionais do consumo de electricidade para o desenvolvimento econômico e o investimento estrangeiro direto e uma relação de longo prazo.

Esses resultados sugerem que o governo do Benim deve continuar a investir cada vez mais no setor energético, dando prioridade à melhoria do seu acesso ao consumo de energia elétrica por meio de implementação de novas estratégias e políticas. Assim, poderá atrair mais investidores estrangeiros para impulsionar a economia local além de reduzir a dependência da importação de eletricidade de países vizinhos como Gana, Nigéria e Costa do Marfim e alcançar um crescimento econômico rápido e sustentável (Marcel, 2019; Atchike *et al.*, 2020).

2.9. Modelos de Previsão Energética

A partir dos anos 70, os modelos de planeamento energético tiveram o seu pico de evolução de forma mais significativa, dada a primeira crise energética daquela década. Inicialmente, a previsão era feita com recurso a modelos econométricos, baseados em

registros históricos a fim de avaliar as tendências futuras (SWISHER *et al*, 1997). Assim, a partir da década de 1970, vários modelos técnico-econômicos e de simulação surgiram, cujo objetivo era adaptar-se mais à realidade da procura de energia. Atualmente, existem diversos tipos de modelos para realizar vários objetivos, como análises ao setor da procura, minimização de custos de bens e serviços, quantificação de emissões poluentes, entre outros (BAJAY, 2016).

Segundo Van Ruijven *et al*. (2008), a maioria dos modelos de previsão energética usa a atividade econômica (PIB per capita) como força motriz para questões relacionadas à energia. Quando se compara internacionalmente com a atividade econômica, as moedas locais são expressas em moedas comumente conhecidas como o dólar americano (USD). Portanto, os modelos são desenvolvidos especificamente para uma nação dada ou serviço público, dependendo das condições econômicas e de mercado prevalentes (Suganthi & Samuel, 2012). A disponibilidade de alguns modelos de previsão de energia pode ser categorizada da seguinte maneira:

I) Modelos de séries temporais

São os mais simples de todos os modelos energético, que utilizam análise de tendências de séries temporais para extrapolar a necessidade futura de energia. Esses tipos de modelos têm sido usados em vários estudos de economia de energia para determinar a estrutura e objetivos dos modelos de energia, distinguindo as variáveis dos processos econômicos, sociais e ambientais para três (03) períodos diferentes de tempo (GRUBB *et al*, 1993).

- Curto prazo – período de 1 a 3 anos;
- Médio prazo – período entre 3 e 15 anos;
- Longo prazo – período superior a 15 anos.

II) Modelos de regressão

Eles são empregados de forma a testar teorias de que os valores atuais de uma ou mais séries temporais independentes podem afetar o valor atual de outra série temporal. Segundo Imdadullah (2013), esses modelos são usados para prever as necessidades de recursos como por exemplo, carvão, petróleo, gás e eletricidade, projeções de PIB, bem como a previsão de carga elétrica.

III) Modelos econométricos

São modelos que usam métodos estatísticos para lidar com várias grandezas econômicas pertencentes, relacionada a um determinado fenômeno econômico em estudo. Geralmente são derivados de um modelo econômico determinístico, permitindo incerteza, ou de um modelo econômico que é estocástico (WOOLDRIDGE, 2019). Os estudos que aplicam modelos econométricos incluem aqueles que tratam da demanda e oferta de energia em alguns cenários, projeções da demanda total de energia em função da demanda de energia do ano anterior, preço da energia, renda real e dia de aquecimento.

IV) Modelos de co-integração e Teste de raiz unitária

Para Emodi (2017), os testes de raiz unitária são usados para testar se uma variável de série temporal é não-estacionária usando um modelo autorregressivo. Dois tipos de teste conhecidos incluem o teste de Dickey-Fuller e o teste de Phillips-Perron, em que se usam a existência de uma raiz unitária como hipótese nula. Os testes de co-integração que são precedidos por vários testes de raiz unitária são usados para testar a cointegração ou relacionamentos de longo prazo entre duas variáveis.

V) Modelos de decomposição

Sun e Ang (2000) afirmam que esses modelos empregam uma técnica para decompor um indicador agregado, considerando o uso de energia ou a emissão de CO₂, em seus processos. Vários estudos como Ang, (1995a; 1995b; 1996) aplicaram o método de decomposição para investigar as mudanças no consumo de energia industrial.

VI) Modelos *Input-Output*

São usados para avaliar como as mudanças sociais e econômicas afetarão as necessidades energéticas de um país., mostrando especificamente como as indústrias estão interligadas através do fornecimento de insumos para a produção de uma economia (EMODI, 2017).

VII) Modelos de equilíbrio geral computáveis

De acordo com Wing (2004), esses modelos constituem uma ferramenta padrão de análise empírica que usa dados econômicos para estimar como a economia de um país pode reagir às mudanças políticas, tecnologias, climáticas, subsídios, impostos e cotas diferentes.

VIII) Modelos *top-down*

Conhecido como modelo agregado, organiza uma visão geral do sistema, detalhando cada nível do mais alto ao mais baixo, de forma a chegar às características dos níveis mais básicos do sistema abordado. Portanto, esta abordagem sugere uma fragmentação do sistema de modo a compreender a composição dos seus subsistemas, resultando na aplicação de hipóteses macroeconómicas e técnicas econométricas em dados históricos do consumo, preços, proveitos e fatores de custo para modelar a procura final de bens e serviços e a oferta dos principais setores de energia (NAKATA, 2004).

IX) Modelos *bottom-up*

Sendo um modelo desagregado, parte em sentido inverso ao modelo anterior, pois a cada etapa, os sistemas originais tornam-se em subsistemas de um sistema final maior, ou seja, começam a partir de um subsistema e ficam cada vez mais abrangentes. Estes modelos têm uma abordagem que permite uma descrição detalhada das tecnologias relacionadas com o consumo ou a oferta, com um dado desempenho técnico e custo (NAKATA, 2004). Esses tipos de modelos incluem os modelos de equilíbrio parcial (POLES, WEM, PRIMES), modelos de otimização (LEAP, MARKAL, TIMES, MESSAGE) com objetivo de alcançar o resultado da melhor solução para as variáveis dadas, executando determinadas restrições e os modelos de simulação (NEMS-RSDM, MURE, REEPS, LEAP, MAED, NIA) para uma análise de cenários (HERBST *et al.*, 2012). Esses modelos projetam a demanda de energia para eletrodomésticos e equipamentos nos setores residencial, comercial e industrial, além de outras tecnologias nos setores analisados.

2.9.1. Abordagem analítica dos modelos de energia

De acordo com Van Beeck (1999), os modelos *top-down* e *bottom-up* são as duas maneiras básicas de estudar as relações entre o sistema energético e a economia. Assim a Tabela 9 apresenta uma comparação entre os dois modelos.

Tabela 9: Comparação entre modelos *Top-down* e *Bottom-up*.

Modelos <i>Top-down</i>	Modelos <i>Bottom-up</i>
Use uma abordagem econômica	Use uma abordagem de engenharia
Dê estimativas pessimistas sobre o melhor desempenho	Dê estimativas otimistas sobre o melhor desempenho
Não é possível representar tecnologias explicitamente	Permite descrições detalhadas de tecnologias
Refletem as tecnologias disponíveis adotadas pelo mercado	Reflitam o potencial técnico
As tecnologias mais eficientes são dadas pela fronteira de produção econômica	As tecnologias eficientes podem estar além da fronteira de produção econômica
Use dados agregados para fins de previsão.	Use dados desagregados para fins de previsão.
São baseados no comportamento observado do mercado.	São independentes do valor de mercado observado.
Desconsideram as tecnologias tecnicamente mais eficientes disponíveis, subestimando assim o potencial de melhoria da eficiência.	Desconsideram os limites de mercado (custos ocultos e outras restrições), superestimando assim o potencial de melhoria da eficiência.
Determinem a demanda energética por meio de índices econômicos agregados (PIB, elasticidade-preço), mas varie na abordagem da oferta de energia.	Representam as tecnologias de fornecimento em detalhes usando dados desagregados, mas variam na abordagem do consumo de energia.
Endogenizam relacionamentos comportamentais.	Avaliem diretamente os custos das opções tecnológicas.
Suponham que não haja descontinuidades nas tendências históricas.	Suponham que as interações entre o setor de energia e os demais setores sejam desprezíveis.

Fonte: Adaptado de Van Beeck (1999).

Da análise da Tabela 9, percebe-se que o modelo *bottom-up* apresenta uma melhor abordagem na análise de um sistema energético desde que os dados complexos para a modelagem estejam disponíveis. Para os pesquisadores Andersen *et al.* (2019), os modelos *bottom-up* apresentam uma força comparativa em sua capacidade de investigar os impactos da política energética no portfólio de tecnologias que compõem os componentes de oferta e demanda do sistema energético, a fim de identificar baixas oportunidades de custo ou projetar impostos, subsídios ou padrões baseados em tecnologia. A força comparativa do modelo *top-down* é sua capacidade de avaliar os custos macroeconômicos de um choque de política e seus feedbacks em toda a economia baseando-se nos preços, substituição de commodities e fatores, renda e bem-estar econômico, afirmam ainda os autores. Isso traz maiores esclarecimentos sobre os modelos *bottom-up* e *top-down*, pois as próximas subseções descrevem a abordagem matemática e a classificação desses modelos, respectivamente.

2.9.2. Abordagem matemática dos modelos de energia

Segundo Ferreira (2016), a classificação dos modelos de energia pode recorrer às seguintes abordagens matemáticas:

- **Programação Linear:** Técnica prática para encontrar combinações de atividades que maximizem ou minimizem um determinado critério, sujeito a restrições operacionais, sendo utilizada em quase todos os modelos de otimização;
- **MIP (*Mixed Integer Programming*):** Sendo uma extensão da Programação Linear, ela admite decisões binárias, tais como 0 ou 1, por exemplo;
- **Programação Dinâmica:** Método utilizado para encontrar um caminho de crescimento ótimo (*optimal growth path*), sendo a solução do problema original obtida através da divisão do problema em vários subproblemas para os quais a solução ótima é calculada.

2.9.3. Classificação dos modelos de energia

Ainda de acordo com a Ferreira (2016), a estrutura genérica de um modelo energético inclui origens, finalidades, processos e fluxos de energia e de materiais, que têm de ser caracterizados em termos técnicos e económicos, abrangendo um conjunto de equações matemáticas, que descrevem o comportamento do sistema. Neste sentido, um esquema de classificação torna-se útil para perceber as diferenças e semelhanças entre os diversos modelos, permitindo assim uma escolha mais adequada do método a seguir. Vale ressaltar que os modelos podem ser classificados de diversas formas, não existindo um sistema de classificação ideal. Assim, a classificação de doze modelos populares foi elaborada por Van Beeck (1999), conforme apresentam, respectivamente, as Tabelas 10, 11 e 12, categorizando os modelos de energia em nove atributos que incluem:

- (i) Os objetivos gerais (prever o futuro, analisar cenários e *backcasting*) e específicos (modelos de procura de energia, de oferta de energia, de impacto e de avaliação) dos modelos energéticos, refletindo a forma como o futuro é tratado no modelo e os aspectos em que o modelo se foca, respectivamente;
- (ii) Estrutura do modelo (hipóteses internas e externas), podendo ser agrupado de acordo com os propósitos nos quais a estrutura se baseia;
- (iii) A abordagem analítica (*Top-down* e *Bottom-up*);

- (iv) A metodologia base, que deu origem ao desenvolvimento dos modelos econométricos, de otimização e de simulações;
- (v) A abordagem matemática;
- (vi) A cobertura geografia, que está dividida em vários níveis como global, regional, nacional, local;
- (vii) A cobertura setorial, em que a economia é dividida em vários setores (primário, secundário, terciário) ou em subcategorias (serviços, indústria, energia, transportes), Souza (2011);
- (viii) Horizonte temporal, que determina a estrutura e objetivos dos modelos de energia;
- (ix) Requisitos de dados quantitativos, podendo ser dados desagregados ou agregados com alguns mesmo expressos em unidades monetárias.

Entre todos estes modelos de previsão energética, destacam-se o LEAP, o qual foi empregado para o desenvolvimento desta tese, também os modelos MARKAL, PRIMES, EnergyPLAN, ENPEP-BALANCE e MESSAGE pela sua utilização.

Tabela 10: Classificação dos modelos de previsão de energia: *EFOM-ENV*, *EnergyPlan*, *ENPEP-BALANCE* e *LEAP*

Modelos		<i>EFOM-ENV</i>	<i>EnergyPLAN</i>	<i>ENPEP- BALANCE</i>	<i>LEAP</i>
Desenvolvedor		European Commission DDG-XII F/1, Belgium (1970)	Tokyo Energy Analysis Group, Japan (1999)	International Atomic Energy Agency (IAEA), Austria (1999)	Stockholm Environmental Institute (SEI) Boston, USA (1989)
Objetivos	Gerais	Analisar cenários	Prever o futuro ou analisar cenários (dependendo do modo)	Prever o futuro; Analisar cenários	Prever o futuro; Analisar cenários
	Específicos	Modelos de oferta (com restrições), de avaliação, análise de política e planejamento	Modelos de demanda; de oferta de energia; de combinação dos modelos de demanda e oferta	Modelos de demanda; de oferta de energia; de combinação dos modelos de demanda e oferta; de impactos ambientais	Modelos de demanda; de oferta de energia; de impactos ambientais; Análise integrada e completa
Estrutura		Baixo nível de endogenização. Descrição detalhada das tecnologias de uso final.	Depende do modo	Demanda: alto grau de endogenização; Oferta: descrição detalhada dos usos finais e tecnologias	Demanda: Alto grau de endogenização e descrição de todos os setores da economia; Oferta: Descrição simples das tecnologias de uso final
Abordagem analítica		<i>Bottom-up</i>	<i>Top-down</i>	Demanda: <i>top-down</i> ; Oferta: <i>bottom-up</i>	Demanda: <i>top-down</i> ; Oferta: <i>bottom-up</i>
Metodologia		Otimização	Econometria e simulação	Macroeconômica para a demanda; Equilíbrio econômico para o sistema total de energia	Demanda: Econométrica ou macroeconômica; Oferta: Simulação
Abordagem matemática		Programação linear e dinâmica	Não disponível	Não disponível	Não disponível
Cobertura	Geográfica	Nacional	Nacional	Local e Nacional	Local Global Regional Nacional
	Setorial	Setores de produção e consumo de energia	Setor de energia	Toda a economia	Todos os setores
Horizonte temporal		Médio a longo prazo	Curto a médio prazo	Curto, médio ou longo (máximo 50 anos) prazo	Médio, Longo prazo
Requisitos de dados		Quantitativos, monetários, desagregados	Quantitativos	Quantitativos, monetários, agregados e desagregados.	Quantitativos, monetários, agregados ou desagregados.

Tabela 11: Classificação dos modelos de previsão de energia: *MAED*, *MARKAL*, *MARKAL-MACRO* e *MESAP*

Modelos		<i>MAED</i>	<i>MARKAL</i>	<i>MARKAL - MACRO</i>	<i>MESAP</i>
Desenvolvedor		International Atomic Energy Agency (IAEA), Austria	International Energy Agency (IEA)/ ETSAP (1978)	Brookhaven National Laboratory, USA	IER, University of Stuttgart, Germany (1997)
Objetivos	Gerais	Prever o futuro; Analisar cenários	Analisar cenários	Analisar cenários	Prever o futuro; Analisar cenários
	Específicos	Modelos de demanda	Modelos de oferta com restrições	Modelos de demanda; de oferta; de impactos ambientais; economia de energia; análise ambiental e planejamento	Modelos de demanda; de oferta; de impactos ambientais através de módulos diferentes
Estrutura		Demanda: Grau elevado de endogenização e descrição de todos os setores da economia; Oferta: Descrição detalhada dos usos finais e das tecnologias.	Baixo grau de endogenização; Foca-se apenas no setor energético; Descrição detalhada das tecnologias de energia possíveis de uso final.	Crescimento neoclássico com substituição (CES) entre agregado capital/trabalho e energia.	Depende do módulo
Abordagem analítica		Demanda: <i>top-down</i> ; Oferta: <i>bottom-up</i>	<i>Bottom-up</i>	Parte MACRO é <i>top-down</i> ; Parte MARKAL é <i>bottom-up</i>	Demanda: <i>top-down</i> ; Oferta: <i>bottom-up</i>
Metodologia		Simulação	Otimização	Macroeconômica para MACRO; Equilíbrio parcial por meio de otimização para adequação de demanda e oferta no MARKAL.	Econométrica (demanda); Simulação (oferta)
Abordagem matemática		Programação linear	Programação linear e dinâmica	Programação dinâmica	Programação linear e dinâmica
Cobertura	Geográfica	Regional; Nacional	Local; Nacional	Local; Nacional	Local; Nacional
	Setorial	Todos os setores	Setor de energia	Todos os setores	Todos os setores
Horizonte temporal		Médio, Longo prazo	Médio, Longo prazo	Médio, Longo prazo	Médio, Longo prazo
Requisitos de dados		Quantitativos, monetários, agregados, desagregados.	Quantitativos, monetários, agregados, desagregados.	Quantitativos, monetários, desagregados.	Quantitativos, monetários, agregados, desagregados.

Tabela 12: Classificação dos modelos de previsão de energia: *MESSAGE*, *MICRO-MELODIE*, *PRIMES* e *RETscreen*.

Modelos		<i>MESSAGE</i>	<i>MICRO - MELODIE</i>	<i>PRIMES</i>	<i>RETscreen</i>
Desenvolvedor		International Institute for Applied System Analysis (IIASA), Austria (1980)	CEA, France	National Technical University, Atenas (1994)	CEDRL Natural Resources Canada (1996)
Objetivos	Gerais	Analisar cenários	Analisar cenários	Prever o futuro; Analisar cenários	Analisar cenários
	Específicos	Modelos de demanda; de oferta; de impactos ambientais	Modelos de demanda; de oferta; de impactos ambientais; Análise integrada	Modelos de demanda e de oferta de energia	Modelos de oferta (projetado especialmente para as tecnologias de energia renovável)
Estrutura		Descrição detalhada dos usos finais de energia e tecnologias de energia	Análise multissetorial com uma descrição apenas das tecnologias convencionais de energia, em particular para o setor elétrico.	Não disponível	Descrição detalhada das tecnologias de oferta para a expansão da geração
Abordagem analítica		<i>Bottom-up</i>	<i>Top-down</i>	Não disponível	<i>Bottom-up</i>
Metodologia		Otimização	Macroeconômica baseada no equilíbrio de preços	Otimização	<i>Spreadsheet/Toolbox</i>
Abordagem matemática		Programação dinâmica	Não disponível	Não disponível	Não disponível
Cobertura	Geográfica	Local; Nacional	Nacional	Local; Nacional e Regional	Local; Nacional
	Setorial	Setor de energia	Todos os setores, com descrição detalhada do setor de energia.	Não disponível	Setor de energia
Horizonte temporal		Curto, médio ou longo prazo	Médio, Longo prazo	Médio, Longo prazo	Não disponível
Requisitos de dados		Quantitativos, monetários, desagregados.	Quantitativos, monetários, agregados, desagregados.	Não disponível	Quantitativos, monetários, desagregados.

2.10. Modelo LEAP

2.10.1. *Low Emissions Analysis Platform (LEAP)*

O LEAP (HEAPS, 2022) é um modelo de simulação que permite realizar análises de cenários desde a geração de energia até o uso final. Adotado por milhares de organizações em mais de 190 países no mundo inteiro, incluindo as agências governamentais, acadêmicos, organizações não governamentais, empresas de consultoria e concessionárias de energia, Anjos (2019) afirma que a ferramenta LEAP tem sido utilizada em vários estudos para analisar os sistemas de energia com uma visão integrada sob um viés econômico e ambiental na escala nacional, regional e mundial.

Em muitos países, especificamente nos países em desenvolvimento, o LEAP se tornou a ferramenta importante de avaliação na mitigação de emissões líquidas de GEE e Estratégias de Desenvolvimento de Baixas Emissões (EDBE). Na Taiwan por exemplo, o modelo LEAP foi usado no estudo realizado por Yophy *et al.* (2011) para comparar a demanda de energia futura e os padrões de fornecimento, bem como as emissões de gases de efeito estufa, para vários cenários alternativos de política energética e evolução do setor energético. Com o objetivo de construir cenários que refletem a penetração de energias renováveis e suas implicações no médio-longo prazo, os autores Roinioti *et al.* (2012), utilizaram o LEAP para modelar o sistema de energia da Grécia.

Outro exemplo é o trabalho de estudo de caso realizado por Nojedehi *et al.* (2016) na capital iraniana (Tehran), em que os autores usaram o LEAP para analisar a produção de energia elétrica a partir de usinas de gás de aterro sanitário e seus aspectos ambientais para o período de 2012 a 2035. Já na Nigéria, a análise da política energética para o desenvolvimento de baixo carbono foi realizada por Emodi *et al.* (2017) empregando o modelo LEAP para estimar a demanda energética do país, o fornecimento e as emissões de GEE associadas no período de 2010 a 2035 considerando quatro cenários diferentes. Vale ressaltar que neste estudo, inclui também uma análise de custo-benefício e do sistema energético do país.

No Paquistão, dificuldades no planejamento do setor energético geraram vários problemas e crises energéticas, que vão da dependência gradual de uma matriz energética cara de base térmica, escassez de fornecimento, ineficiências em diferentes níveis da cadeia de valor, e outros. Diante desta situação, vários estudos e cenários foram realizados

empregando o LEAP. Um desses estudos é a análise de política energética do país feita por Mirjat *et al.* (2018) para prever a demanda de energia elétrica e quatro cenários de oferta de energia também foram realizados para um período de 35 anos (2015-2050). Outro trabalho realizado por Aized *et al.* (2018), se baseou no desenvolvimento de quatro cenários para avaliar a validade e a viabilidade dos planos energéticos sustentáveis do Paquistão. Shahid *et al.* (2021) usaram a mesma ferramenta para simular o sistema elétrico do país de 2016 a 2040. No estudo, os autores previram a demanda de eletricidade em quatro províncias do país: Punjab, Sindh, Khyber Pakhtunkhwa (KPK) e Baluchistan. Quanto à oferta de eletricidade, foram analisados cinco cenários diferentes baseando-se nos parâmetros tecno-econômicos e ambientais a fim de encontrar a futura energia limpa e sustentável do país.

Para o estudo de caso da cidade de Shenzhen na China, Hu *et al.* (2019) criaram cenários e políticas para subsidiar o desenvolvimento sustentável, com o auxílio do LEAP. No seu trabalho, os autores propuseram uma forma de planejamento energético urbano sustentável que pode reduzir o consumo energético com um custo mínimo, através do desenvolvimento de quatro cenários de análise das projeções futuras de geração e consumo de energia de 2015 a 2030. Já em Zhangjiakou (China), uma análise crítica sobre a transformação e os diversos benefícios socioambientais da substituição de energia convencional para energia renovável usando o modelo LEAP foi feita por Yang *et al.* (2021). Eles examinaram os efeitos ambientais e socioeconômicos do desenvolvimento de energia renovável naquela cidade, projetando o consumo de energia e as emissões de gases de efeito estufa associadas em vários setores no período de 2016 a 2050 baseando-se em dois cenários.

Para a realização deste trabalho, a mesma ferramenta foi utilizada para modelar três cenários de consumo sustentável de energia com intuito de adequar um modelo mais sustentável ao país, baseando-se na participação de todas as fontes de geração disponíveis. Os motivos da aplicação deste modelo são apresentados no próximo capítulo.

2.10.2. Algoritmo do Modelo LEAP

Além de criar vários tipos de cenários, percebe-se também que o LEAP é dotado de uma estrutura que lhe permite calcular o consumo de energia, transformação (geração de eletricidade, refinaria de petróleo, produção de carvão vegetal, carvão mineral) e as

emissões líquidas de GEE, além de estimar o custo do setor. Os valores são inseridos no LEAP baseando-se nos dados requeridos por cada módulo (ANJOS, 2019). Assim, para o cálculo de consumo energético total, usa-se a seguinte Equação (1), de acordo com Emodi *et al.* (2017).

$$CE_n = \sum_i \cdot \sum_j \cdot Ativ_{n,j,i} \cdot IE_{n,j,i} \quad (1)$$

Onde: CE = o consumo total de energia em um setor determinado de atividade; $Ativ$ = o nível de atividade, que é o número de atividades para qual a energia é consumida; IE = a intensidade energética, que é o consumo final de energia anual por unidade de nível de atividade; n = o tipo de combustível; j = o dispositivo de geração e i = o setor de atividade.

Segundo Feng e Zhang (2012), a Equação (2) pode ser usada para determinar o consumo de energia líquido para transformação de energia.

$$ET_s = \sum_m \cdot \sum_t \cdot ETP_{t,m} \cdot \left(\frac{1}{f_{t,m,s}} - 1 \right) \quad (2)$$

Onde: ET = o consumo líquido de energia para transformação; ETP = o produto final da transformação energética, por exemplo, a eletricidade; f = eficiência do processo de transformação; s = o tipo de energia primária; m = o equipamento e t = a energia secundária.

Ainda de acordo com Feng e Zhang (2012), as estimativas de emissões líquidas de GEE no uso final de energia e para a sua transformação em eletricidade são calculadas através das Equações (3) e (4), respectivamente.

$$CEC = \sum_n \cdot \sum_j \cdot \sum_i \cdot AL_{n,j,i} \cdot IE_{n,j,i} \cdot FE_{n,j,i} \quad (3)$$

Onde: CEC é a emissão de GEE para o consumo final de energia do sistema e FE é o fator de emissão para o combustível n da tecnologia j do setor de atividade i .

$$CET = \sum_m \cdot \sum_t \cdot \sum_s \cdot ETP_{t,m} \cdot \left(\frac{1}{f_{t,m,s}} \right) \cdot FE_{t,m,s} \quad (4)$$

Onde: CET é a emissão de carbono para o módulo de transformação energética e FE é o fator de emissão para uma unidade de energia primária s , consumida para produzir a energia secundária t por meio da tecnologia m .

Quanto à geração de eletricidade de menor custo, ela é calculada usando o modelo de otimização do LEAP, mais conhecido como *Open Source Energy Modeling System* (OSeMOSYS), para investigar uma gama de diferentes tecnologias para geração de eletricidade (HOWELLS et al., 2011). O objetivo deste modelo é estimar o menor custo de valor presente líquido (VPL) de um sistema de energia para atender a uma determinada demanda energética ou serviços de energia. Para Howells (2011), o modelo de otimização é calculado empregando a Equação (5):

$$\sum_y \cdot \sum_t CustTotalDesc_{y,t} \quad (5)$$

Onde y e t representam, respectivamente, o ano e a tecnologia, enquanto o $CustTotalDesc$ representa o custo total descontado conforme descrito na Equação (6).

$$CustTotalDesc_{y,t} = CustOperDesc_{y,t} + InvCapDesc_{y,t} - ValRes_{y,t} \quad (6)$$

Onde y e t representam, o ano e a tecnologia, respectivamente, enquanto o $CustOperDesc$ representa o custo operacional descontado (Equação 7), $InvCapDesc$ representa o investimento de capital descontado (Equação 8) e $ValRes$ = valor residual da tecnologia descrito na Equação (9) (HOWELLS, 2011).

$$\begin{aligned} CustOperDesc_{y,t} &= (CapTotInst_{y,t} \times CustFix_{y,t}) \\ &+ \sum_l (Ativ_{y,l,t} \times CustVar_{y,t} \times DivAno_{y,t}) \times FatDesc_{y,t} \end{aligned} \quad (7)$$

Onde y e t representam, respectivamente, o ano e a tecnologia, enquanto l o intervalo de tempo. $FatDesc$ representa o fator de desconto; $CapTotInst$ = a capacidade total instalada da usina; $CustFix$ = o custo fixo; $CustVar$ = o custo variável e $DivAno$ = a divisão do ano (a fração de um ano).

$$InvCapDesc_{y,t} = CustCap_{y,t} \times NovCap_{y,t} \times FatDesc_{y,t} \quad (8)$$

Onde y e t representam, respectivamente, o ano e a tecnologia; $CustCap$ = custo de capital, $NovCap$ = a nova capacidade e $FatDesc$ = o fator de desconto.

$$ValRes_{y,t} = CustCap_{y,t} \times NovCap_{y,t} \times FatRecup_{y,t} \quad (9)$$

Onde y = o ano; t = a tecnologia; $CustCap$ = o custo de capital, $NovCap$ = a nova capacidade e $FatRecup$ = o fator de recuperação.

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA

Essa seção apresenta a metodologia que foi adotada para a realização deste estudo de pesquisa, em forma de gráfico conforme apresentado na Figura 21, destacando os problemas de pesquisa, perguntas, objetivos e estrutura metodológica, além de detalhar o passo a passo do procedimento metodológico.

De acordo com a metodologia proposta, primeiro foi feito um levantamento geral do setor de energia beninense, com uma extensa revisão dos vários recursos energéticos, a tendência do setor de energia quanto à demanda, oferta e a importação na última década, e uma visão sobre a situação energética do Benim na zona UEMOA e os papéis das agências e políticas governamentais relevantes. Tal procedimento foi adotado para orientar a pesquisa em relação à situação atual do setor de energia no Benim, no que se refere a esta tese.

O segundo passo se baseou na revisão dos modelos de previsão de energia existentes e as contribuições acadêmicas na literatura que aplicaram o modelo LEAP (HEAPS, 2022) em vários setores econômicos em diferentes países do mundo a fim de estabelecer uma base para a seleção do modelo que será usado nesta tese. Os cenários sustentáveis para o modelo LEAP (HEAPS, 2022) aplicado ao cenário beninense, foram desenvolvidos considerando como ano base de estudo, ano 2020, e projetados até 2050, considerando diversos parâmetros que podem alterar o sistema energético no futuro tais como: PIB, renda, população, tamanho das famílias e taxa de crescimento do setor.

A projeção incluiu a demanda e a oferta respectiva, de energia e de eletricidade, emissões líquidas de GEE. Os cenários futuros desenvolvidos foram examinados para avaliar o impacto das políticas e estratégias aplicadas a cada cenário, em comparação com o cenário de referência (ano base).

Em suma, este capítulo está dividido em quatro seções, cuja primeira apresenta os motivos da escolha do modelo LEAP. A segunda seção descreve os requisitos de dados do LEAP enquanto a terceira seção explica o processo de coleta de dados e apresenta os conjuntos de dados usados para desenvolver o Modelo LEAP da República do Benim. A última seção explica as técnicas e processos de desenvolvimento dos cenários.

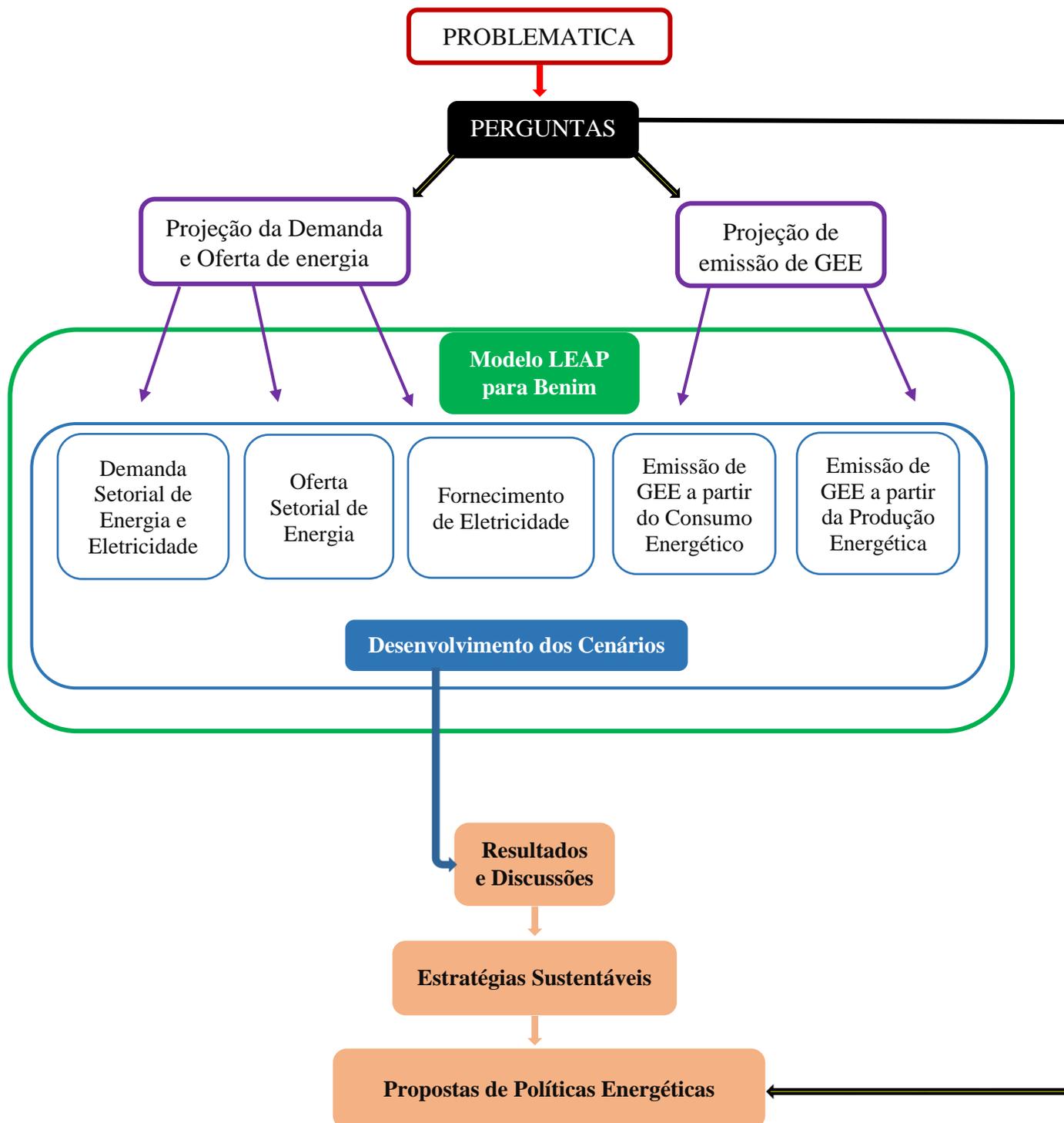


Figura 21: Gráfico da metodologia a ser empregada para desenvolver o modelo LEAP Benim.

3.1. Motivos da Escolha do Modelo LEAP

Esta pesquisa faz o uso do sistema de planejamento energético de longo alcance (LEAP), uma ferramenta de modelagem de análise de energia baseada em cenários e

avaliação de mudanças climáticas, desenvolvida pelo *Stockholm Environment Institute* (SEI, 2011). O LEAP projeta diferentes cenários de demanda futura de energia e impacto ambiental com base em como a energia é consumida, convertida e produzida em uma determinada região ou economia sob uma gama de valores para parâmetros como aumento populacional, desenvolvimento econômico, utilização de tecnologia e inflação (CAI *et al.*, 2008). O modelo tem sido utilizado amplamente nas escalas local, nacional e global para projetar a oferta e demanda de energia, além de prever o impacto ambiental das políticas energéticas.

O modelo LEAP apresenta algumas vantagens em relação a outros modelos conforme mencionados no capítulo anterior e os principais motivos da escolha desse modelo para o desenvolvimento da pesquisa estão a seguir apresentados:

- ✓ Escopo de trabalho: o modelo LEAP é capaz de trabalhar desde a extração de energia, processamento, conversão, transmissão, até o consumo final por dispositivos de demanda, sob uma série de premissas.
- ✓ Características dos dados: o LEAP utiliza uma estrutura de dados flexível que pode ser uma abordagem *Top-Down* ou *Bottom-Up* dependendo dos dados disponíveis, ou mesmo uma abordagem de desacoplamento.
- ✓ Análise de políticas: com o LEAP, os analistas de políticas de energia podem desenvolver e avaliar cenários alternativos comparando a necessidade de energia, os custos e benefícios sociais e seus impactos ambientais.
- ✓ Dados Tecnológicos e Ambientais (DTA): o modelo LEAP é integrado às bases de dados DTA que fornecem aos usuários informações sobre características técnicas, custos e efeitos ambientais das tecnologias energéticas.
- ✓ Interface gráfica: a interface do LEAP é rica em especificações técnicas e detalhes de uso final.

3.2. Dados requisitados no modelo LEAP

3.2.1. Dados demográficos

De acordo com Heaps (2006), geralmente são os dados gerais de um país que inclui dados da população nacional, taxa de urbanização, tamanho médio dos domicílios ou famílias, taxa de crescimento domiciliar, taxa de crescimento populacional e taxa de crescimento da urbanização. Dependendo do modelo usado, a população masculina e/ou

feminina por região e a estrutura etária da população podem ser solicitadas. Tudo isso é inserido na “*Key Assumption*” ou informação-chave em português da árvore de dados no modelo LEAP.

3.2.2. Dados econômicos

Eles incluem dados de Produto Interno Bruto (PIB) do país, valor adicionado bruto (VAB) por setor e subsetor, valores médios de renda e taxas de juros. O VAB é um dos principais fatores do aumento dos consumos energéticos, pois este indicador traduz o valor bruto da produção no setor deduzido do custo das matérias-primas e de outros consumos no processo produtivo, sendo, portanto, um valor representativo da evolução económica do setor (FERREIRA, 2016). Outros dados incluem a produção de materiais intensivos em energia (produção em toneladas) e os meios de transportes.

3.2.3. Dados energéticos

São geralmente encontrados nos balanços energéticos nacionais com dados sobre consumo e produção energética por setor ou subsetor de uma atividade económica. A maioria destes dados encontra-se em relatórios de órgãos ou agências nacionais de estatística ou agências relacionadas com a energia, conforme o país. Se o país não disponibiliza os dados, é possível que eles estejam disponíveis nas estatísticas de energia publicadas pela Agência Internacional de Energia (AIE). Outros dados incluem políticas e planos nacionais de energia, relatórios estatísticos anuais com informações sobre produção, consumo etc., de petróleo, gás natural, carvão, carvão vegetal, gás líquido de petróleo (GLP), gás natural veicular (GNV) e outros combustíveis relevantes, afirma Heaps (2006).

3.2.4. Dados de demanda

Análise de demanda no LEAP, funciona prevendo o consumo energético futuro como o produto de dois fatores: níveis de atividade e intensidades de energia. Os níveis de atividade são simplesmente uma medida da atividade económica em um setor, e o usuário pode escolher quais dados usar para essa finalidade. Por exemplo, no setor doméstico o usuário pode optar por usar o número de domicílios como nível de atividade, enquanto na indústria de cimento pode usar toneladas de produção de cimento, e nos setores de transporte optar por usar toneladas/km (para transporte de mercadorias). Vale

ressaltar que o usuário deve coletar dados que descrevam as projeções históricas, atuais e futuras de quaisquer dados que optou por usar para suas variáveis de nível de atividade (Ativ).

Quanto aos dados de intensidade energética, muitas vezes elas são difíceis de obter-se. Para uma análise agregada, pode-se combinar dados de nível de atividade com as estatísticas nacionais de consumo de energia e balanços energéticos para calcular os valores históricos de intensidade energética (IE) por setor e por combustível, usando a equação 1 anteriormente mencionada. Para os cenários prospectivos, pode-se fazer o uso do LEAP para calcular o consumo total de energia (CE) projetando a intensidade de energia e o nível de atividade.

Outras fontes importantes de dados de demanda de energia incluem pesquisas de consumo energético que analisam como a energia é consumida em diferentes setores da economia e relatórios de concessionárias e empresas privadas sobre vendas de diferentes formas de energia (eletricidade, gás natural, derivados de petróleo). Para isso, deve-se coletar dados desagregados por setor e por categoria de consumidor (HEAPS, 2006).

Por fim, para uma análise mais detalhada, é preciso ter informações sobre as características técnicas (eficiência, consumo específico de combustível), custos e cargas ambientais dos principais dispositivos consumidores de energia em diferentes setores. Por exemplo, se quiser focar no uso de energia no transporte rodoviário, precisa de dados que descrevam os estoques e vendas de veículos; a economia do combustível e algumas estimativas de sua expectativa de vida média na estrada (HEAPS, 2006).

3.2.5. Dados de transformação

Do modo geral, a análise de transformação requer a preparação de um quadro completo, mostrando como a energia é extraída, convertida e transportada no sistema de energia modelado. Isso requer dados sobre os fluxos de energia para dentro e para fora dos principais processos, bem como informações sobre a eficiência, custos (capital, operação e manutenção e custos de combustível) e cargas ambientais associadas a cada processo principal (HEAPS, 2006).

Para o setor elétrico, é preciso de dados que descrevam as capacidades instaladas atuais e históricas (MW), eficiências, custos (capital, operação e manutenção e custos de combustível) e despacho real dos vários tipos de usinas geradoras elétricas disponíveis

no país. Também é preciso de informações sobre a forma de carga sazonal para o sistema elétrico do país de estudo e a disponibilidade máxima e prioridade de despacho de cada tipo diferente de usina. Planos de expansão de capacidade, se existirem, podem ser muito úteis para estabelecer previsões de como o sistema elétrico provavelmente evoluirá no futuro. Além de coletar dados sobre a geração, deve-se coletar dados sobre as perdas de transmissão e distribuição (HEAPS, 2006). Para este setor, os dados devem incluir as eficiências de produção de eletricidade e calor. Em muitos países, a eletrificação rural é uma questão-chave, portanto, pode-se coletar dados relevantes sobre as taxas de eletrificação rural para diferentes regiões geográficas.

Se o refino de petróleo e setores de extração (mineração de carvão, produção de petróleo e gás) forem importantes para o desenvolvimento do modelo, deve-se coletar dados sobre os diferentes produtos produzidos por refinarias, a eficiência e a capacidade delas e desses setores, bem como as informações sobre os combustíveis produzidos e a energia consumida durante a extração. Da mesma maneira, se a madeira e/ou outros combustíveis de biomassa são importantes no país, deve-se coletar os dados disponíveis sobre o consumo e a produção desses combustíveis. As pesquisas de combustível de madeira (ou lenha ou lenha) podem ser uma importante fonte de dados para estimar a sustentabilidade da produção de combustíveis de madeira. Outros setores de conversão que podem ser importantes incluem a produção de carvão, de etanol e de combustível sintético a partir do carvão. Também, é de extrema importância coletar dados sobre as atuais capacidades instaladas, eficiências, custos e planos de expansão para quaisquer fontes renováveis relevantes, como por exemplo: eólica, geotérmica, resíduos sólidos urbanos, solar etc., para análise de mitigação de gases do efeito estufa, segundo Heaps (2006).

3.2.6. Dados ambientais

Para uma avaliação de mitigação de GEE de primeiro corte, o usuário pode utilizar os fatores de emissão básicos publicados pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), já incorporados no LEAP. No entanto, à medida que o usuário refina sua análise, pode desejar coletar estimativas de fatores de emissão locais que reflitam as características do combustível e da tecnologia dos dispositivos usados no país (HEAPS, 2006). Por exemplo, os carros no país podem ter características de emissões particulares. É particularmente importante ter dados sobre a composição química dos combustíveis

usados no país, pois isso pode ser usado para refinar as estimativas dos fatores de emissão de diferentes dispositivos. O banco de dados online *Emission Factors Data Base* (EFDB, 2022) do IPCC é uma fonte importante de dados sobre fatores de emissão.

3.2.7. Dados de combustível

O LEAP inclui uma boa lista padrão de combustíveis e suas características (conteúdo energético, composição química) devem atender às necessidades da maioria dos estudos. No entanto, o usuário deve certificar-se de ajustar os teores de energia, carbono e enxofre nesta lista para refletir as características dos combustíveis utilizados no país analisado. Em particular, as características dos combustíveis de carvão e biomassa variam muito entre (e mesmo dentro) países e usos. Além de suas características físicas, o usuário também precisa de dados que descrevam os custos de produção de quaisquer combustíveis primários produzidos no país e os custos de importação e exportação de quaisquer combustíveis relevantes (HEAPS, 2006).

3.3. Processo de coleta de dados do presente trabalho

O modelo LEAP Benim foi desenvolvido para prever a futura demanda, oferta e emissão líquidas de GEE de energia sob o Cenário de Referência e dois cenários alternativos (explicados em subseções posteriores). Os dados coletados para criação do modelo LEAP do Benim foram de muitas fontes, incluindo o Instituto Nacional de Estatística e Demografia do Benim (INStAD) (fonte de dados demográficos); a Direção Geral de Recursos Energéticos do Benim (DGRE), o Sistema de Informação Energética do Benim (SIE – Benim), a ABERME, a SBEE, a ARE, a *International Energy Agency* (IEA) e a IRENA para dados energéticos, em específico a demanda em todos os setores; a Política Nacional para o Desenvolvimento de Energias Renováveis (PONADER) e o Plano Diretor para o Desenvolvimento do Subsetor de Energia Elétrica no Benim (PDDSSEE) para as políticas nacionais, alguns dados primários e planos de ação; o Banco Mundial (para dados econômicos); Plano de Ação do Governo (PAG) para dados de transformação (capacidade total de geração); Inquéritos Nacionais por organismos e investigadores independentes, relatórios de investigação credíveis, artigos de jornais e websites e publicações em periódicos.

O conjunto de dados do LEAP do Benim não é tão vasto e foi cuidadosamente dividido em cinco subsetores de demanda energética, sendo eles: residencial, indústria, transporte, comércio/serviços e agricultura. O setor residencial foi dividido em dois principais ramos (urbano e rural), conforme apresenta a Figura 22, junto com as ramificações de dados do modelo LEAP beninense. Vale ressaltar que os ramos urbano e rural não foram subdivididos em parte eletrificada e não eletrificada por falta de dados. O setor industrial foi dividido em seis ramos (cervejarias, construção, manufatura, indústrias alimentícias, fábricas de cimento e outras indústrias). O consumo de energia no setor industrial foi dividido em parcelas de uso de energia tais que: a lenha, o carvão mineral, a eletricidade e os produtos petrolíferos, e isso se deve à disponibilidade de dados. A mesma divisão foi feita para os ramos do setor comercial/serviços cuja parcelas de uso de energia são repartidas entre a eletricidade, o carvão, a biomassa, a lenha, o diesel e o GLP. Já o setor de transporte foi destinado apenas ao transporte rodoviário, que é predominado pelos meios de transportes de duas rodas (motociclos). Nota-se que o consumo no setor dos transportes é constituído exclusivamente por diesel (26,81%) e gasolina (73,19%) em 2020 (DGRE, 2021). Quanto ao setor da agricultura, a estrutura do consumo energético é repartido entre o diesel (51,96%), a eletricidade (36,51%) e o querosene (11,53%) no país, em 2020. A parte de transformação foi dividido em três ramos: transmissão e distribuição, geração de energia elétrica e a produção de carvão, enquanto a de recursos finais incluiu os recursos energéticos primários e secundários.

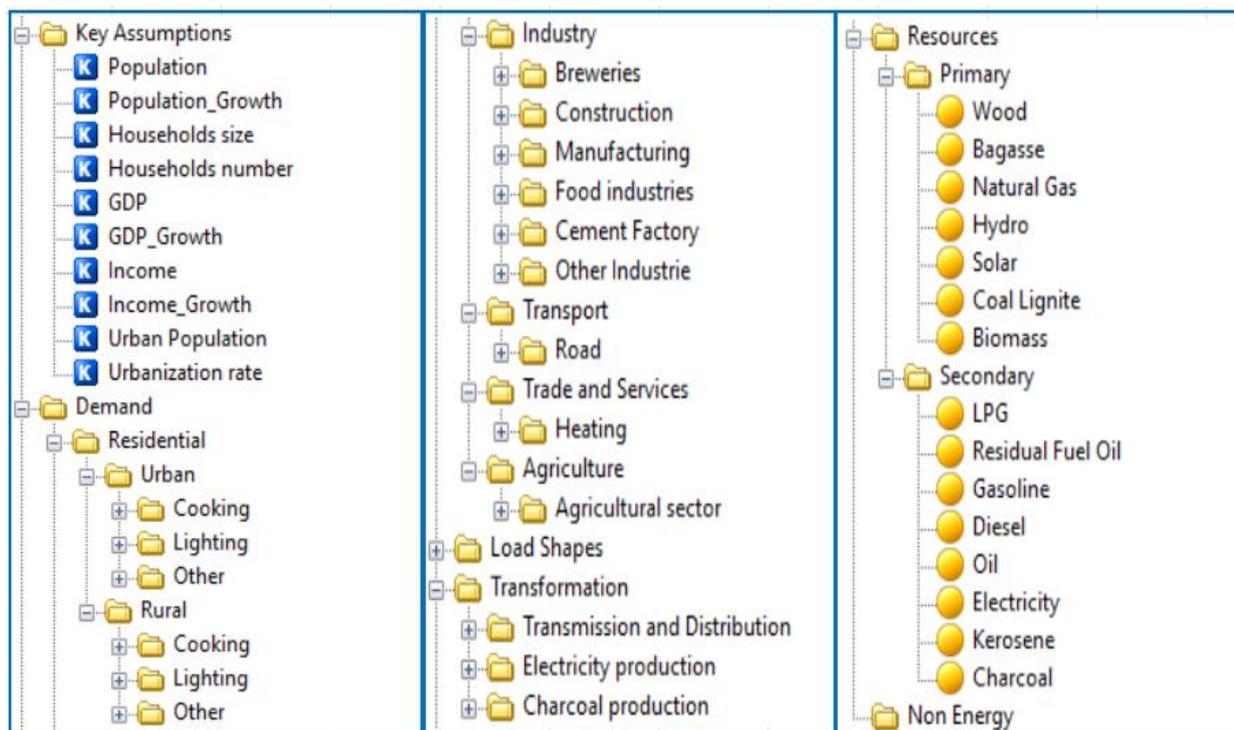


Figura 22: As ramificações de dados do modelo LEAP do Benim

3.4. Desenvolvimento de cenários

O objetivo desta etapa foi criar cenários com dados reais, estimando a penetração máxima das fontes renováveis de energia e seus impactos sobre a matriz energética. Os cenários foram desenvolvidos usando o cenário de referência (REF), a partir do qual dois outros cenários alternativos de longo prazo foram desenvolvidos para proporcionar um desenvolvimento de crescimento verde de baixo carbono na República do Benim, com foco na integração de fontes renováveis de energia para melhorar o acesso à energia.

Os cenários alternativos que foram desenvolvidos são: cenário moderado (MOD) e o cenário otimista (OPT). No desenvolvimento desses cenários, o cenário REF assumiu que as metas de política energética do governo beninense por meio de seus documentos de política (PDDSSEE, 2015; o Plano de Ação Nacional para Energias Renováveis [PANER], 2015 e PONADER, 2020), serão alcançadas até o final de 2050 a partir de 2020.

Assim, o modelo LEAP do Benim foi desenvolvido a partir de 2020, que é o ano base, até 2050, que é o ano final. Os cenários alternativos propostos e que futuramente serão implementados, serão desenvolvidos a partir do mesmo ano base e herdarão as

características do ano base do cenário REF. No entanto, dois caminhos políticos diferentes serão seguidos nos dois cenários alternativos, com objetivos individuais de usar uma abordagem de baixo carbono para combinar a demanda de energia com a oferta até 2050. Os cenários alternativos são descritos e discutidos abaixo, enquanto os principais parâmetros para o modelo LEAP do Benim e as previsões de demanda total de energia elétrica no período de 2020 a 2050 são mostradas na Tabela 13 e um resumo das características de cada cenário é apresentado na Tabela 14.

Vale ressaltar que o crescimento do PIB assumido em 2050 no cenário OPT é igual a taxa de crescimento do PIB do Benim em 2021 (7,2%), de acordo com dados do Banco Mundial (2022), enquanto a do cenário MOD em 2050, é a média dos valores de 2020 e 2021. Com a taxa de crescimento, foi então possível estimar o valor do PIB em cada cenário até 2050. A renda per capita foi determinada usando a relação entre o PIB e a população total em cada ano de cada cenário, que por sua vez, foi projetada usando várias metodologias a partir de dados dos últimos censos do país. Foi assumido a queda da taxa de crescimento da população em 0,25% a cada cenário com base no PIB e considerando a melhoria da vida da população.

Tabela 13: Principais parâmetros de suposição para o modelo LEAP Benim

Parâmetros de suposição	REF*		MOD		OPT	
	2020	2050	2020	2050	2020	2050
PIB (bilhão USD)	15,65	38,10	15,65	47,60	15,65	59,46
Crescimento PIB (%)	3,80		3,80	5,50	3,80	7,20
Renda per capita (USD)	1237,9	1437,7	1237,9	1934,9	1237,9	2596,6
Crescimento Renda (%)	1	4	1	5	1	6
População (milhão)	12,64	26,50	12,64	24,60	12,64	22,90
Crecimento da População (%)	2,50		2,50	2,25	2,50	2,00
Tamanho de uma família**	5					
Numero de domicilio (milhão)	2,53	5,30	2,53	4,93	2,53	4,58
Taxa de Urbanização (%)	48	60	48	75	48	90

Fonte: *Valores do cenário REF baseiam-se nos dados do Banco Mundial (2022), **tamanho da família é dada por INStAD (2022).

Tabela 14: Resumo dos recursos em cada cenário proposto

	REF	MOD	OPT
Característica do cenário	<ul style="list-style-type: none"> - A tendência atual do consumo de energia contínua em todos os setores. - Não há diversificação da fonte de energia do lado da oferta 	<ul style="list-style-type: none"> - Melhoria moderada da eficiência energética em todos os setores. - Introdução de uso de eletricidade no setor de transporte. - Redução moderada de perda na T&D - Pequena participação de renováveis. 	<ul style="list-style-type: none"> - Melhoria avançada da eficiência energética em todos os setores. - Maior quota de GLP e de eletricidade. - Redução da participação da capacidade das usinas térmicas e aumento de fontes renováveis. - Aumento de uso de eletricidade no setor de transporte. - Maior redução de perdas na T&D.
Suposição geral	Aumento do acesso à eletricidade para 100% até 2050		
Suposições específicas do cenário	<p>Lado da demanda: Caso de negócios em todos os setores.</p> <p>Lado da oferta: Capacidade instalada em 2050 = 508 MW</p> <p>Participação estimada do tipo de combustível: Combustível fóssil = 88%; Fontes Renováveis = 12%</p>	<p>Lado da demanda: Redução moderada de lenha e carvão.</p> <p>Lado da oferta: Capacidade instalada em 2050 = 2468 MW</p> <p>Participação estimada do tipo de combustível: Combustível fóssil = 40% Fontes Renováveis = 60%</p>	<p>Lado da demanda: Maior introdução de GLP e eletricidade.</p> <p>Lado da oferta: Capacidade instalada em 2050 = 5498 MW</p> <p>Participação estimada do tipo de combustível: Combustível fóssil = 22% Fontes Renováveis = 78%</p>

3.4.1. Ano base

O ano base considerado para as análises foi o ano de 2020. Nesse ano, o Benim teve um produto interno bruto (PIB) de US\$ 15,65 bilhões, com uma taxa de crescimento de 3,8%. A renda média per capita é de US\$ 1.237,9 e a população do país é de 12,64 milhões com uma taxa de crescimento de 2,5% (Banco Mundial, 2022). De acordo com

INStat (2022), a média por residência em Benim é de 5 pessoas, o que resulta em aproximadamente 2,53 milhões de famílias em 2020. Ainda de acordo com os dados do Banco Mundial (2022), a taxa de urbanização do país foi de 48% enquanto o acesso à eletricidade foi de 41% no plano nacional durante o ano base. O percentual da população urbana com acesso à energia elétrica foi de 66,1% enquanto os da área rural com acesso à energia elétrica foi de 17,4%, segundo o Banco Mundial (2022). Observou-se que o consumo de energia tem a maior parcela de intensidades no setor residencial na República do Benim (ATLAS, 2020; AGBANDJI et al., 2020; MENSAH, et al., 2022). Embora uma grande parte das famílias nas áreas rurais e urbanas use lenha e carvão para cozinhar, o GLP e a eletricidade continuaram a desempenhar um papel crucial na escolha do combustível para cozinhar. Nas áreas urbanas, a eletricidade tem uma participação competitiva com o carvão em termo de uso, enquanto o consumo da biomassa e do GPL é relativamente pequeno em comparação com outras fontes de combustível para cozinhar. Quanto às áreas rurais, o consumo do GLP e da eletricidade é pequeno em comparação com outras fontes de combustível usados para cozinhar. As características das tecnologias domésticas usadas, as suas percentagens e intensidades são apresentadas no Apêndice A2.

Outros setores da economia que foram observados no ano base são a indústria, comércio/serviços e setor agrícola. O tipo de combustível utilizada nesses setores e seus consumos são apresentados no Apêndice A5 e A6, respectivamente. No setor dos transportes, não foram diferenciados e separados nesta tese os tipos de veículos que incluem, automóveis, veículos leves e pesados, ônibus urbanos e ônibus de longa distância, nem motocicletas para uma análise mais robusta por falta de dados. Assim, foram considerados apenas o tipo de combustível usado, nível de atividades e seus respectivos consumo no que diz respeito ao transporte rodoviário. Os dados são mostrados no Apêndice A7.

No que diz respeito a eletricidade, a sua geração é principalmente a partir de usinas térmicas. A produção das usinas térmicas é feita a partir de diesel, de derivados de petróleo e de gás natural (DGRE, 2021). Observa-se que em 2020, as usinas térmicas contribuíram com 76,34% da produção total de energia elétrica do país (140,46 ktep), e o restante da produção nacional é assumido respectivamente por 16,18%, 6,78% e 0,70% pelos autoprodutores locais, centrais hidrelétricas e as usinas solares. Vale ressaltar que o gás natural é a primeira fonte de energia utilizada para produzir eletricidade em 2020 no Benim com uma contribuição de 71,63% (DGRE, 2021). Na parte de transmissão e

distribuição do setor elétrico beninense, foi registrado um índice de perdas de 20,80% em 2020, composto por 19,9% (26,35 ktep) de eletricidade e 0,9% (1,17 ktep) de produtos petrolíferos, de acordo com o relatório estatístico anual da SIE (2021). Assim, a partir dos dados e características das atividades socioeconômicas no ano base (2020), foi estabelecido o desenvolvimento dos cenários seguindo o cenário REF que será discutido na subseção seguinte.

3.4.2. Cenário Referencial (REF)

O desenvolvimento do cenário REF está alinhado com o conceito dos caminhos de desenvolvimento mais prováveis do governo no sistema energético beninense. Isso considera as direções da política em termos de futuras projeções de demanda de energia realizadas pelo PDDSSEE (2015). As suposições feitas neste cenário são discutidas de acordo com os planos do governo beninense para o setor doméstico, comercial/serviços, transporte, indústria, agricultura e energia, conforme descrito nas políticas nacionais (BUR, 2019; PAG, 2021). Note-se que o cenário REF se baseia no cenário atual do país com maior contribuição de usinas térmicas para geração de eletricidade.

No cenário REF, o número de domicílios é de 2,53 milhão a partir do ano base e a expectativa é de crescimento de 2,5%. Espera-se que o aumento das atividades urbanas atraia aqueles nas áreas rurais e isso aumentará a taxa de urbanização para 60% até 2050, passando de 48% em 2020. De acordo com o PAG (2021), o governo beninense planeja introduzir o programa de rotulagem energética para os eletrodomésticos consumidores de energia com a intenção de reduzir as intensidades energéticas. Também o incentivo ao uso generalizado de lâmpadas elétricas economizadoras de energia, como LED, que eliminarão as lâmpadas incandescentes ineficientes. No entanto, esta política não foi considerada no desenvolvimento deste cenário, nem nos cenários alternativos que serão discutidos nas próximas subseções, devido à ausência de uma meta específica.

O relatório do DGRE (2021) relata que apenas 54% da população do Benim depende do fornecimento de eletricidade da rede nacional, o restante depende de outras fontes que incluem geradores privados, etc. O BUR (2019) salientou a necessidade de redução do uso de carvão e lenha na cozinha e aquecimento, dos quais o governo pretende complementar com fogões a gás de cozinha e energia solar térmica para aquecimento de água. Presume-se que o consumo da eletricidade para iluminação cresça anualmente até

2050, tanto nas áreas urbanas e rurais enquanto o consumo de querosene permaneça o mesmo até 2050 nestas duas áreas.

Neste cenário, o setor de transportes e da indústria continuará a crescer com uma taxa de crescimento de 2% e 3%, respectivamente, baseando-se no PIB do país. Nenhuma melhoria na eficiência energética é observada nos setores, embora o governo beninense reconheça a necessidade de melhorar a eficiência desses setores e de outros consumidores de energia além do setor doméstico (AGBANDJI et al., 2020). Através de vários documentos de política e estratégia tais que o Plano Nacional de Desenvolvimento (PND) 2018-2025, o Plano Estratégico de Desenvolvimento do Sector Agrícola (PSDSA) 2025, *Benim Alafia* 2025, o PAG 2021-2026 e o Plano Nacional de Investimento Agrícola e Segurança Alimentar e Nutricional (PNIASAN) 2017-2021, o governo beninense pretende melhorar e aumentar a eficiência energética em diversos setores. A melhoria no fornecimento de energia elétrica para o setor industrial também não foi considerada no cenário REF. Isso implica que as indústrias do país continuarão a contar com os grupos geradores de energia privados/independentes para realizar suas atividades. Note-se que o carvão mineral, a eletricidade e os derivados de petróleo continuarão a dominar o consumo neste setor, com destaque o ramo da fabricação de cimento.

No setor elétrico, o governo beninense promoveu alguns estudos de planejamento sobre o setor elétrico do país como um todo. Isso foi feito de forma a apresentar uma boa compreensão da condição/desafios do setor de energia e fornecer soluções. Os estudos incluem entre outros:

- O Relatório Estatístico Anual sobre o setor elétrico da República do Benim em 2019 pela SBEE (2019);
- O Relatório final do déficit energético e competitividade da economia beninense pela Direção Geral de Assuntos Econômicos (DGAE, 2015);
- O Projeto de desenvolvimento da República do Benim a partir das fontes de energias renováveis, financiado pelo Programa das Nações Unidas para o desenvolvimento (PNUD, 2010);
- O Projeto de planejamento elétrico descentralizado em Benim pela *Netherlands Development Organisation* (SNV, 2018);
- O estudo da transição energética para o desenvolvimento econômico e social de forma sustentável (2020-2024), pelo Ministério de Energia (ME, 2019)

Esses relatórios apresentaram alguns problemas vitais enfrentados pelo setor de energia na Benim, incluindo o mau estado da rede nacional de transmissão e distribuição (T&D), a capacidade inadequada de geração de eletricidade e conseqüentemente a baixa produção de energia e o fornecimento inadequado de gás para usinas de geração de energia, etc. Isso levou o governo beninense a criar os Planos de Ação do Governo (PAG 2021), que foi a base para o desenvolvimento das futuras projeções de fornecimento de energia elétrica.

No desenvolvimento da futura matriz de fornecimento de eletricidade no cenário REF, dois parâmetros fundamentais foram considerados, sendo eles as capacidades endógenas e exógenas de geração. De acordo com o LEAP (2023), as capacidades exógenas referem-se às capacidades existentes instaladas, bem como adições e retiradas de capacidades planejadas/comprometidas, enquanto as capacidades endógenas são as capacidades calculadas internamente pelo LEAP para manter uma margem mínima de reserva de planejamento, estimada a 35% para segurança do sistema. Assim, para o desenvolvimento do cenário REF, a adição de capacidade continuará com a matriz existente de combustível fóssil, de autoprodutores, a energia hidrelétrica e a energia solar. Quanto às potências endógenas, foi assumido que suas capacidades viriam de importação de países vizinhos para garantir a segurança do sistema. As tecnologias de geração de eletricidade com combustível fóssil incluem uma grande parte do gás natural, das quais as centrais térmicas terão uma participação de 88% até 2050. O desenvolvimento deste cenário está alinhado com o plano do governo beninense de aumentar a sua capacidade de geração de eletricidade a partir de usinas a gás natural (PONADER, 2020). Isto é, o governo beninense planeja instalar duas novas centrais térmicas denominada Central Térmica Maria-Gléta II e Central Térmica Maria-Gléta III, de capacidade 130 MW e 143 MW, respectivamente, totalizando 273 MW que entrarão em operação no futuro (Agence Ecofin, 2020). Assim, o cenário REF contará com a adição de uma nova usina térmica a gás natural (GN) de capacidade 273 MW a ser instalada até 2050.

O cenário REF desenvolvido considerou a capacidade existente da usina hidrelétrica de Nangbéto estimada a 32,5 MW, sendo mantido igual até 2050, ou seja, sem adição de nova capacidade de central hidrelétrica no país. Também, foi esperado que as energias renováveis, como os sistemas solares fotovoltaicos, mantenham sua participação na futura matriz de geração de energia elétrica com capacidade instalada igual a 25,9 MW até 2050. Com tudo, o país terá uma capacidade total de cerca de 508

MW a ser instalada em 2050 para atender a demanda total do Benim em eletricidade. A perda de transmissão e distribuição de eletricidade, que é de 20,8% no ano base, não sofrerá nenhuma redução neste cenário REF, isto é, as perdas de eletricidade continuarão com 19,9% enquanto as perdas de produtos petrolíferos serão mentidas a 0,9%, respectivamente, até 2050. A Figura 23 mostra a distribuição temporal das capacidades de cada fontes consideradas neste cenário REF, cujos dados estão apresentados no Apêndice B1.

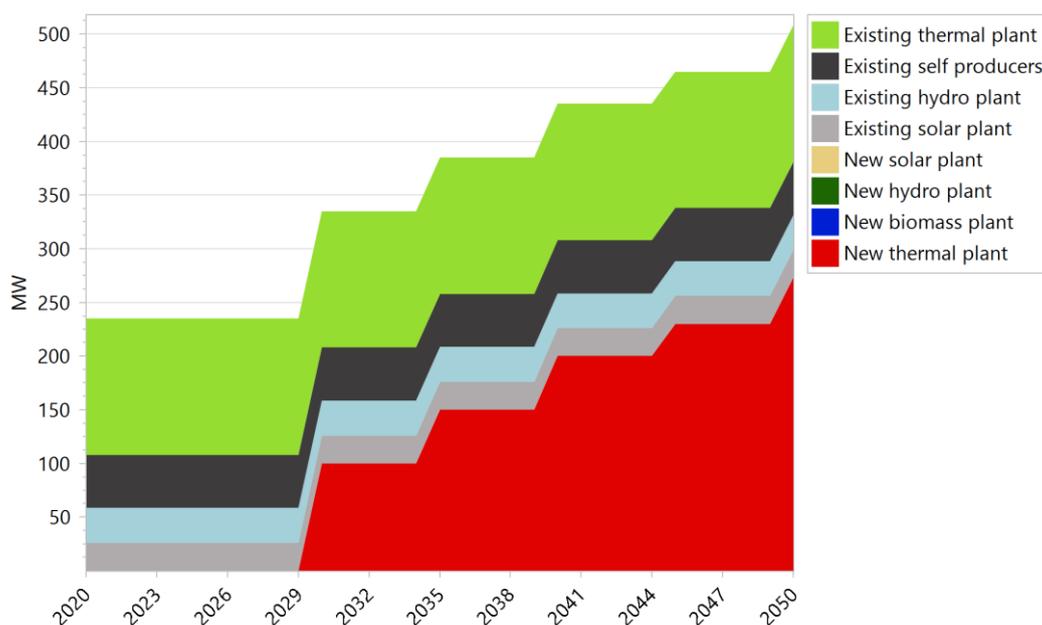


Figura 23: Distribuição temporal das capacidades existente e nova consideradas no Cenário REF

3.4.3. Cenário Moderado (MOD)

Este cenário leva em consideração a necessidade de melhorar o fornecimento de energia em relação ao cenário REF até 2050, e aumentar moderadamente a demanda de energia nos diversos setores. Ao montar o cenário de aumento moderado da demanda (MOD), observou-se a não disponibilidade de recursos para o fornecimento contínuo de combustível para as usinas até 2050. As tecnologias de baixo carbono no cenário MOD são economicamente competitivas com as do cenário REF. Isso inclui tecnologias energéticas dos setores domésticos, como fogões melhorados de lenha e carvão com intensidades mais baixas. Vale lembrar que este cenário baseia-se nos planos do governo, com uma participação moderada de fontes renováveis mantendo igual a potência a ser instalada em 2050 em termo de central térmica.

No cenário MOD, o número de domicílios no país é de 4,93 milhão em 2050 e a expectativa é de crescimento de 2,25%, seja um decréscimo em relação ao cenário REF. Espera-se também que o aumento das atividades urbanas atraia aqueles nas áreas rurais e isso aumentará a taxa de urbanização para 75% até 2050, passando de 48% em 2020. Uma das mudanças consideradas neste cenário são as reduções no consumo de lenha e o aumento moderado de consumo de eletricidade e de GLP, tanto na área urbana quanto na área rural para cozinhar, respectivamente. Os setores de indústria e de serviços e comércio conhecerão um aumento de 4,25% em 2050, respectivamente, em todos os seus ramos de atividades, acompanhando o crescimento do PIB. Observou-se que as fábricas de cimento continuarão a crescer, tendo como a eletricidade, o combustível com maior demanda em 2050 no setor da indústria. Quanto ao setor de comércio/serviços, notou-se uma competitividade no uso de eletricidade e de lenha e uma maior demanda de GLP, em 2050.

No setor de transporte, uma pequena mudança foi realizada. Foi introduzido o uso de eletricidade nas categorias de veículos do setor de transporte beninense. Embora existam alguns desafios com a produção de biocombustíveis para uso comercial como discutido e apresentado no relatório final do Grupo de Pesquisa Científica e Técnica em Energias Renováveis (GRSTER, 2007). Esses desafios podem ser atenuados com o maior apoio do governo beninense através da Estratégia e Plano de Ação para a Promoção dos Setores de Biocombustíveis no Benim (2021-2026). Os biocombustíveis que são produzidos a partir de processos biológicos contemporâneos da agricultura ou da digestão anaeróbica, apresentam uma redução da emissão de GEE como visto em países como EUA e Brasil. O biodiesel pode ser usado como combustível para veículos em sua forma pura ou como aditivo de diesel para reduzir os níveis de particulados, monóxidos de carbono e hidrocarbonetos de veículos movidos a diesel.

As perdas de transmissão e distribuição no setor elétrico assumem neste cenário a redução para 12% e 0,7% até 2050, respectivamente, para as perdas de eletricidade e de produtos petrolíferos. Isso está alinhada com a tendência atual de baixa perda de T&D experimentada em outros países em desenvolvimento que estão se tornando mais avançados. Essa redução das perdas de T&D será devido à melhoria na rede nacional e fornecimento de sistemas de geração e distribuição distribuídos (SNV, 2018). As perdas são reduzidas, de forma a garantir uma melhor oferta a todos os setores da economia. Para garantir uma redução na quantidade de emissão de GEE da geração de eletricidade, a

inclusão de tecnologias de energia renovável foi feita neste cenário. Apesar da alta capacidade de central térmica no território da República do Benim, a parcela de sistemas solares fotovoltaicos e de central hidroelétrica foi suficiente para reduzir as emissões de GEE até 2050, durante a produção de eletricidade. A eletrificação rural com sistemas solares fotovoltaicos para o fornecimento de eletricidade fora da rede não foi considerada no desenvolvimento deste cenário nem no cenário otimista.

De acordo com o estudo realizado pelo PNUD (2017), uma grande quantidade de energia poderia ser obtida a partir de biomassa local e pequenas centrais hidrelétricas no Benim. Além da central hidrelétrica de Nangbéto de capacidade instalada de 32,5 MW com uma produção de 71,9 GWh atualmente operacional e a central de Adjarala (147 MW) que esta desativada, o governo identificou seis outras localidades para a implementação de futuras pequenas centrais hidrelétricas: Kétou-Dogo (229 GWh/ano), Vossa (167 GWh/ano), Béthel Bis (89 GWh/ano), Olougbe (62 GWh/ano), Dyodyonga (56 GWh/ano) e Bétérou (49 GWh/ano), cuja produção poderia variar entre 31 GWh e 144 GWh anualmente, totalizando assim 650 GWh/ano (PDDSSEE, 2016). Em 2019, o governo anunciou a construção da usina hidroelétrica de Dogo-Bis de capacidade 128 MW. Os estudos para a construção desta usina estão atualmente em andamento e esta prevista para entrar em operação no período 2027-2028, enquanto isso, outras usinas entrarão em operação nos anos futuros, de acordo com PONADER (2020). Nota-se que o governo da República do Benim também selecionou dez locais para a construção de usinas à biomassa, sendo quatro de capacidade 1 MW serão construídas, respectivamente em Dassa-Zoumé, Savalou, Djougou e Kalalé, enquanto algumas já estão em construção, podendo totalizar 17 MW até 2030 (PONADER, 2020).

Então, para o desenvolvimento deste cenário, primeiramente, foram definidas as demandas de eletricidade em todos os cinco setores de atividades do país, a partir da resposta do LEAP baseando-se nos dados de entrada. De posse dos dados da demanda futura em eletricidade, foram determinadas as potências (P) de FER que entrariam a cada ano (t) considerando que a geração de energia delas possam suprir a demanda de eletricidade estabelecida. Para isso, foi usada a equação (10) em que, FC representa o fator de capacidade de cada fonte adicional, sendo igual a 20%, 55% e 70%, para a fonte solar, hídrica e a biomassa, respectivamente. Estes valores de FC foram adotados do trabalho desenvolvido pelos autores Akpahou e Odoi-Yorke (2023). Vale ressaltar que

foi considerado uma distribuição das FER, de modo mesclado entre as diferentes fontes, respeitando sempre os limites de potencial técnico de cada fonte.

$$E = P.t.FC \quad (10)$$

Assim, para ser um pouco realista, esse cenário considerou além das centrais existentes, a adição de outras tecnologias de geração de eletricidade, como por exemplo, a biomassa, a usina solar PV e uma nova central hidrelétrica de capacidade respectiva, 100 MW, 80 MW e 120 MW, todas funcionando a partir de 2025, podendo aumentar ao longo dos próximos anos. Também, foi considerado para o desenvolvimento deste cenário, a instalação de uma nova central térmica em 2035, porém, com capacidade inicial de 90 MW podendo chegar a 273 MW em 2050, ainda baseando-se no Plano de Ação do Governo 2021-2026. Portanto, a capacidade energética total para o cenário MOD deve aumentar até 2050, ultrapassando a do cenário REF. Observa-se que a eficiência na produção de carvão vegetal foi melhorada para 25% de participação, de forma a aumentar a produção nacional e atender a demanda do mercado. A Figura 24 cujos dados estão apresentados no Apêndice B2, apresenta a distribuição das capacidades a serem instaladas daqui 2050 para o desenvolvimento do cenário MOD de modo a atender a demanda local em termo de eletricidade. Note-se que a repartição das capacidades das novas fontes a serem implementadas se basearam nos potenciais técnicos apresentados na Tabela 5 da seção anterior. Desta forma, espera-se que a capacidade total a ser instalada em 2050 seja aproximadamente 2468 MW, quase cinco vezes a capacidade estimada no cenário REF em 2050.

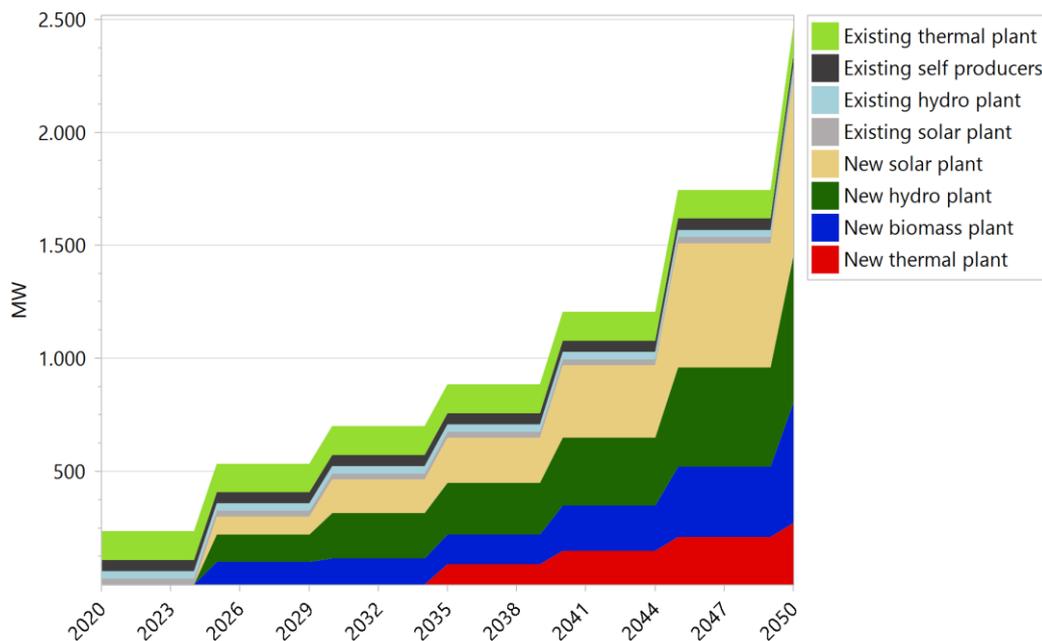


Figura 24: Distribuição temporal das capacidades existente e nova consideradas no Cenário MOD

3.4.4. Cenário Otimista (OPT)

Existem grandes potenciais e benefícios para o desenvolvimento de energias renováveis no Benim, os quais podem criar empregos (ODOU et al, 2020), reduzir a pobreza, bem como a pobreza energética do país (YOTTO et al, 2021). Estas foram a base para o desenvolvimento do cenário OPT que pretende aumentar o percentual de participação de energias renováveis do lado da oferta. Nas medidas de eficiência energética nos setores residencial e comercial/serviços, este cenário não assumiu a substituição das lâmpadas incandescentes por LED, porém, a maior redução no uso da lenha, querosene e carvão. Para garantir que o cenário OPT alcance este objetivo, medidas como a “Introdução gradual de lâmpadas LED” deve ser empregada. A medida pode surgir como uma espécie de regulamentação que proíbe efetivamente a venda de lâmpadas incandescentes ao público beninense.

A maioria dos países em todo o mundo empregou as medidas políticas de substituição de lâmpadas incandescentes por LED, como por exemplo, a China que iniciou a proibição em 2012, mas estendeu-a até 2016, a Índia também iniciou a proibição de lâmpadas incandescentes em 2012. O Israel eliminou-a gradualmente desde 2012, enquanto o Reino Unido iniciou-a em 2011, e todos os países da União Europeia (UE) tiveram até 2016 para eliminar completamente as lâmpadas incandescentes (EMODI,

2017). Outros países incluem o Canadá, tomou uma medida em 2007, enquanto a maioria dos estados dos Estados Unidos da América (EUA) eliminou completamente as lâmpadas incandescentes desde 2007 e outros em 2018. Alguns países implementaram novos padrões energéticos e eliminaram gradualmente as lâmpadas incandescentes, entre eles incluem-se a Argentina em 2012, o México, a Malásia e a Coreia do Sul em 2014 e o Brasil em 2016, de acordo com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO, 2023).

A medida de eficiência que inclui a substituição completa de frigoríficos e aparelhos de ar condicionado eficientes, que eliminarão gradualmente os ineficientes utilizados nas famílias beninenses até 2050, não foi considerada também para o desenvolvimento deste cenário. Como o cenário OPT é orientado para as energias renováveis, a quota no uso de querosene, lenha e carvão foi reduzida. Isto foi complementado pelo aumento da quota de GLP e de eletricidade, nas residências e no setor comercial/serviços. O cenário OPT pressupõe que estas medidas sejam cumpridas até 2050. Vale ressaltar que o tamanho da população é estimado a 22,9 milhões de pessoas neste cenário OPT, seja uma expectativa de crescimento de 2% em relação ao cenário REF, enquanto os setores como: a indústria e os comércios e serviços conhecerão um crescimento de 5,5% em 2050, respectivamente, em todos os seus ramos de atividades.

O setor dos transportes pressupõe maior introdução de eletricidade em todas as categorias de veículos e motocicletas em até 2% até 2050, comparado a 0,5% no cenário MOD. Observou-se que o consumo de gasolina aumentara consideravelmente no cenário OPT devido ao aumento de número de meios de transportes nas rodovias. Quanto ao setor agrícola, uma redução de uso de querosene e diesel foi projetada, compensado pelo aumento no uso de eletricidade. A quota projetada do mix de combustíveis no setor dos transportes no cenário OPT é apresentada no Apêndice C2.

No que diz respeito a produção de energia elétrica no cenário OPT, a percentagem de centrais térmicas alimentadas por combustíveis fósseis foi reduzida em termos de capacidade instalada para permitir maior inserção de FER na matriz energética do país, conforme apresenta o Apêndice B3. Foi empregado o mesmo procedimento usado no cenário MOD, para definir a demanda e depois as capacidades das FER que atenderiam a essa demanda, não ultrapassando os limites técnicos. Isto é, o cenário OPT assumiu a entrada da mesma capacidade (273 MW) da central térmica que o governo planejou instalar no seu plano de geração, além da central térmica existente de capacidade 127

MW até 2050. As energias renováveis, como as centrais hidroelétricas e a energia solar fotovoltaica, terão maior participação na matriz energética, complementando as gerações das centrais térmicas. O cenário OPT assumiu uma capacidade instalada de 740 MW, 3500 MW e 750 MW, respectivamente, para a central de biomassa, a usina solar PV e a central hidrelétrica, em 2050 e uma redução das perdas de eletricidade durante o processo de T&D para 4% igual no trabalho de Emodi (2017), enquanto as perdas nos gasodutos de produtos petrolíferos são reduzidas de 0,9% em 2020 para 0,3% até 2050. Note-se que a configuração das capacidades a serem instaladas em 2050 baseou-se nos dados técnicos apresentados na Tabela 5, de forma a atender a demanda nacional em eletricidade. Vale ressaltar que a eficiência na produção de carvão vegetal foi melhorada para 50% de participação neste cenário, de forma a aumentar a produção nacional. A distribuição das capacidades a serem instaladas daqui 2050 para o desenvolvimento do cenário OPT é apresentada na Figura 25.

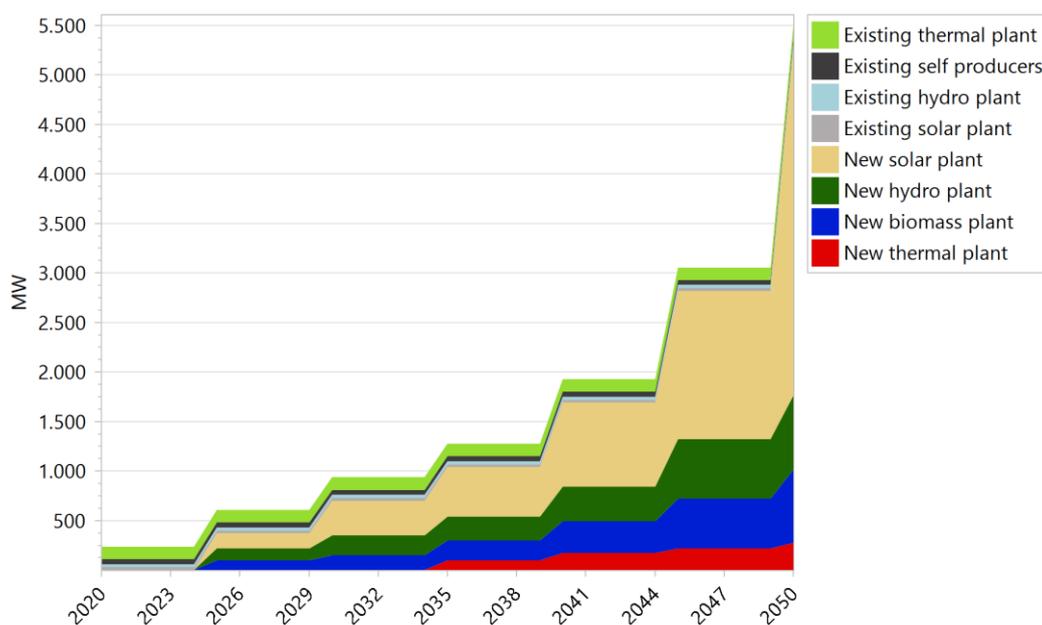


Figura 25: Distribuição temporal das capacidades existente e nova consideradas no Cenário OPT

CAPÍTULO 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta de modo geral os resultados do modelo LEAP Benim obtidos no período de 2020 a 2050. O capítulo está dividido em quatro seções, onde as três primeiras apresentam os resultados da futura demanda final de energia por setor e a demanda de energia prevista por combustível, da oferta de energia elétrica, das emissões de GEE e o balanço energético em cada cenário. A quarta seção fornece uma análise aprofundada que discute as inter-relações entre energia, meio ambiente e sociedade na República do Benim no período de 2020 a 2050 sob os três cenários¹.

4.1. Cenário de Referência (REF)

Este cenário foi desenvolvido considerando os caminhos de desenvolvimento mais prováveis do governo beninense. Para garantir uma interpretação bem definida dos resultados, uma abordagem de cenário do ano base foi empregada. Nesta seção, todas as projeções de cenários são analisadas com base nos setores especificados no capítulo anterior. Para simplificar ainda mais a interpretação dos resultados, os resultados são apresentados na seguinte ordem: demanda futura de energia por setor e por combustível, projeções de oferta de eletricidade e das emissões de GEE. Os resultados são apresentados a seguir.

4.1.1. Futura demanda de energia por setor (REF)

A demanda de energia no cenário REF deverá crescer passando de $103,4 \cdot 10^6$ GJ em 2020, para $162,7 \cdot 10^6$ GJ em 2050. No setor residencial, a demanda de energia na área urbana cresce para $39,6 \cdot 10^6$ GJ, em que a maior parte da demanda de energia vai para a cozinha (ou seja, $28 \cdot 10^6$ GJ), que por sua vez é dominada pelo uso de lenha ($15,1 \cdot 10^6$ GJ) e carvão ($9,2 \cdot 10^6$ GJ). Os domicílios rurais terão uma demanda estimada de $54,4 \cdot 10^6$ GJ em 2050, seja um aumento de aproximadamente 26,5% em relação ao ano de 2020. Isso se deve ao maior consumo de lenha, que passou de $38,5 \cdot 10^6$ GJ em 2020 para $50,5 \cdot 10^6$ GJ em 2050. Como pode ser observado na Figura 26, a demanda de energia nos domicílios

¹ As Figuras apresentados em inglês (na seção anterior e nessa seção) são aquelas geradas automaticamente pelo programa LEAP e não foram traduzidas para o português para não perderem a sua qualidade.

urbanos duplicou em 2050 comparada com a de 2020 ($17,4 \cdot 10^6$ GJ) e isso é devido ao aumento da urbanização.

Vale ressaltar que neste estudo, não foi considerada uma separação entre os domicílios eletrificados e não eletrificados tanto na área urbana quanto na área rural, por falta de dados.

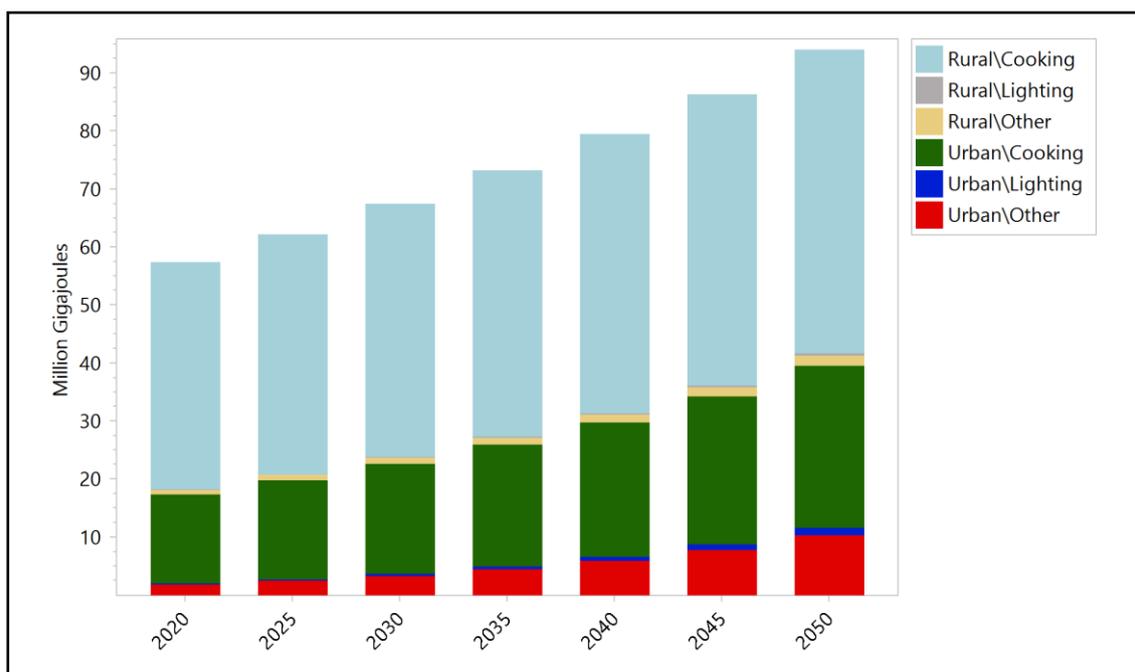


Figura 26: Futura demanda energética do setor residencial no cenário REF.

O setor industrial composto por cervejarias, construções, indústrias alimentícias, fábrica de cimento e outros, apresenta uma demanda de energia de $3,75 \cdot 10^6$ GJ em 2050, contra $1,70 \cdot 10^6$ GJ em 2020 como observado nos resultados do cenário REF, que é dominada pelas fábricas de cimento (Figura 27). A maior parcela da demanda por combustível continua sendo o carvão que se situa em $1,57 \cdot 10^6$ GJ em 2050 contra o valor de $1,25 \cdot 10^6$ GJ em 2020, sendo um aumento de 20%. A participação da eletricidade no mix de combustíveis no setor industrial neste cenário passou para $0,9 \cdot 10^6$ GJ em 2050, seguido dos produtos petrolíferos que será de $0,8 \cdot 10^6$ GJ. Supõe-se que outras fontes de combustível, como óleo combustível residual, que é usado principalmente para alimentar o gerador de eletricidade de propriedade privada, cresçam a uma taxa muito menor em comparação com outros combustíveis. O acréscimo observado da demanda energética no setor industrial em 2050 é devido ao aumento do PIB, que consequentemente, impactou no desenvolvimento do setor.

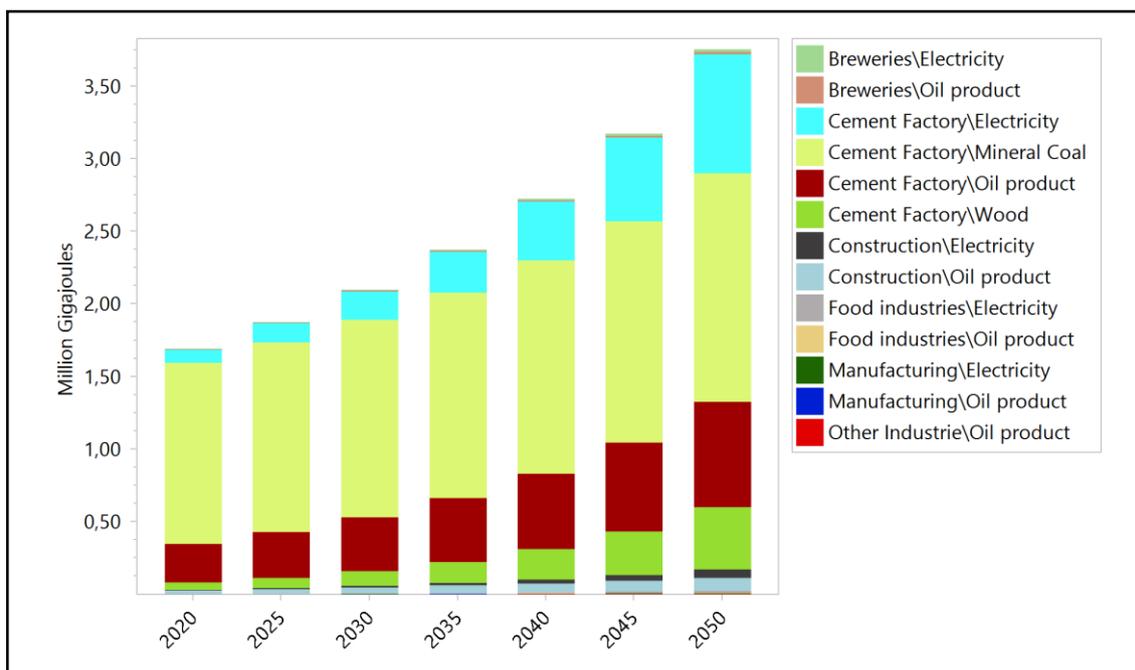


Figura 27: Futura demanda energética do setor industrial no cenário REF.

A situação atual dos transportes, em particular as motos pela rodovia no setor de transporte sob o cenário REF é considerada valorizada no ano base, e espera-se aumentar sua demanda total de energia para $50,2 \cdot 10^6$ GJ até 2050. O tipo de combustível usado em maior parcela para as motos, carros e onibus nas rodovias consiste em gasolina com demanda energética estimada a $43,8 \cdot 10^6$ GJ em 2050, seja um aumento de 28% aproximadamente comparado ao valor consumido em 2020 conforme apresenta a Figura 28. A razão para o aumento da demanda de combustíveis no setor de transporte se deve ao aumento de motos e do tamanho da população, pois mais pessoas tendem a comprar motos para uso privado e também a demanda de combustível em motos com baixa eficiência de combustível. Os carros que são populares entre a população beninense para uso privado e comercial devem crescer. A predominância da gasolina, como se pode observar, faz mal ao meio ambiente, pois é responsável pela emissão de grandes quantidades de GEE. O que significa que esse cenário precisa ser melhorado. Observe-se que a demanda de energia por tipo de transporte em ferrovias e via aéreo não foi considerada neste estudo por falta de dados.

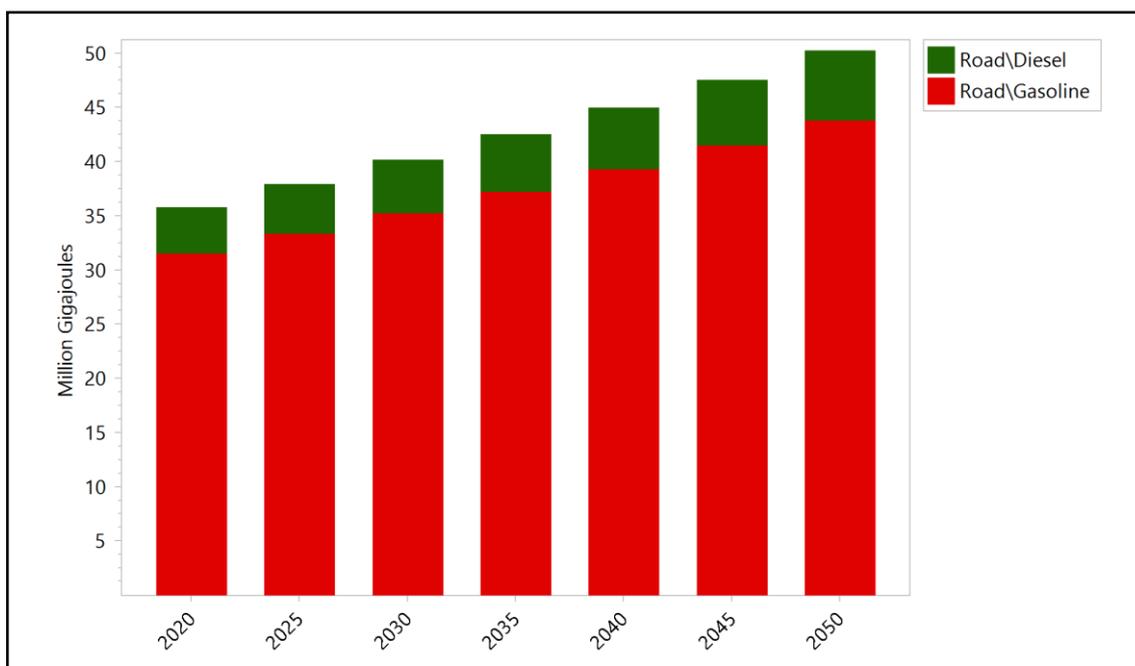


Figura 28: Futura demanda energética do setor de transporte no cenário REF

Os setores comercial e de serviços, que inclui o setor de serviços públicos e o setor privado de negócios e serviços, terão uma demanda energética aumentada no cenário REF totalizando $14,6 \cdot 10^6$ GJ em 2050 que serão compostos por uma parcela maior de lenha ($11,2 \cdot 10^6$ GJ) e uma competitividade entre a eletricidade ($1,56 \cdot 10^6$ GJ) e o carvão ($1,51 \cdot 10^6$ GJ). Optou-se manter constante a demanda energética quanto ao uso de diesel no ano base, durante todo este cenário e aumentar o consumo de GLP. Percebe-se que a demanda de GLP aumentou, passando de $2,7 \cdot 10^3$ GJ em 2020 para $76,3 \cdot 10^3$ GJ em 2050 (Figura 29). Assim como no setor doméstico e industrial, não são observadas práticas de eficiência energética neste cenário referencial. Vale ressaltar que a grande concentração de lenha é um ponto negativo que foi melhorado nos demais cenários

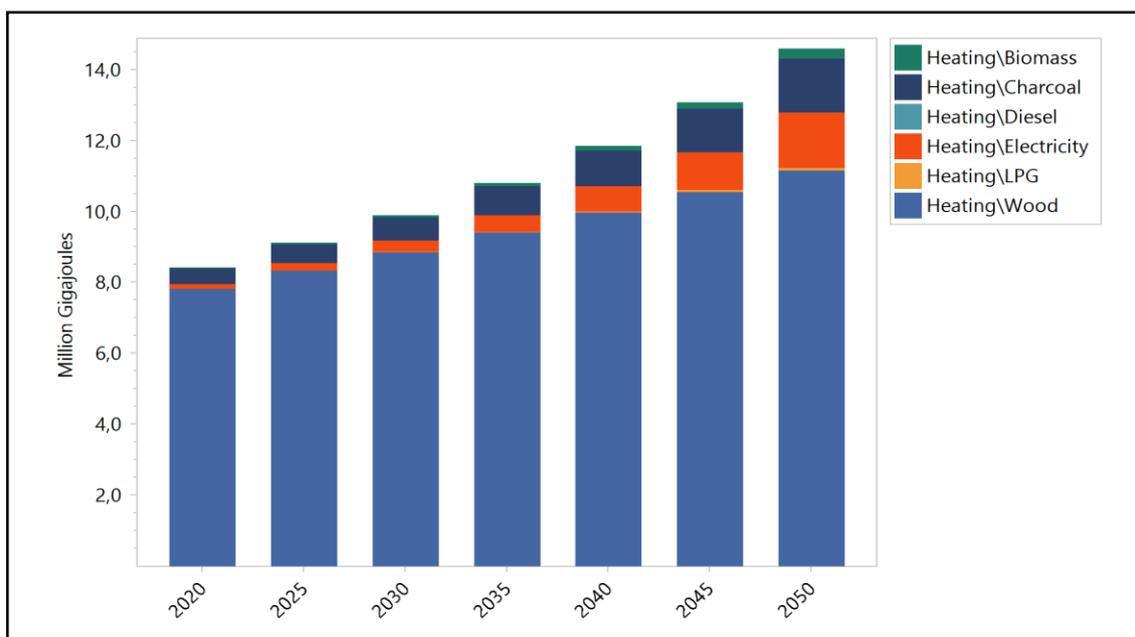


Figura 29: Futura demanda energética do setor de comercios/serviços no cenário REF

No que diz respeito ao setor agrícola, a sua demanda energética aumentou ao longo deste cenário, passando de $178,6 \cdot 10^3$ GJ em 2020 para $203,7 \cdot 10^3$ GJ em 2050 (Figura 30). O setor é caracterizado por uma maior parcela de demanda energética dos combustíveis como diesel ($106,9 \cdot 10^3$ GJ) e eletricidade ($92,9 \cdot 10^3$ GJ). Neste cenário, optou-se manter constante os valores do consumo de diesel e de querosene igual ao do ano base (2020) ao longo dos anos até 2030, aumentando apenas a demanda de eletricidade em 1% no mesmo período.

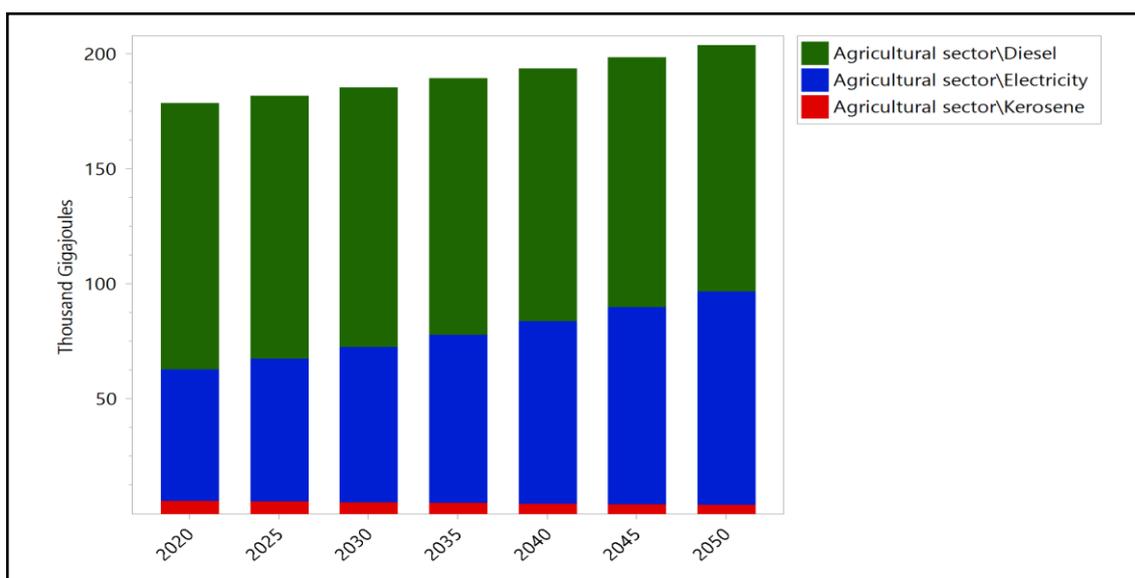


Figura 30: Futura demanda energética do setor agrícola no cenário REF

4.1.2. Futura oferta de energia por combustível (REF)

A oferta final de energia no cenário REF por energia primária e secundária é mostrado na Figura 31. Os resultados mostram que dos $162,7 \cdot 10^6$ GJ da oferta total de energia, equivalente a $45,2 \cdot 10^6$ MWh, a lenha ($21,5 \cdot 10^6$ MWh), a gasolina ($12,2 \cdot 10^6$ MWh) e a eletricidade ($4,5 \cdot 10^6$ MWh) serão as fontes de combustível com maior participação até 2050, com um percentual de 47,56%, 26,99% e 9,96% respectivamente. Em seguida a estas fontes de energia, virá o carvão, o diesel e o GLP com oferta respectiva de $3,1 \cdot 10^6$ MWh; $1,8 \cdot 10^6$ MWh e $1,2 \cdot 10^6$ MWh. O aumento da procura por lenha e gasolina estará concentrado principalmente nos setores residencial e de transporte, respectivamente. Tal como mencionado na última subsecção acima, o aumento da procura de energia deve-se às considerações especificadas nas Tabelas 13 e 14 no Capítulo 3.

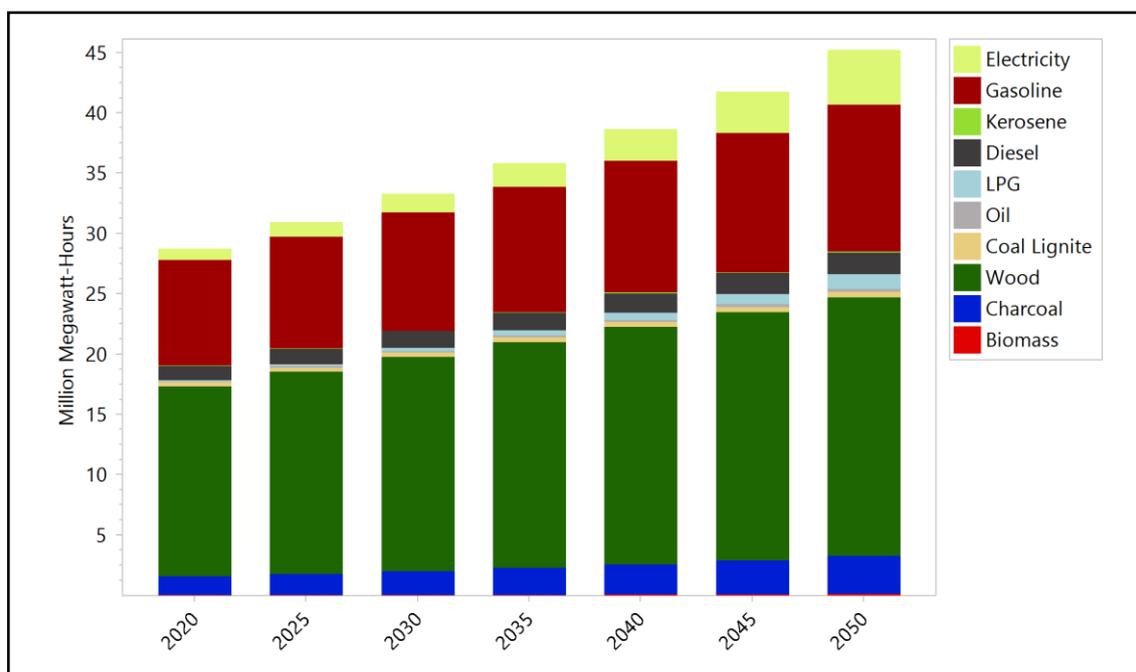


Figura 31: Futura oferta de energia por combustível no cenário REF

4.1.3. Fornecimento futuro de eletricidade (REF)

Espera-se que o fornecimento futuro de eletricidade (Figura 32) a partir da capacidade instalada de 508 MW no cenário REF gere cerca de 2524,7 GWh até 2050. As usinas com maior participação na produção de eletricidade serão as centrais térmicas gerando cerca de 2226,4 GWh, seguindo-se dos autoprodutores (107,7 GWh). Observe-se que a produção de energia elétrica continuara com uma participação fraca de fontes renováveis, representando apenas 7,55% (190,6 GWh) da produção total.

Note-se que a maior oferta de energia renovável será gerada a partir de usinas hidrelétricas respondendo por 55,6% da oferta total de fonte renovável, enquanto as usinas solares contribuirão com cerca de 44,4% (84,6 GWh) até 2050. As usinas programadas para entrar em operação nos próximos anos devem aumentar a capacidade de produção nacional e, à medida que a expansão da sua capacidade cresce, a geração de energia contribuirá no atendimento da população até 2050.

A forte dependência de centrais térmicas nesse cenário expõe o Benim a diversos riscos económicos, ambientais e de segurança energética. Portanto, uma abordagem equilibrada e diversificada da matriz energética do país é preferível para garantir uma infraestrutura energética resiliente e sustentável. A diversificação é muitas vezes vista como uma estratégia mais robusta para garantir a segurança energética a longo prazo e enfrentar os desafios em evolução no setor de energia.

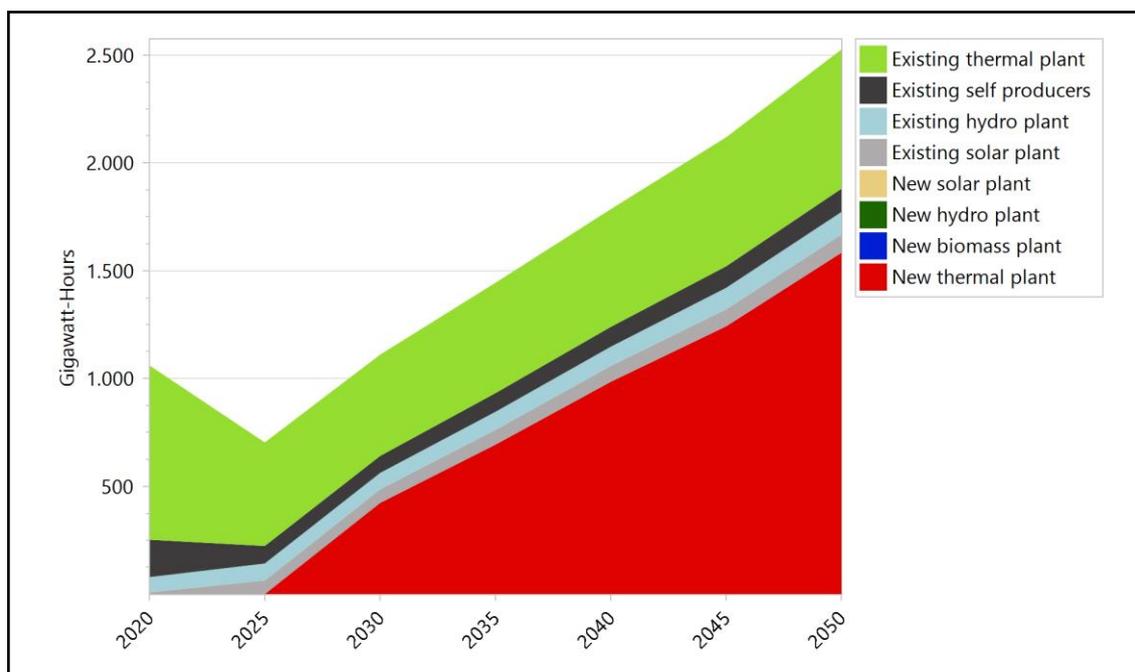


Figura 32: Fornecimento futuro de eletricidade no cenário REF

4.1.4. Emissão de GEE (REF)

A crescente demanda de energia no cenário REF garantiu o aumento dos níveis de GEE de 3,3 milhões de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente (denominado, MTMDCE) em 2020 para 4,9 MTMDCE em 2050. A emissão de GEE a partir da demanda no cenário REF é mostrada na Figura 33 e apresentada no Apêndice II. Note-se que, o aumento observado apresentou maiores contribuições de dois

principais setores: o transporte e o residencial, que representam 71,4% e 22,4% das emissões de MTMDCE em 2050, respectivamente. O setor industrial representa 4% das MTMDCE totais enquanto o restante é assumido pelos setores de comércio/serviços (2%) e a agricultura (0,2%). Conforme descrito no desenvolvimento do cenário no capítulo anterior, nenhuma estratégia política foi implementada para efetuar a redução de GEE nos diferentes setores deste cenário.

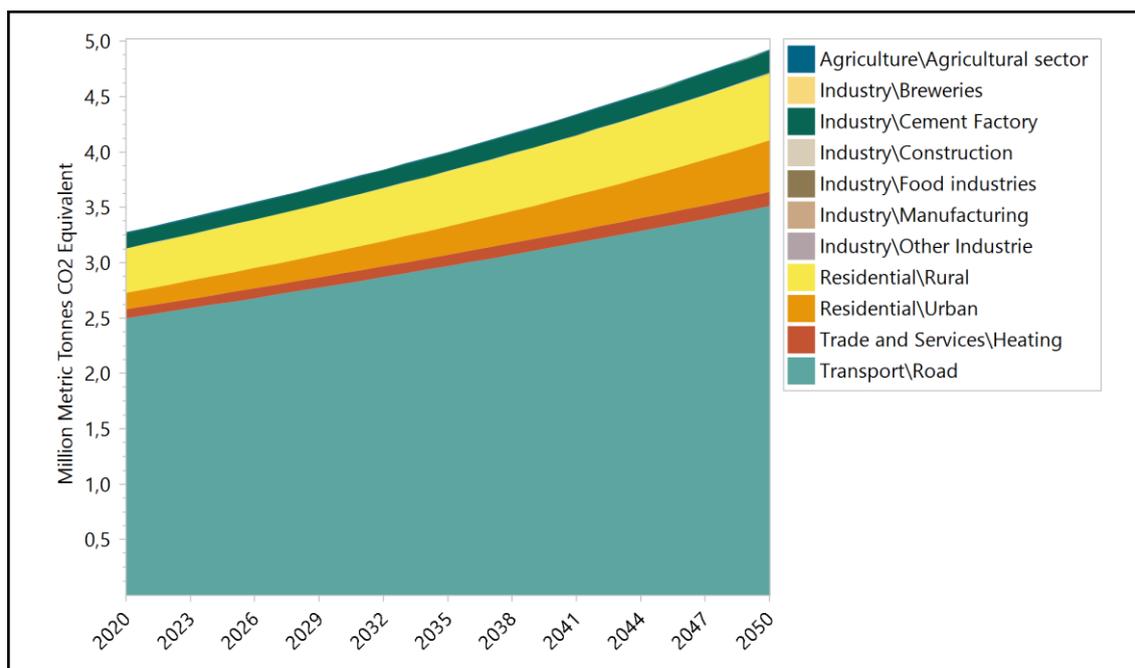


Figura 33: Emissão de GEE provenientes do consumo de energia no cenário REF

Os GEEs da geração de eletricidade foram analisados separadamente da demanda de energia nos cinco setores. No cenário REF, observa-se que as usinas apresentadas na Figura 34 emitem cerca de 1,6 MTMDCE em 2050, quase o triplo das emissões em 2020 e os dados estão disponíveis no Apêndice I4. Devido ao aumento da capacidade de geração das novas centrais térmicas na matriz elétrica do país até 2050, os GEEs emitidos por elas equivalem a cerca de 1,2 MTMDCE, como sendo os mais elevados entre as outras usinas de produção. A próxima usina com alta emissão é a usina térmica existente com uma emissão de 0,3 MTMDCE em 2050 contra 0,4 MTMDCE em 2020, enquanto as emissões dos autoprodutores se manteve constante a 0,1 MTMDCE no período de 2020-2050. Em resumo, as emissões de GEE aumentaram de 1,8% ao ano no cenário REF passando de 3,8 MTMDCE em 2020 para cerca de 6,5 MTMDCE em 2050. Tal aumento é devido ao crescimento da capacidade de geração para atender a demanda energética do país. Note-se que, do total das emissões de GEE em 2050, o setor residencial contribuiu

apenas com 17%, enquanto a parcela do setor de transporte foi cerca de 54%, sendo o percentual mais elevado.

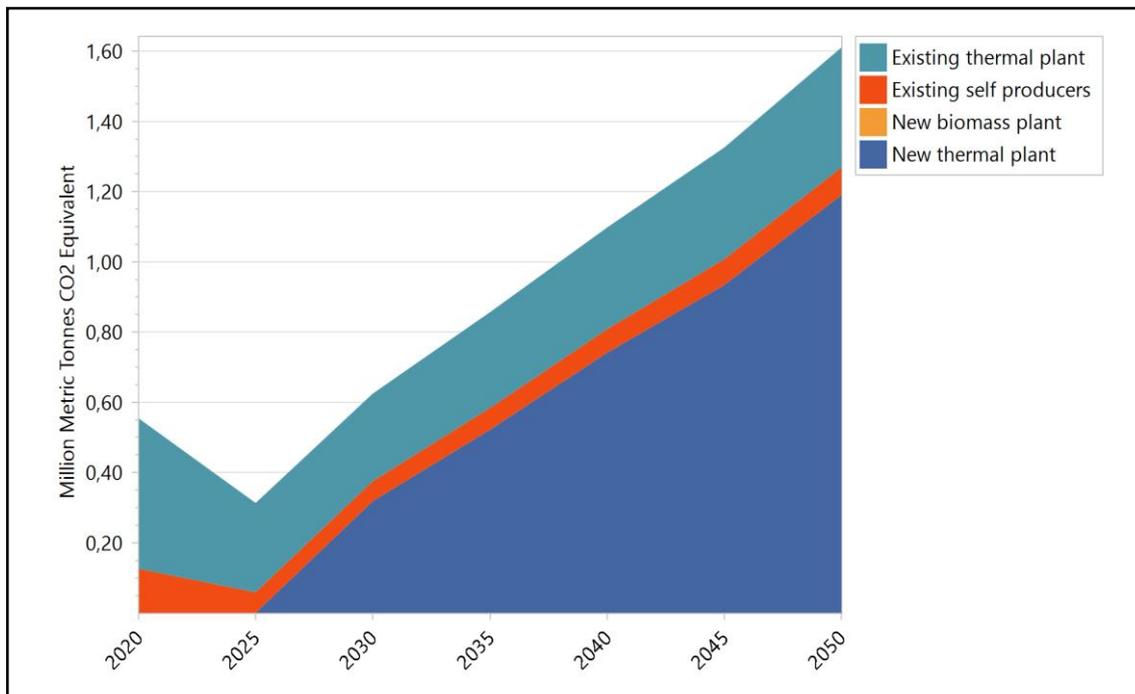


Figura 34: Emissão de GEE durante a geração de eletricidade no cenário REF

4.1.5. Balanço Energético (REF)

O futuro balanço energético da República do Benim foi analisado para examinar as interações entre a energia e a sociedade no ano de 2020 e 2050. A fim de levar em conta as mudanças no sistema energético, o ano base (2020) foi representado usando um diagrama de *Sankey* que é mostrado na Figura 35 e apresentado no Apêndice J1.

No ano base, o cenário REF apresenta uma situação em que o Benim depende fortemente da gasolina (31,6 PJ). Devido a fraca produção de eletricidade no ano base, a procura por lenha que foi de 94,2 PJ foi satisfeita para atender a demanda local. Desta produção (ou seja, lenha), 37,5 PJ foram utilizados para a produção de carvão em 2020, enquanto cerca de 48,9 PJ e 7,8 PJ foram consumidos pelos setores residencial e comercios/serviços, respectivamente. A totalidade de gasolina importada foi consumida pelo setor de transporte enquanto a totalidade de gas natural foi utilizada pelas centrais térmicas para produzir a eletricidade. A demanda residencial de energia por GLP ficou com 0,2 PJ e a de produtos petrolíferos no setor industrial foi de 0,3 PJ.

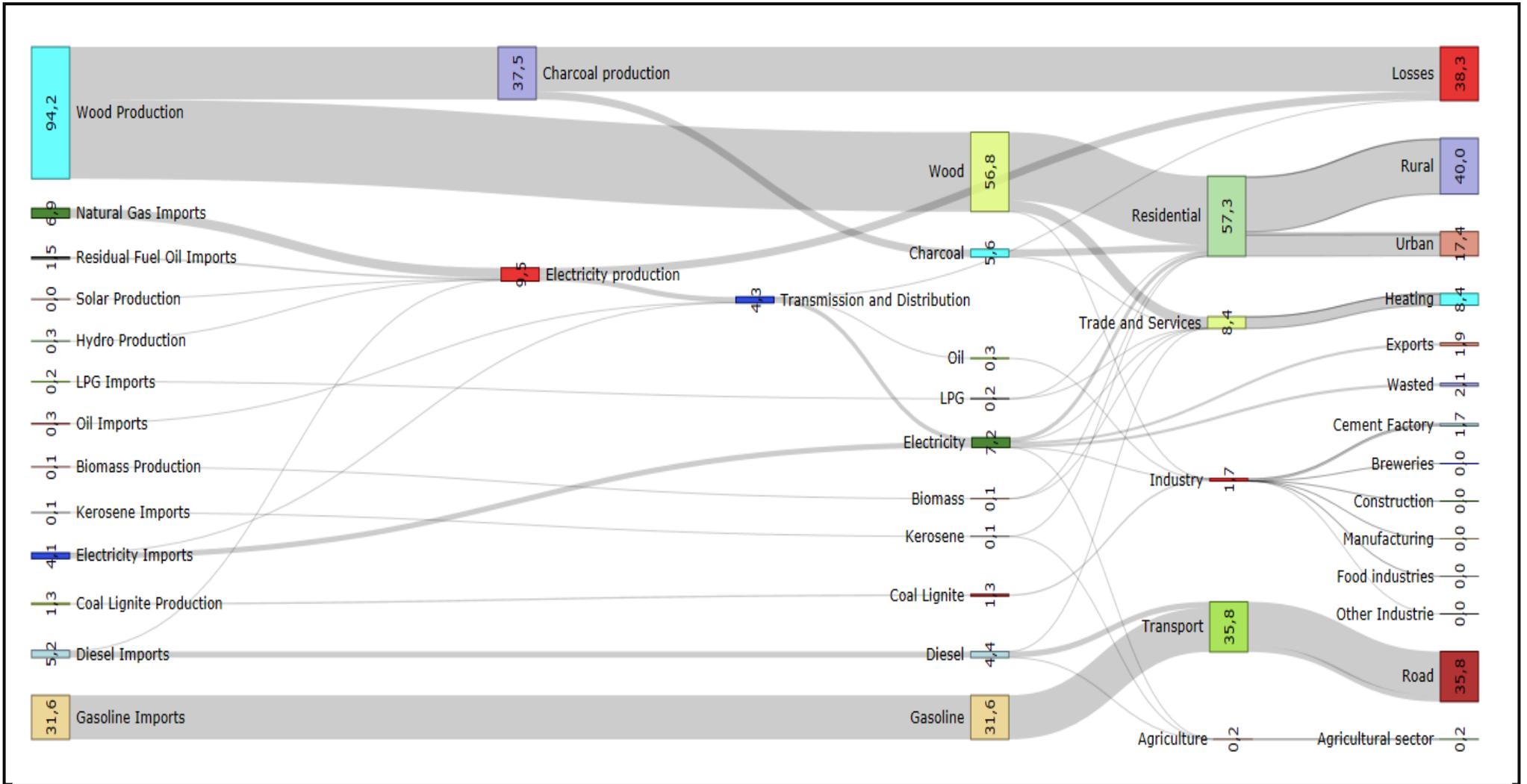


Figura 35: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2020 (Cenário REF)

A geração de eletricidade na unidade de energia foi de 3,8 PJ e disso houve perda de 0,8 PJ para T&D da eletricidade fornecida aos cinco setores em que a procura de electricidade no setor residencial foi estimada a 2,9 PJ. Pode-se observar um déficite no fornecimento de energia, uma vez que a produção não conseguiu satisfazer a procura. Para satisfazer a procura de eletricidade, o modelo LEAP assumiu a importação de eletricidade de países próximos no valor de 4,1 PJ. O diagrama de Sankey também mostra as interações entre a produção e a procura de outros combustíveis energéticos no sistema energético beninense. É importante ressaltar que neste cenário, a produção de um tipo de combustível que não é utilizado no mercado interno ou que tem nenhuma ou menor demanda é exportada para o mercado externo. Isso pode ser observado em alguns combustíveis como é o caso da eletricidade (1,9 PJ) que não é utilizado no mercado interno.

O gráfico da Figura 36 apresenta o balanço energético com provisão para as necessidades de energia secundária, produção indígena, produção secundária e as necessidades não atendidas. Este gráfico foi desenvolvido para explorar melhor a situação energética do Benim em 2020, uma vez que não pôde ser completamente descrita na Figura 35. Assim, na Figura 36, pode-se observar que em 2020, a demanda por linhite de carvão foi atendida totalmente através da produção indígena e isso totalizou 1,3 PJ. As importações tiveram um impacto considerável na satisfação da procura de querosene, de gasolina e, de diesel no ano base no cenário REF.

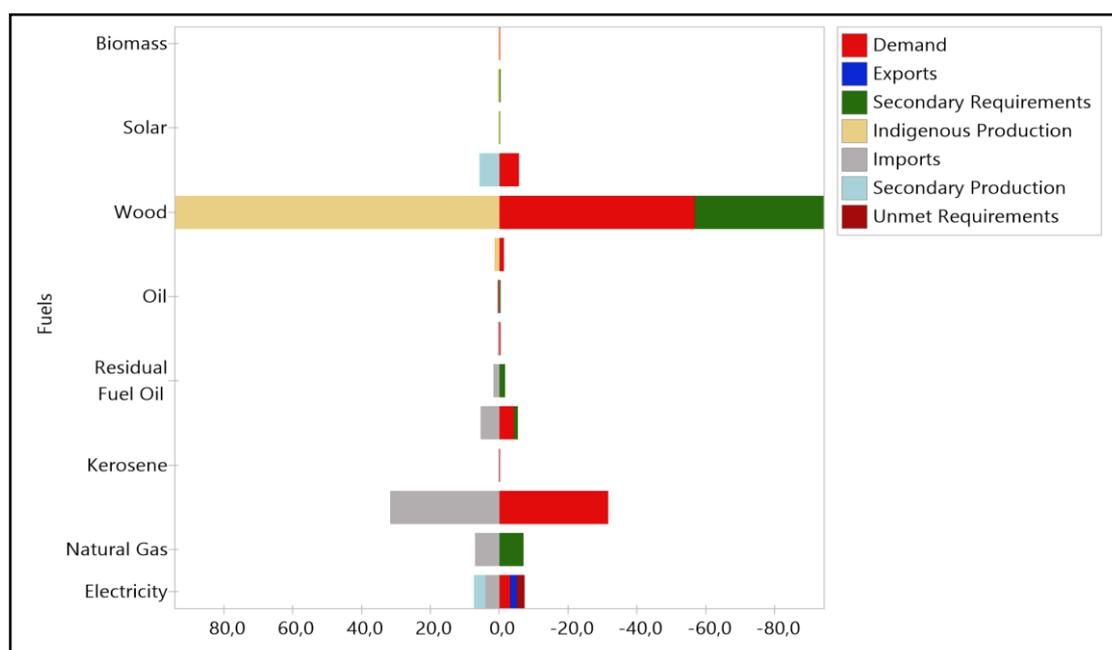


Figura 36: Balanço Energético do Benim em 2020 (Cenário REF)

Até 2050, no âmbito do cenário REF, espera-se que o balanço energético do Benim mude, considerando o fato de que todos os setores da economia registrarão um aumento de crescimento, enquanto o setor da energia também terá alguma melhoria no mix elétrico. Isto é mostrado na Figura 37 e apresentado no Apêndice J2. Até 2050, espera-se que o Benim gere uma energia equivalente a 5,1 PJ, que será capaz de satisfazer a procura no setor de comercial/serviços (1,6 PJ), na indústria (0,9 PJ), no setor de agricultura (0,1 PJ) e uma parcela (18,4%) dos agregados familiares (13,6 PJ). O aumento de usinas térmicas, utilizarão a totalidade do gás natural (21,8 PJ) importado em 2050 para geração de energia, enquanto no processo da transmissão e distribuição (T&D) de eletricidade, 4 PJ serão perdidas. Visto que o país precisa de uma reserva em termo de eletricidade para atender às necessidades de geração e que na literatura, nenhum dado foi encontrado sobre as reservas de recursos (gas natural, petroleo, etc) disponiveis no Benim, o LEAP assumiu a importação de recursos, equivalente a 2,1 PJ. Assim, para atender à todos os requisitos não atendidos de geração, o Benim terá que importar cerca de 13,2 PJ de eletricidade dos países vizinhos, que juntamente com os 2,5 PJ restantes da geração será possível de atender a demanda do setor residencial.

Gasolina, diesel, gas natural, produtos petroliferos e o GLP serão importados num valor superior ao de 2020, para compensar o aumento das famílias, dos transportes e da indústria. Em geral, o fornecimento total de energia primária no cenário REF é de 247,5 PJ, dos quais 82,7 PJ são perdidos devido a T&D, restando cerca de 162,7 PJ para o fornecimento aos vários setores no Benim. Da produção total de lenha (152,3 PJ) em 2050, a metade (75 PJ) foi utilizada para a produção de carvão, enquanto cerca de 65,7 PJ, 11,2 PJ e 0,4 PJ foram consumidos pelos setores residencial, comercio/serviços e a industria, respectivamente. Energias renováveis como a hidrelétrica (0,4 PJ) e a solar (0,3 PJ) serão usado para alimentar as usinas de energia hidrelétrica e solar no Benim.

O balanço energético nacional para 2050 está representado graficamente na Figura 38 e apresentado no Apêndice J2. Isto mostra que a procura de fornecimento de gasolina e de GLP será satisfeita através de importação, e isto será para os setores de transportes e residencial, respectivamente. A procura de energia elétrica será suprida parcialmente pela produção secundária (5,1 PJ), enquanto as importações responderão por 13,2 PJ. Quanto à procura por linhite de carvão e por carvão, a energia é suprida totalmente pela produção indigena (1,6 PJ) e pela produção secundária (11,3 PJ), respectivamente.

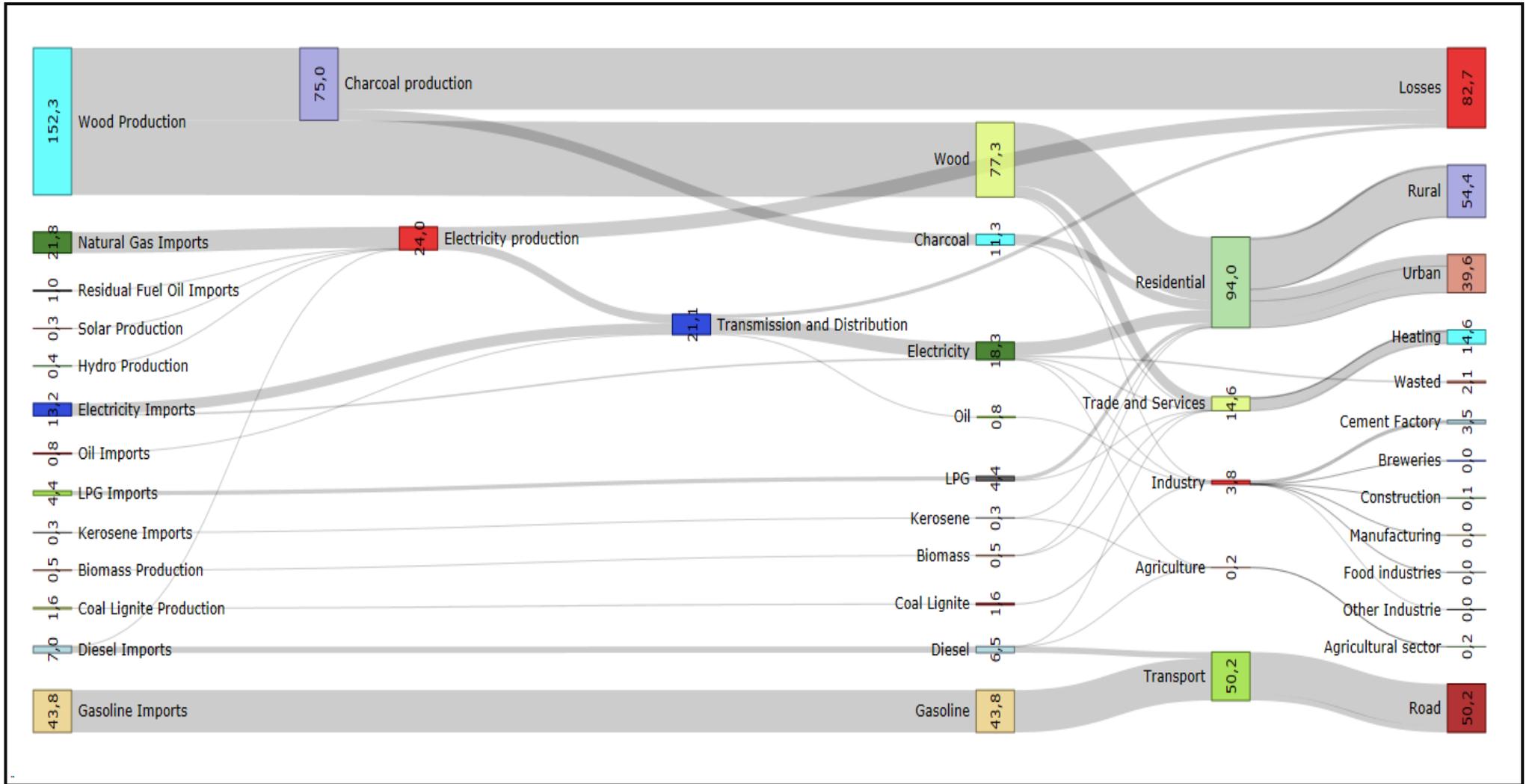


Figura 37: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário REF)

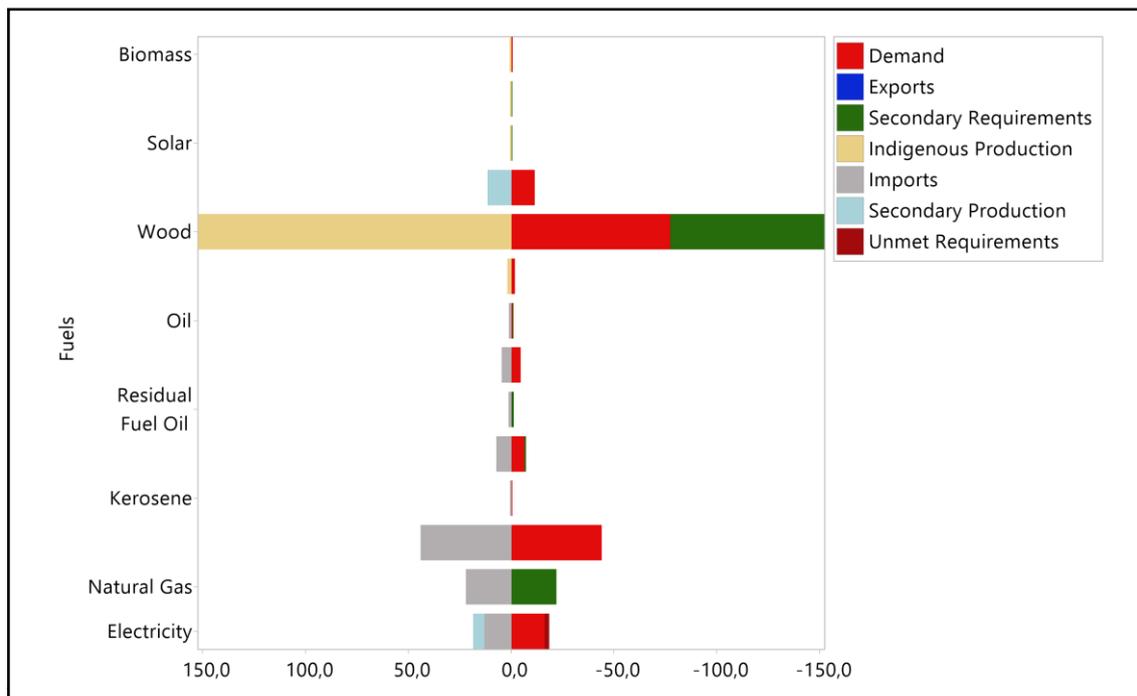


Figura 38: Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário REF)

Prevê-se que a utilização de GLP aumente no setor residencial à medida que mais pessoas utilizam GLP para cozinhar e isto exigirá a importação de 4,4 PJ de GLP para atender toda a demanda do setor já que a produção interna deste combustível é inexistente. O diesel será importado principalmente até 2050 para atender tanto a demanda, como transporte (6,4 PJ) e agricultura (0,1 PJ), quanto necessidades secundárias, como geração de energia (0,5 PJ).

4.2. Cenário Moderado (MOD)

Este cenário foi desenvolvido para melhorar o fornecimento de energia além de reduzir moderadamente a procura de energia a partir de combustíveis fósseis nos setores analisados, através de políticas e estratégias. Os resultados são apresentados a seguir.

4.2.1. Futura demanda de energia por setor (MOD)

A busca por reduzir de forma moderada a procura de energia a partir de fontes não renováveis, levou ao desenvolvimento do cenário MOD. Os resultados são mostrados na Figura 39 e apresentados Apêndice E2, indicando que a demanda total de energia neste cenário foi de 212,7 PJ, contra a demanda de energia do cenário REF que foi de 162,7 PJ.

A demanda de energia do setor residencial em 2050 foi de 79,2 PJ, o que mostra uma redução comparado com a do cenário REF (94 PJ). Essa redução observada é devido a população reduzida na área rural, estimada a 25% no ano de 2050 e, conseqüentemente o consumo reduzido de lenha. Note-se que os agregados familiares urbanos representaram 72,6% (57,5 PJ) da demanda total do setor residencial em 2050, enquanto a procura de energia nos agregados familiares rurais foi de 21,7 PJ (27,4%). Da demanda total estimada em 2050 no setor residencial, a procura por lenha e carvão foi de 27,8 PJ e 7 PJ, respectivamente, apontando uma melhoria em comparação com 65,7 PJ e 9,7 PJ no cenário REF. Enquanto isso, a demanda por eletricidade quase duplicou passando de 13,6 PJ no cenário REF para 23,2 PJ no cenário MOD, em 2050. Contudo, as alterações na procura de energia no setor residencial também estão alinhadas com as especificações dos cenários apresentados nas Tabelas 13 e 14 no Capítulo 3.

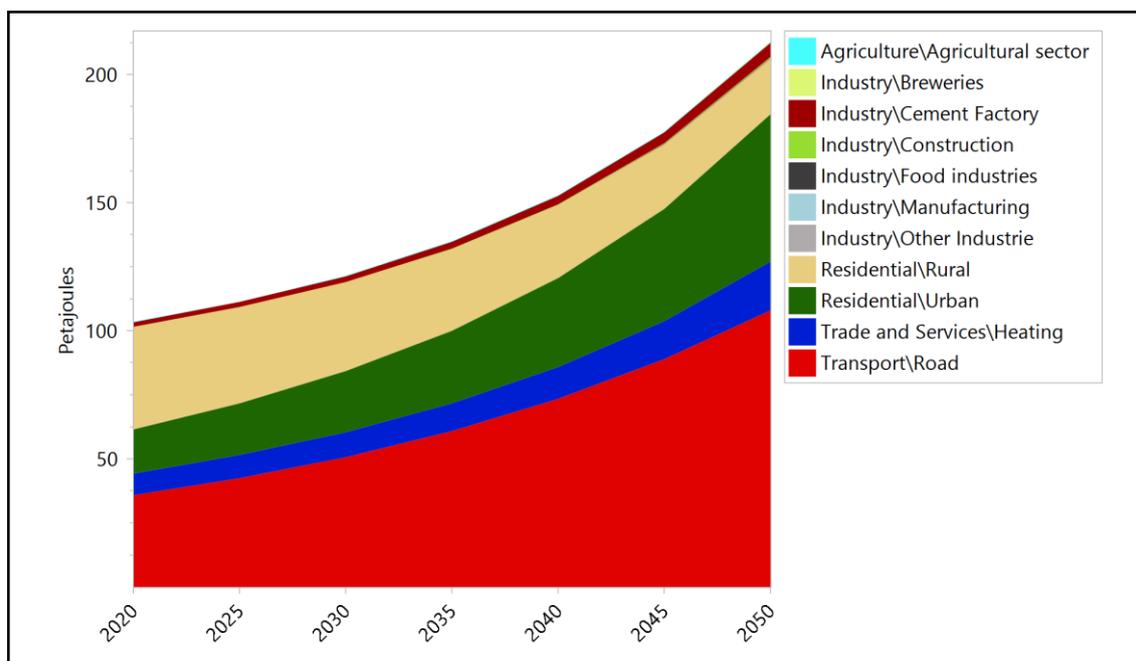


Figura 39: Futura demanda energética no cenário MOD

A indústria experimentou um aumento na demanda de energia de 3,8 PJ no cenário REF para 6,2 PJ no cenário MOD. A única política observada para o setor da indústria neste cenário foi a procura por eletricidade para fabricação de produtos, aquecimento, até mesmo a iluminação, que abrange tanto o setor doméstico, comercial/serviços quanto agrícola. Observa-se que isto tem um impacto em termos de redução da procura de lenha e carvão, de 77,3 PJ e 11,3 PJ, respectivamente, no cenário REF para 36 PJ e 9,6 PJ no cenário MOD. O aumento da demanda energética no setor comercial/serviços, de 8,4 PJ

em 2020 para 19,1 PJ em 2050, é devido ao impacto das atividades económicas (por exemplo, o PIB) que podem ter contribuído para o aumento da procura de electricidade. Isto também pode ser o mesmo para o setor da indústria. O setor agrícola, no entanto, seguiu o status quo do cenário REF, e isto deve-se à baixa procura de energia do setor, à falta de agricultura mecanizada que aumentará o consumo de energia de 2020 a 2050.

A demanda total de energia no setor de transportes foi de 107,9 PJ, mais do que o dobro do valor obtido no cenário REF (50,2 PJ). Deve-se ter em conta que um aumento da renda per capita e na população foi levado em consideração no cenário MOD, o que significa que mais pessoas comprarão mais carros e motos à medida que o rendimento aumenta e o tamanho da população aumenta. O notável aumento da procura de energia no setor dos transportes foi observado no consumo de gasolina com cerca de 104,9 PJ em 2050, contra 43,8 PJ no cenário REF. A introdução progressiva de electricidade no setor dos transportes irá certamente aumentar a procura de energia, mas poderá reduzir as emissões líquidas de GEE, como foi discutido nas secções subsequentes.

4.2.2. Futura oferta de energia por combustível (MOD)

O fornecimento total de energia (212,7 PJ) no cenário MOD foi superior ao do cenário REF e estes registaram uma mudança no mix de combustíveis. Isto é mostrado na Figura 40 e apresentado no Apêndice F3. Nota-se que a oferta de GLP no cenário MOD foi aumentado para 22 PJ face ao valor no cenário REF (4,4 PJ), enquanto a lenha, combustível este que, normalmente tem elevada demanda teve uma redução na procura. O aumento de GLP e o decréscimo da lenha no cenário MOD é observado no setor residencial. A redução de diesel (2,4 PJ) no cenário MOD se deu à troca de combustível (electricidade) no setor de transportes enquanto a oferta da electricidade tem aumentado para 34,6 PJ, seja o dobro do seu valor no cenário REF (16,2 PJ). Assim, os combustíveis com maior oferta de energia até 2050 neste cenário são: a gasolina (104,9 PJ), a lenha (36 PJ), a electricidade (34,6 PJ) e o GLP, com percentual respectivo de 49,3%; 16,9%; 16,2% e 10,3%. Espera-se que o aumento da procura de biocombustíveis aumente a procura de biomassa de 0,1 PJ em 2020 para 0,3 PJ em 2050.

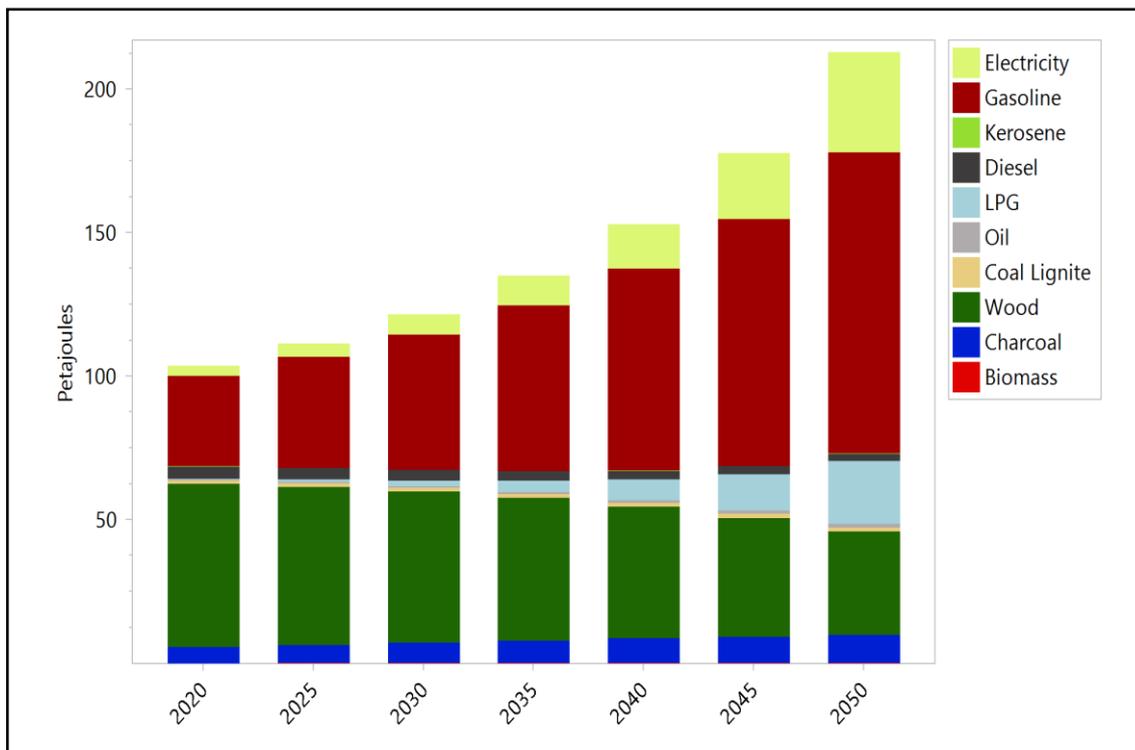


Figura 40: Futura oferta de energia por combustível no cenário MOD

4.2.3. Fornecimento futuro de eletricidade (MOD)

Na modelização do fornecimento futuro de electricidade no âmbito do cenário MOD, foram levado em consideração além das centrais existentes (térmica, hidrelétrica, autoprodutores e solar), a capacidade das novas centrais (térmica, hidrelétrica, solar e biomassa) a serem instaladas, seguindo a configuração apresentada na Tabela 16 no Capítulo 3. Espera-se que a capacidade instalada de 2468 MW até 2050 no cenário MOD gere cerca de 9542 GWh, e isto é mostrado na Figura 41 e apresentado no Apêndice G2. Nota-se que a parcela da produção de electricidade a partir da nova central térmica (1087,4 GWh), representa 11,4% do total da electricidade gerada, enquanto a central térmica existente gere 442,6 GWh até 2050, a partir da sua capacidade instalada de 127 MW em 2050. Quanto a produção dos autoprodutores, foi observado uma redução da sua geração passando de 171,7 GWh em 2020 para 74 GWh em 2050, seja uma participação estimado a 0,7% da geração total em 2050, valor muito abaixo do seu percentual no cenário REF (4,2%).

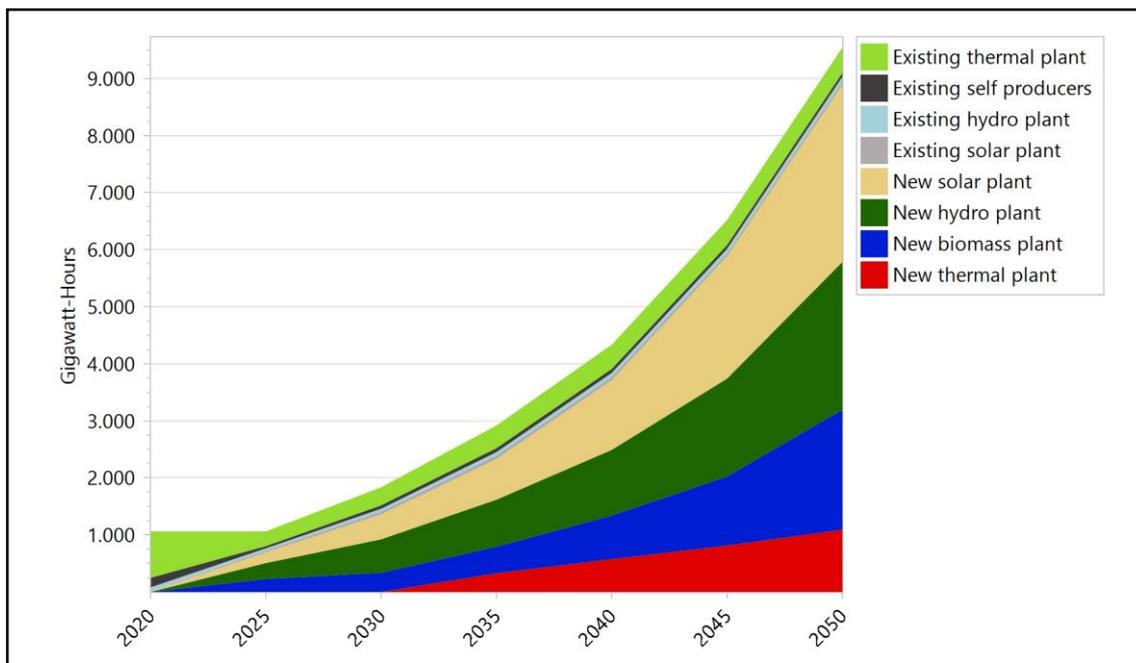


Figura 41: Fornecimento futuro de eletricidade no cenário MOD

A produção de eletricidade a partir de fontes de energias renováveis (solar e hidroelétrica) na matriz elétrica do cenário MOD é elevada em comparação com a de centrais térmicas. Nota-se que a capacidade total das centrais de fontes renováveis neste cenário foi de 1488,4 MW, o que garantiu a geração de 5826,8 GWh de eletricidade até 2050. Com o aumento no fornecimento de eletricidade, a central de biomassa gerou cerca de 2111,1 GWh em 2050, representando 22,1% da geração total com uma capacidade de 530 MW. A nova central hidrelétrica foi modelada para gerar cerca de 2589 GWh de eletricidade em 2050, com uma capacidade de 650 MW. Junto com a central hidrelétrica existente, as centrais hidrelétricas geram aproximadamente 2661,8 GWh de eletricidade, seja uma contribuição de 45,7% da geração total a partir das fontes renováveis. Espere-se que o aumento da capacidade de geração das centrais hidrelétricas contribua a reduzir o deficit energético e ajude a melhorar o acesso à eletricidade no Benim. Percebe-se que os sistemas solares fotovoltaicos tem uma capacidade crescente de geração de 2020 a 2050, o que contribuirá com 33,17% (3165 GWh) para energia solar fotovoltaica, em 2050 para a geração total no país. Os sistemas solares PV na forma de parques solares, contribuirão com uma quantidade significativa de eletricidade para a rede além de ajudar a atender as demandas nas áreas ligadas a rede elétrica do Benim. A eletrificação rural com sistemas solares PV para as áreas fora da rede, apresenta potenciais ilimitados em sua aplicação, afirmam Odou et al., (2020).

4.2.4. Emissão de GEE (MOD)

A elevada procura por energia em todos os setores de atividades no país, levou a maior emissão líquida de GEE. Assim, a emissão total de GEE observada no cenário MOD na parte da demanda foi de 9,7 MTMDCE até 2050, conforme mostrado na Figura 42 e apresentado no Apêndice I2. Neste cenário, o setor residencial teve um aumento de GEE provenientes do consumo de energia de 1,1 MTMDCE no cenário REF para 1,9 MTMDCE até 2050, no cenário MOD. O aumento de GEE constatado é devido ao fornecimento elevado de GLP, especificamente na área urbana. O setor industrial teve uma quantidade de GEE de 0,2 MTMDCE em 2050, contra 0,1 MTMDCE que tinha em 2020.

O setor dos transportes teve a taxa de emissão mais elevada entre os setores estudados, que foi de 7,4 MTMDCE, seja o dobro da sua emissão no cenário REF (3,5 MTMDCE). Enquanto isso, os setores de comércio/serviços e de agricultura tiveram uma taxa de emissão de GEE mais baixa, de 0,17 e 0,006 MTMDCE em 2050, respectivamente. Nota-se que o valor do setor agrícola é inferior ao obtido no cenário REF (0,008 MTMDCE) apresentando uma melhoria do setor. O setor dos transportes que viu a inclusão de eletricidade no mix de combustíveis, com a intenção de reduzir as emissões de GEE, não conseguiu uma redução das suas emissões, porém foi observado uma redução de GEE pelo consumo de diesel de 0,31 MTMDCE em 2020 para 0,17 MTMDCE até 2050. Esta redução é, de longe, um impulso para o setor, uma vez que proporciona um ambiente de combustível mais limpo.

Em suma, o setor de transporte é o grande vilão deste cenário também. Logo, se quiserem melhorar o cenário MOD do ponto de vista ambiental e climático, este é o setor que merece muita atenção, ou seja, medidas políticas e novas tecnologias de consumo devem ser implementadas para reduzir as emissões líquidas de GEE. Muitos sistemas de transporte ainda são altamente dependentes de combustíveis fósseis, como gasolina e diesel. Isso não apenas aumenta a emissão de dióxido de carbono (CO₂) diretamente, mas também perpetua a dependência de recursos não renováveis. Portanto, para reduzir as emissões líquidas de GEE no setor de transporte e mitigar os impactos ambientais, é crucial elaborar estratégias por meio de políticas públicas eficazes, investimentos em infraestrutura sustentável e conscientização da população.

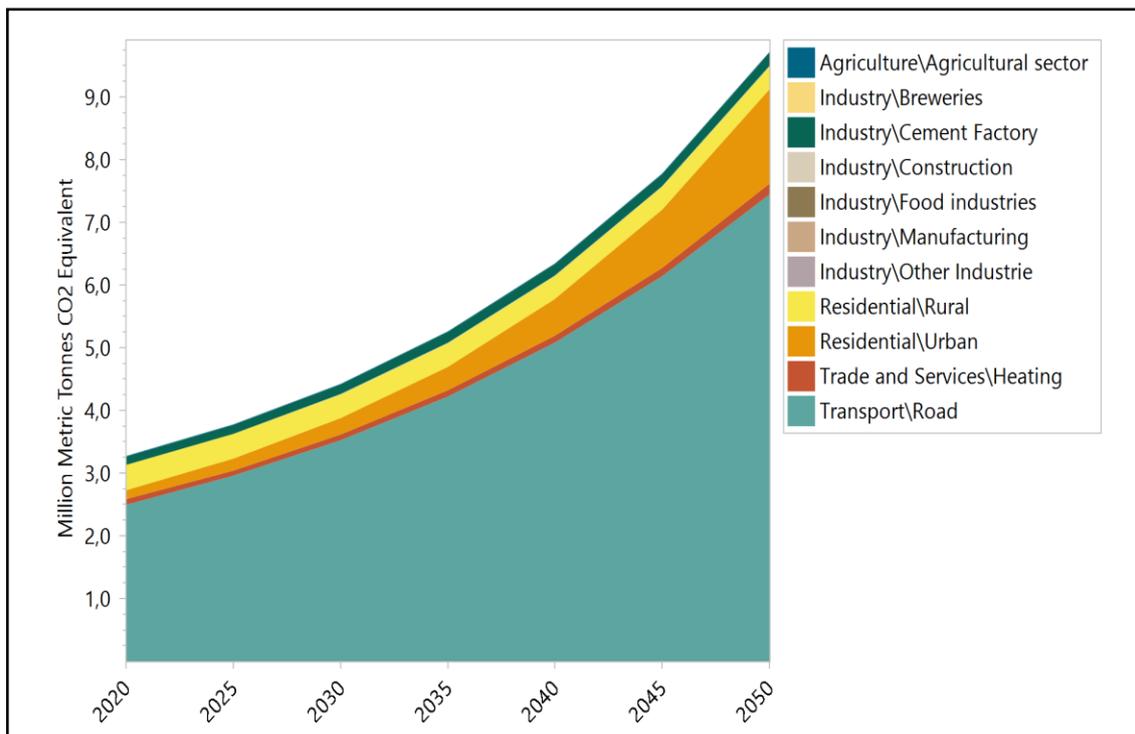


Figura 42: Emissão de GEE provenientes do consumo de energia no cenário MOD

Na produção de eletricidade, as emissões de GEE aumentaram de 0,6 MTMDCE em 2020 para 1,1 MTMDCE em 2050, seja uma redução de 0,5 MTMDCE quando comparado com o valor obtido no cenário REF, em 2050. Essa redução é devido a capacidade aumentada de fontes renováveis na matriz elétrica. A capacidade de geração da nova central térmica, levou a emissão de GEE de 0,8 MTMDCE em 2050, seja um percentual de 72,7% das emissões totais. Combinando as centrais térmicas existente com a nova, as emissões combinadas são de 1 MTMDCE enquanto o restante das emissões totais é emitida pelos autoprodutores e a central de biomassa. Percebe-se que as emissões de GEE pelos autoprodutores reduziu de 2,8% ao ano neste cenário MOD, passando de 0,126 MTMDCE em 2020 para 0,054 MTMDCE em 2050. Esses resultados são mostrados na Figura 43 e apresentados no Apêndice I5. Observou-se que as centrais térmicas existentes emitiram menos GEE de cerca de 0,58 MTMDCE quando comparadas com as centrais térmicas novas. Também, quando suas capacidades são comparadas, há uma diferença de cerca de 146 MW entre as duas usinas.

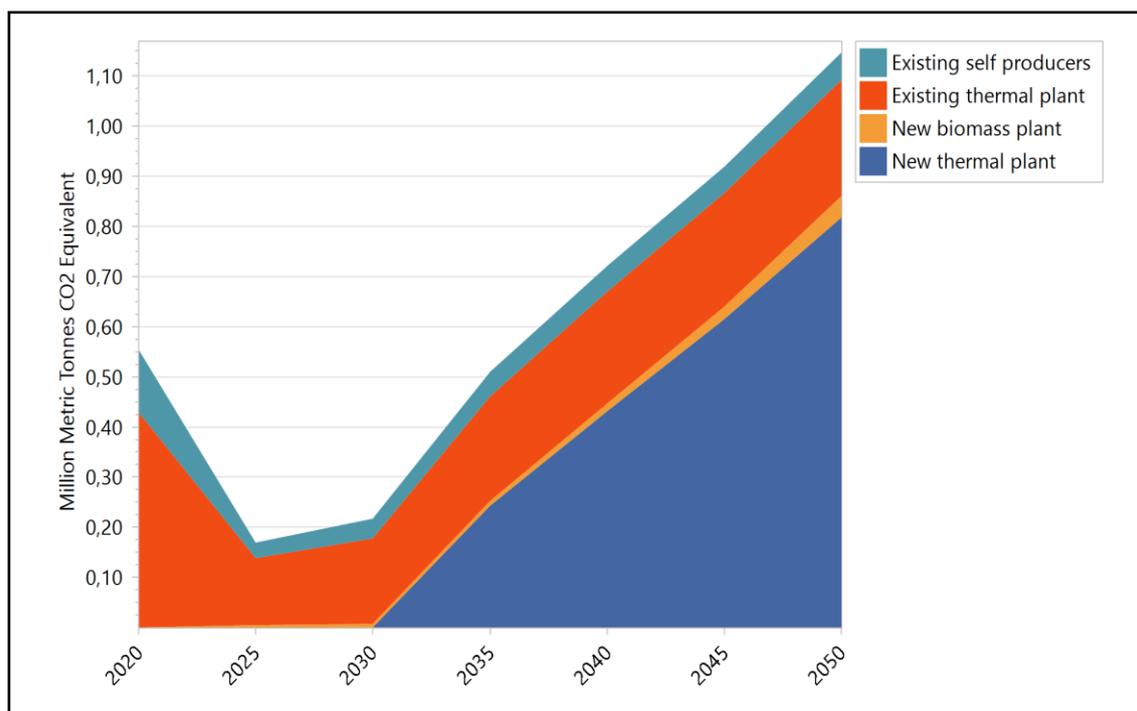


Figura 43: Emissão de GEE durante a geração de eletricidade no cenário MOD

4.2.5. Balanço energético (MOD)

No cenário MOD, o balanço energético do Benim difere do cenário REF e isto é mostrado através do diagrama de *Sankey* na Figura 44 e apresentado no Apêndice J3. O fornecimento total de energia primária neste cenário até 2050 é de 272,5 PJ, valor um pouco elevado comparado ao cenário REF.

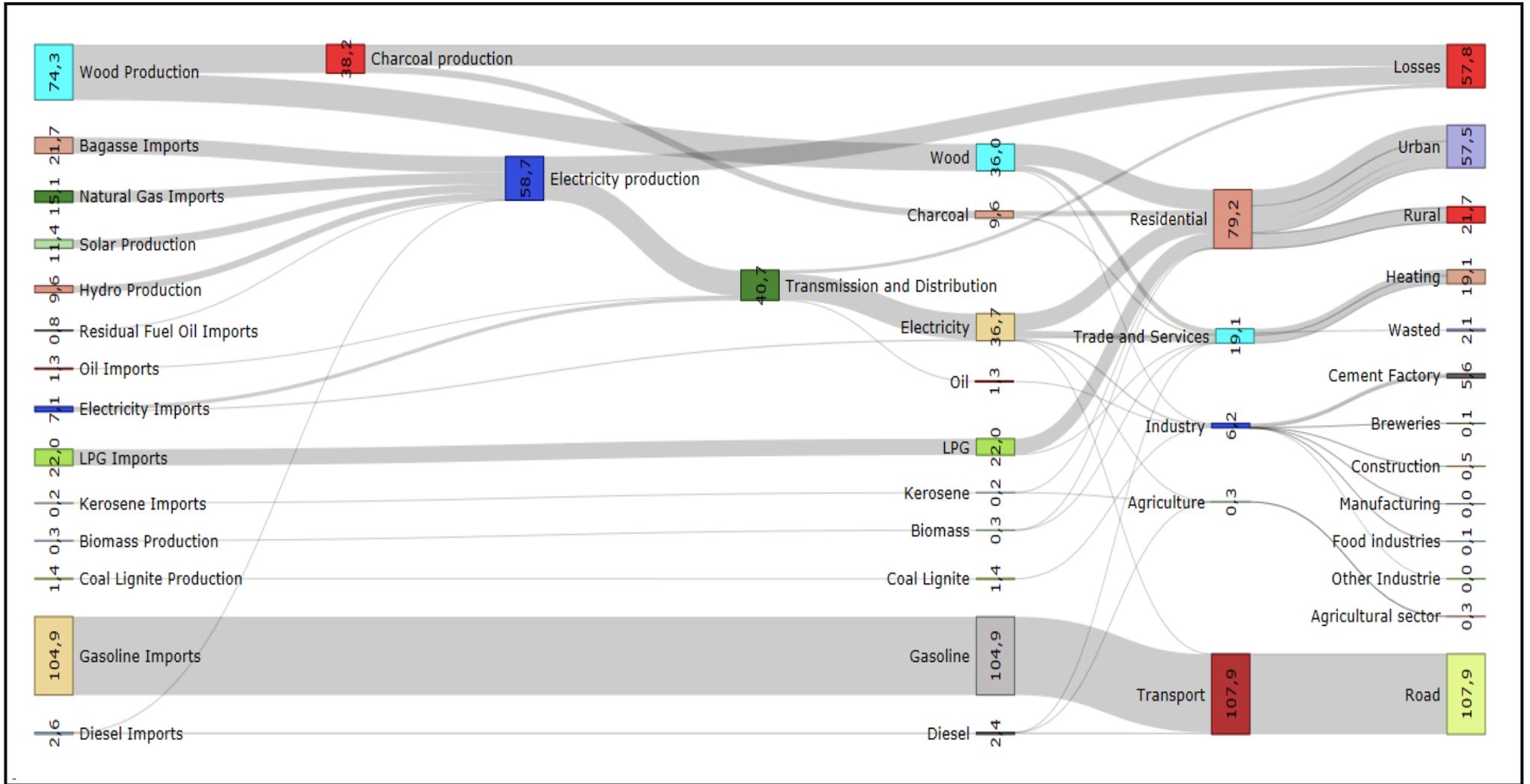


Figura 44: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário MOD)

O aumento da capacidade de fontes renováveis neste cenário impactou na redução de importação de gás natural e de eletricidade. Até 2050, foi estimada que o Benim gere uma energia equivalente a 29,6 PJ, capaz de satisfazer a demanda de eletricidade nos setores residencial (23,2 PJ), indústria (2,5 PJ), transportes (0,6 PJ), agricultura (0,2 PJ) e uma parcela (38,7%) do setor comercios/serviços estimada a 8 PJ. Isto é, neste cenário MOD, a geração de eletricidade consegue atender 85,5% da demanda total do país (34,6 PJ) considerando todos os cinco setores. Considerando a não disponibilidade de reservas de recursos no país, as necessidades de geração não serão atendidas, o que levará a importação de recursos em termo de eletricidade. Foi observado uma maior procura por eletricidade em todos os setores neste cenário comparado ao cenário REF. Esse aumento da procura de eletricidade em todos os setores deve-se à mudança de combustível/energia. Além disso, a redução das perdas totais do sistema, de 82,7 PJ (cenário REF) para 57,8 PJ (cenário MOD) se deu à melhoria no sistema de T&D, que foram reduzidas de 20,8% para 12% até 2050.

Neste cenário, foi constatado que os produtos como o gás natural, a eletricidade, a gasolina, o querosene, o diesel, o óleo combustível residual, o GLP e o óleo continuarão a ser importados para satisfazer a demanda interna até 2050. Porém, os produtos com maior importação serão a gasolina, o GLP e o óleo enquanto a eletricidade, o gás natural, o querosene, o diesel e o óleo combustível residual terão uma importação reduzida, comparado ao cenário REF. A produção de lenha de 74,3 PJ irá satisfazer a demanda interna de produção de carvão vegetal (38,2 PJ) e a demanda setorial de lenha (ou combustível ou madeira) que é de 36 PJ. Conforme mostrado no diagrama do balanço energético na Figura 45, o aumento da demanda por GLP exigirá a importação de 22 PJ para atender a demanda total interna, sendo 20,9 PJ e 1,1 PJ, respectivamente, nos setores residencial e de comercios/serviços.

Ainda de acordo com o diagrama do balanço energético, uma parcela da procura de energia elétrica será suprida pela importação, que responderá por 7,1 PJ. Quanto a procura por lenha de carvão e por carvão, a energia é suprida totalmente pela produção indígena (1,4 PJ) e pela produção secundária (9,6 PJ), respectivamente, valores estes que são reduzidos ao comparar com os do cenário REF. Nota-se que as necessidades secundárias nacionais neste cenário, foram atendidas a partir de diferentes recursos como por exemplo, o gás natural, a lenha/madeira, GLP e fontes renováveis de energia (hidroelétrica e solar).

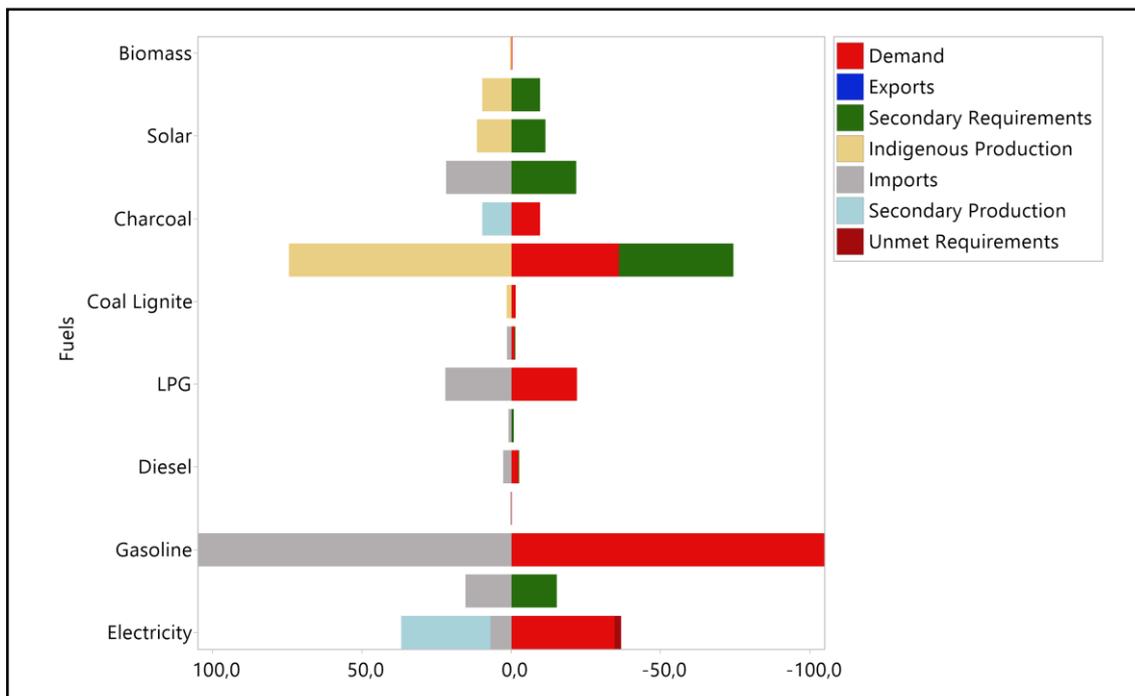


Figura 45: Balanço Energético do Benim em 2020 (Cenário MOD)

Essas necessidades foram atendidas na sua maioria a partir da produção indígena tendo como contribuição, a produção de lenha/madeira (74,3 PJ), a geração de energia elétrica a partir de central hidrelétrica (9,6 PJ) e parque solar (11,4 PJ), enquanto o restante é assumida pela importação de gás natural (15,1 PJ). Foi observado uma taxa de importação reduzida no que diz respeito a eletricidade igual a 7,1 PJ em 2020, seja uma redução de 46,2% da quantidade importada no cenário REF (13,2 PJ), que é certamente devido a capacidade elevada de geração de eletricidade e maior uso de GLP para atender as necessidades básicas da população, principalmente, no setor residencial. Vale ressaltar que nenhum combustível foi exportado para o mercado internacional, uma vez que existem requisitos nacionais para os combustíveis.

4.3. Cenário Otimista (OPT)

Este cenário foi desenvolvido tendo em vista o Benim alcançar uma maior integração de fontes renováveis na matriz elétrica contribuindo para reduzir a pobreza energética e garantir a sustentabilidade energética do país. Os resultados são apresentados a seguir.

4.3.1. Futura demanda de energia por setor (OPT)

A demanda total de energia no cenário OPT foi observada como sendo igual a 318,8 PJ que respondem pela maior demanda energética entre os tres cenários propostos nesta tese. Neste cenário OPT, a procura de energia pelo setor residencial, é de 109,8 PJ em 2050. Destes, os agregados familiares urbanos tiveram a maior quota de procura de energia com 103,7 PJ, enquanto a procura de energia dos agregados familiares rurais foi de 6,1 PJ. Os resultados são mostrados na Figura 46 e no Apêndice E3. A partir dos resultados, pode-se observar que a demanda energética urbana aumentou no cenário OPT quando comparada aos cenários anteriores. O aumento constatado na area urbana é devido a maior consumo de GLP. Contudo, a procura de energia no setor rural foi reduzida ao contrário da situação observada no cenário REF (estes são totalmente discutidos na seção de discussão).

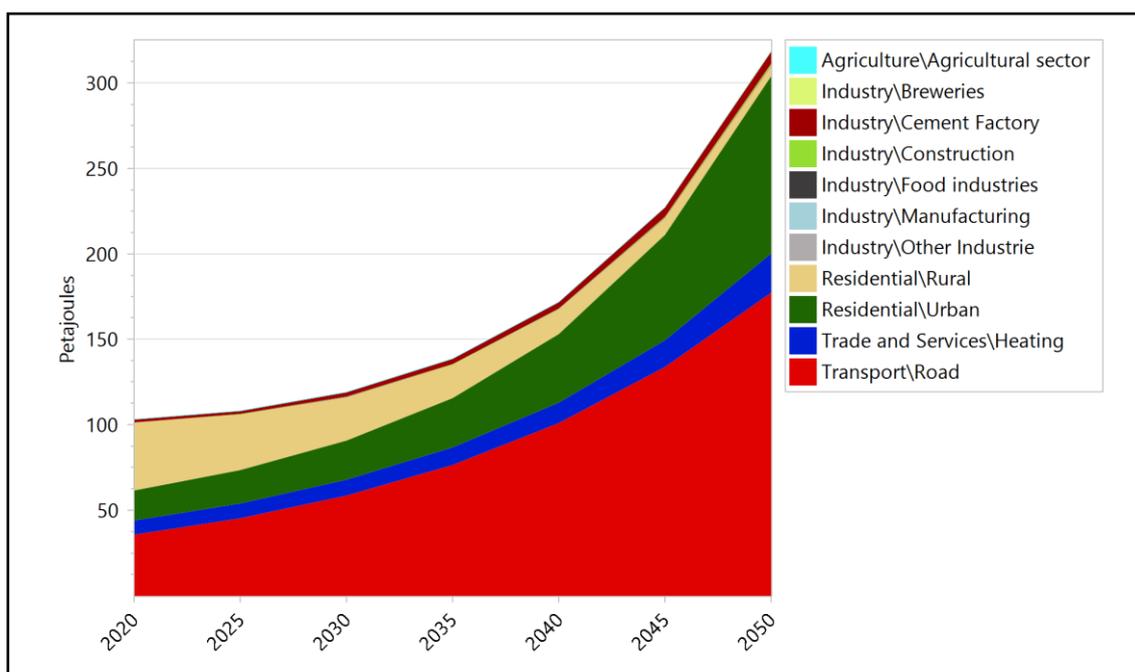


Figura 46: Futura demanda energética no cenário OPT

Prevê-se que a procura de energia no setor industrial cresça para 8,5 PJ até 2050, em comparação com os valores de 2020 de 1,7 PJ. Isto será observado como um aumento em comparação com os cenários REF e MOD. Juntamente com o aumento da procura de energia, a eletricidade que teve a menor procura de combustível no ano base e nos cenários REF e MOD, foi aumentada para 4,3 PJ até 2050. Por outro lado, a procura de carvão diminuiu gradualmente a sua participação no mix de combustível para 1,2 PJ de

seu valor de 1,3 PJ em 2020. Observou-se que a procura por outros combustíveis, como produtos petrolíferos e lenhas/madeiras por exemplo, tinha um valor próximo de 2 PJ e 1,1 PJ, respectivamente. Este cenário pressupõe um aumento na demanda de energia elétrica no setor industrial devido ao crescimento do PIB. Observe-se que mesmo neste cenário de maior crescimento industrial, o setor de transporte ainda predomina, por falta de políticas e estratégias mais sustentáveis para melhoria do setor.

O setor comercial/serviços teve uma demanda crescente de energia de 8,4 PJ em 2020; 14,6 PJ em 2044; 19,2 PJ em 2048 e 22,7 PJ em 2050. Esses valores são iguais à demanda total de energia para os cenários REF e MOD, mas a diferença observada foi na matriz energética. A diferença foi observada no aumento da demanda de eletricidade que foi de 12,9 PJ em 2050 no setor. A procura de energia para o setor agrícola foi a mesma dos cenários anteriores. No setor dos transportes, foi observada um aumento considerável na procura de energia e a demanda total de energia para o setor foi de 177,4 PJ em 2050. A demanda de combustível energética (gasolina e diesel) tanto para transporte particular quanto comercial foi de 174 PJ em 2050. Deve-se levar em consideração que a inclusão de eletricidade de quase 2% para criar opções de combustível no setor de transporte, fez uma grande diferença na matrix energética, que apresentou um maior aumento da demanda de eletricidade, que foi de 0,6 PJ em 2033 para 3,3 PJ em 2050. Vale ressaltar que o valor em 2030 é igual a demanda total de eletricidade para o cenário MOD.

4.3.2. Futura oferta de energia por combustível (OPT)

A oferta de energia por combustível necessária para satisfazer a procura total de energia nos setores analisados no cenário OPT é mostrada na Figura 47 e apresentada no Apêndice F4. A energia total necessitada até 2050 é de 318,8 PJ e o combustível com maior participação ainda nesse cenário foi a gasolina com uma taxa de 54,4% (173,4 PJ) até 2050. Este foi um aumento considerável quando comparado com o cenário MOD (104,9 PJ), e o cenário REF (43,8 PJ). Esse aumento da procura de gasolina é concentrado no setor de transporte, mostrando quanto urgentes medidas rigorosas são necessárias para reduzir a dependência deste combustível neste setor do país, e consequentemente as emissões de GEE.

Observou-se que a eletricidade teve um valor aumentado de 58,1 PJ em 2050 contra 3,2 PJ em 2020, sendo o terceiro combustível com maior oferta (após o GLP) e

isso se deve ao aumento da população e da elevada taxa da urbanização. Com um crescimento de 10,2% no período de 2020-2050, a demanda da eletricidade representa 18,22% da demanda total neste cenário, contra 9,95% no cenário REF. A presença de FER reduziu a forte produção de lenhas/madeiras, garantindo a redução da sua oferta para 7,6 PJ em 2050, ante seu valor de 2020 de 56,8 PJ, sendo um ponto positivo desse cenário que vale destacar.

A oferta de querosene no cenário OPT foi de $43,7 \cdot 10^3$ GJ em 2050, e este foi observado como o menor valor quando comparado aos cenários anteriores. A oferta de diesel diminuiu de 2020 (4,4 PJ) a 2050 (0,6 PJ). À medida que a procura de GLP crescia devido à seu maior uso no setor doméstico e no setor de comercios/serviços, também a sua taxa de oferta aumentou para cerca de 72 PJ em 2050, triplicando o valor da sua oferta no cenário MOD. A oferta de biomassa aumentou lentamente de 0,1 PJ em 2020 para 0,2 PJ em 2050, porém, reduzida quando comparado com a sua oferta nos cenários MOD (0,3 PJ) e REF 2040 (0,5 PJ).

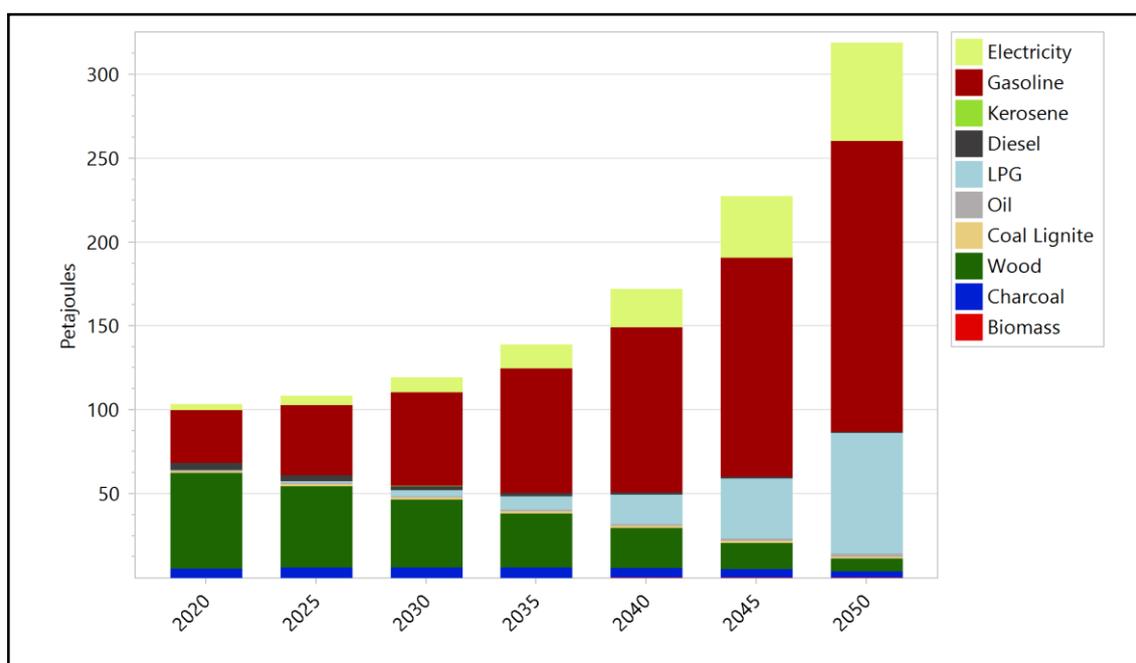


Figura 47: Futura oferta de energia por combustível no cenário OPT

4.3.3. Fornecimento futuro de eletricidade (OPT)

Considerando o avanço para um crescimento verde no Benim, o cenário OPT apresentou uma maior percentagem de energias renováveis na matriz elétrica. Com uma capacidade total instalada de 5498 MW, a geração de eletricidade até 2050 foi de 16.818,1

GWh. No conjunto, as novas centrais hidrelétricas geraram cerca de 2324,8 GWh, a partir da sua capacidade instalada de 750 MW em 2050, o que representa quase 13,82% da geração total na rede. A capacidade instalada das centrais hidrelétricas existentes e das centrais solares existentes para produção de eletricidade permaneceram a mesma em todos os cenários, gerando 56,7 GWh e 45,2 GWh, respectivamente, em 2050.

O cenário OPT pressupõe a entrada de uma nova central térmica de capacidade 273 MW alimentada a gas natural para produção de eletricidade na rede, considerando também a produção a partir das centrais existentes (térmica, autoprodutores, solar e hydro) e a adição de nova central hidrelétrica e parque solar, cuja configuração das capacidades a serem instaladas foram apresentadas na Tabela 17 do capítulo anterior. No entanto, para melhorar o fornecimento da energia elétrica, foi adicionada uma central de biomassa cuja produção foi estimada a 2293,8 GWh. A nova central solar instalada para geração de eletricidade na rede, produziu aproximadamente 10.849 GWh de eletricidade. A elevada participação de energia solar traz consigo desafios específicos que precisam ser levados em consideração para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema. Entre esses desafios, tem-se:

- **A intermitência e a variabilidade:** A geração solar é altamente dependente das condições climáticas, como a luz solar direta. Isso leva à intermitência na produção de energia, com variações ao longo do dia e flutuações de curto prazo devido a nuvens, chuva e outros fatores meteorológicos. Essa variabilidade pode tornar desafiador manter o equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade.
- **Desafios de integração na rede elétrica:** A integração de grandes quantidades de energia solar na rede elétrica pode criar desafios de estabilidade. A rápida variação na geração solar pode exigir ajustes rápidos na produção de outras fontes de energia para manter a estabilidade do sistema. Isso pode aumentar a complexidade da gestão da rede elétrica.
- **Gestão da carga e planejamento:** A gestão da carga torna-se mais desafiadora com a introdução de uma quantidade significativa de energia solar. É necessário um planejamento cuidadoso para equilibrar a geração solar com as flutuações na demanda, levando em consideração fatores sazonais e diários.
- **Impactos na estabilidade de tensão e frequência:** A introdução maciça de geração solar pode afetar a estabilidade da tensão e da frequência na rede elétrica.

São necessárias medidas de controle avançadas para lidar com essas flutuações e manter a qualidade da energia entregue aos consumidores.

Em resumo, enquanto a energia solar desempenha um papel crucial na transição para fontes mais limpas, é essencial abordar essas dificuldades para poder garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico em um ambiente com alta participação solar. Os resultados da geração de eletricidade no cenário OPT são mostrados na Figura 48 e apresentados no Apêndice G3.

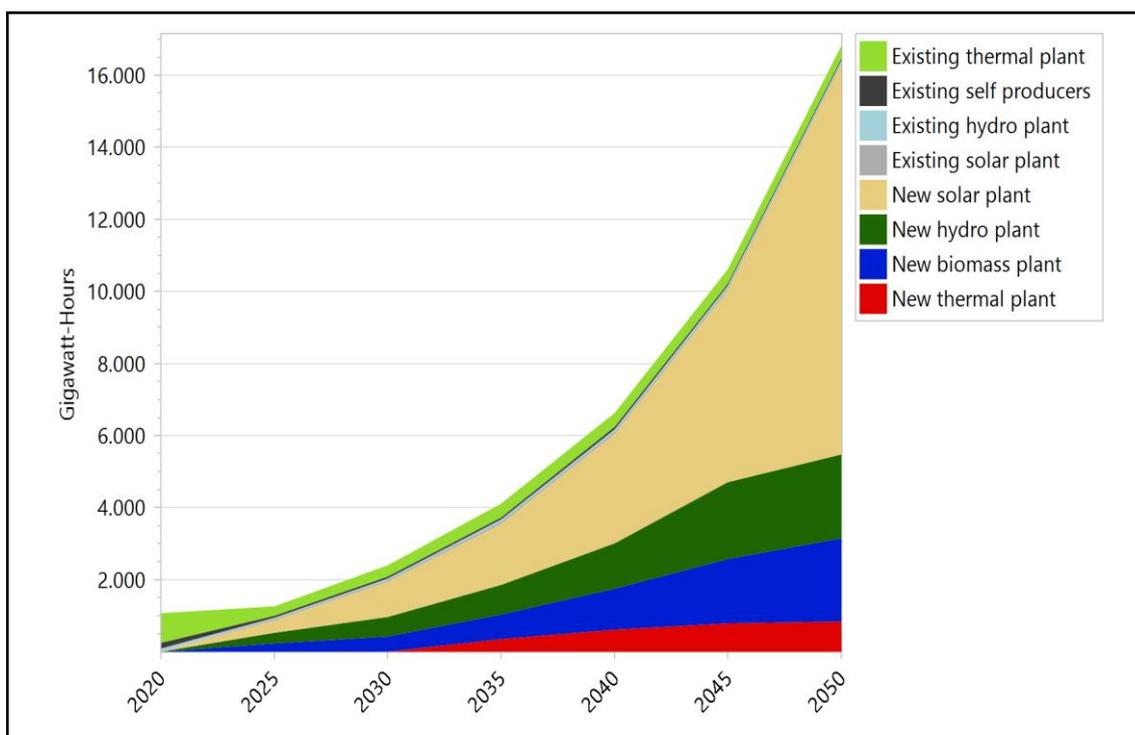


Figura 48: Fornecimento futuro de eletricidade no cenário OPT

A geração total de eletricidade na rede a partir de sistemas solares fotovoltaicos (existente e nova) será de até 10.894,4 GWh, enquanto a produção de eletricidade na rede será de 2381,5 GWh até 2050, a partir das centrais hidrelétricas (existente e nova). Observa-se que a capacidade de geração neste cenário é a maior capacidade instalada quando comparada aos cenários anteriores e que a grande participação das fontes renováveis (solar e hidroelétrica) no cenário OPT vem principalmente das usinas solares com uma parcela das centrais hidroelétricas.

4.3.4. Emissão de GEE (OPT)

Considerando o fato de o cenário OPT dar muita ênfase à expansão das energias renováveis, a fim de alcançar um crescimento verde, espera-se uma emissão de GEE reduzida a partir deste cenário no setor de transformação/geração, comparado aos valores obtidos nos cenários anteriores. Assim sendo, a emissão total de GEE neste cenário foi estimada a 18,4 MTMDCE em 2050. Deste total, a parte da demanda energética foi responsável por emitir quase a totalidade das emissões, cerca de 17,7 MTMDCE em 2050, (Apêndice I3) e esta é de longe a mais baixa entre os três cenários, com a predominância das emissões do setor de transportes que representa 68,4%. O resultado é mostrado na Figura 49. A emissão de GEE das residências foi de 4,9 MTMDCE, o que representa um aumento em relação ao cenário MOD (1,9 MTMDCE), e REF (1,06 MTMDCE). Apesar da mudança de combustível no setor da indústria, percebe-se um aumento de emissão dos GEE no setor, atingindo 0,3 MTMDCE até 2050. O setor comercial/serviços registrou também um aumento de aproximadamente 0,4 MTMDCE até 2050, seja o dobro do valor no cenário MOD, enquanto o setor dos transportes teve um aumento de emissões de GEE de cerca de 12,1 MTMDCE.

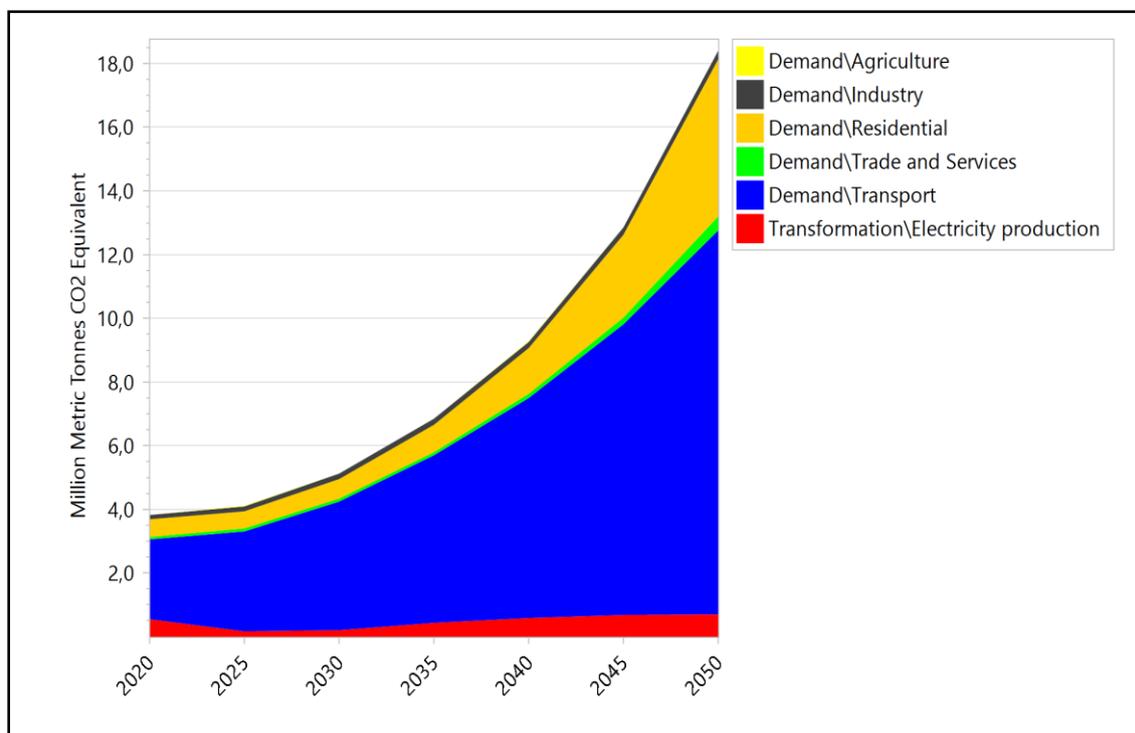


Figura 49: Emissão de GEE provenientes da demanda e da geração de eletricidade no cenário OPT

O resultado da emissão de GEE durante a geração de eletricidade no cenário OPT é mostrado também na Figura 49 e apresentado no Apêndice I6. As centrais de geração presentes no cenário OPT emitiram o total de 0,7 MTMDCE em 2050, a partir da sua taxa de emissão de 0,6 MTMDCE em 2020. Grande parte destas emissões foi proveniente das centrais térmicas (existente e nova), totalizando uma taxa de emissão de 0,6 MTMDCE. Note-se uma redução das emissões de GEE (de 0,4 para 0,2 MTMDCE) a partir da central térmica existente no período de 2020-2050, valor este foi menor comparado com o de cenário REF (0,34 MTMDCE). Enquanto isso, observe-se o cenário contrário no que diz respeito às emissões da nova central térmica, que passaram de 0,2 para 0,4 MTMDCE, sendo a menor entre todos os cenários desenvolvidos. O restante das emissões foi emitida pela central de biomassa (0,032 MTMDCE) e dos autoprodutores (0,042 MTMDCE), sendo menores comparado com os valores do cenário MOD. Em suma, as emissões totais durante o processo de geração de eletricidade no cenário OPT foram bastante reduzidas, comparada com os cenários REF e MOD, cujas taxas foram de 1,6 MTMDCE e 1,1 MTMDCE, respectivamente, em 2050. A diminuição das emissões de GEE na parte de geração é devido à pouca capacidade térmica disponível neste cenário, compensado pela maior presença de fontes renováveis. Apesar da redução constatada, vale ressaltar que as emissões da central de biomassa cresceram um pouco neste cenário desenvolvido, passando de $5,9 \cdot 10^{-3}$ MTMDCE em 2030 para $32,4 \cdot 10^{-3}$ MTMDCE em 2050.

4.3.5. Balanço energético (OPT)

O balanço energético do Benim em 2050 no cenário OPT apresenta um caso em que a presença de energias renováveis na matriz energética tem um valor acrescido quando comparado com os cenários anteriores. O fornecimento total de energia primária para este cenário foi de 340,5 PJ em 2050 e isto foi maior ao cenário REF e MOD. A geração de energia elétrica na unidade de energia foi de 60,5 PJ, e esta teve uma perda de 2,4 PJ durante o processo de T&D. Desta forma, o total de energia elétrica transmitida para atender a demanda setorial de energia elétrica foi de 58,1 PJ. O setor de demanda inclui: o residencial com demanda de eletricidade de 37,3 PJ; indústria com uma demanda de eletricidade de 4,3 PJ; transportes com demanda de 3,3 PJ; o setor comercial/serviços com demanda de eletricidade de 12,9 PJ e, por fim o setor agrícola com 0,3 PJ de demanda. Percebe-se que neste cenário, a oferta de eletricidade atendeu toda a demanda

do país em termo de eletricidade em 2050. Mas como o país precisa ter uma reserva em caso de necessidades, o programa LEAP admitiu a importação de 2,1 PJ de eletricidade.

A gasolina que tem uma procura aumentada no setor dos transportes devido ao aumento da quota de veículos e motos a gasolina, verá a importação aumentada de até 173,4 PJ do produto do exterior. A mesma situação é observada para o diesel com um valor de importação de 0,7 PJ para satisfazer a procura interna no setor dos transportes de 0,6 PJ, enquanto 0,1 PJ serão compartilhados entre os setores de comercios/serviços e de agrícola. A demanda de energia do setor residencial por GLP no cenário OPT foi de 66,7 PJ, enquanto seu uso no setor de comercios/serviços exigiu 5,3 PJ, o que representou um aumento significativa quando comparado ao cenário anterior. Isso levou ao aumento da importação de 72 PJ do exterior para atender a demanda nacional de GLP. Observe-se que a demanda energética por lenha e carvão no setor residencial foi de 3,8 PJ e 1,9 PJ, respectivamente, enquanto o consumo desses combustíveis no setor comercial/serviços foi de 2,7 PJ e 1,7 PJ, respectivamente. Essas demandas são menores a quota exigida no cenário MOD, o que representa uma melhoria. No entanto, o setor industrial exigirá 1,1 PJ de lenha/madeira para a sua utilização energética.

Nas energias renováveis, a energia hidrelétrica de cerca de 8,6 PJ será usada para geração de energia em turbinas em 2050. Os sistemas solares fotovoltaicos utilizarão as radiações solares para o fornecimento de eletricidade (39,2 PJ). Ressalta-se que a implementação em larga escala de energia solar no sistema energético apresenta várias vantagens incluindo a redução das emissões de GEE e a diversificação da matriz energética, mas também enfrenta desafios. A seguir alguns obstáculos comuns:

- **O investimento inicial:** pode ser significativo além de representar um obstáculo para a implementação em grande escala, especialmente em países ou regiões com recursos financeiros limitados.
- **A integração de sistemas solares na rede elétrica existente:** pode ser complexa, especialmente em sistemas elétricos mais antigos que podem não ter sido projetados para acomodar uma quantidade significativa de energia renovável.
- **Regulamentações e políticas energéticas:** muitas vezes precisam ser adaptadas para acomodar a crescente participação da energia solar. A falta de políticas claras e favoráveis pode atrasar a adoção em grande escala.

O balanço energético para 2050 no cenário OPT é mostrado na Figura 50 e apresentado no Apêndice J4.

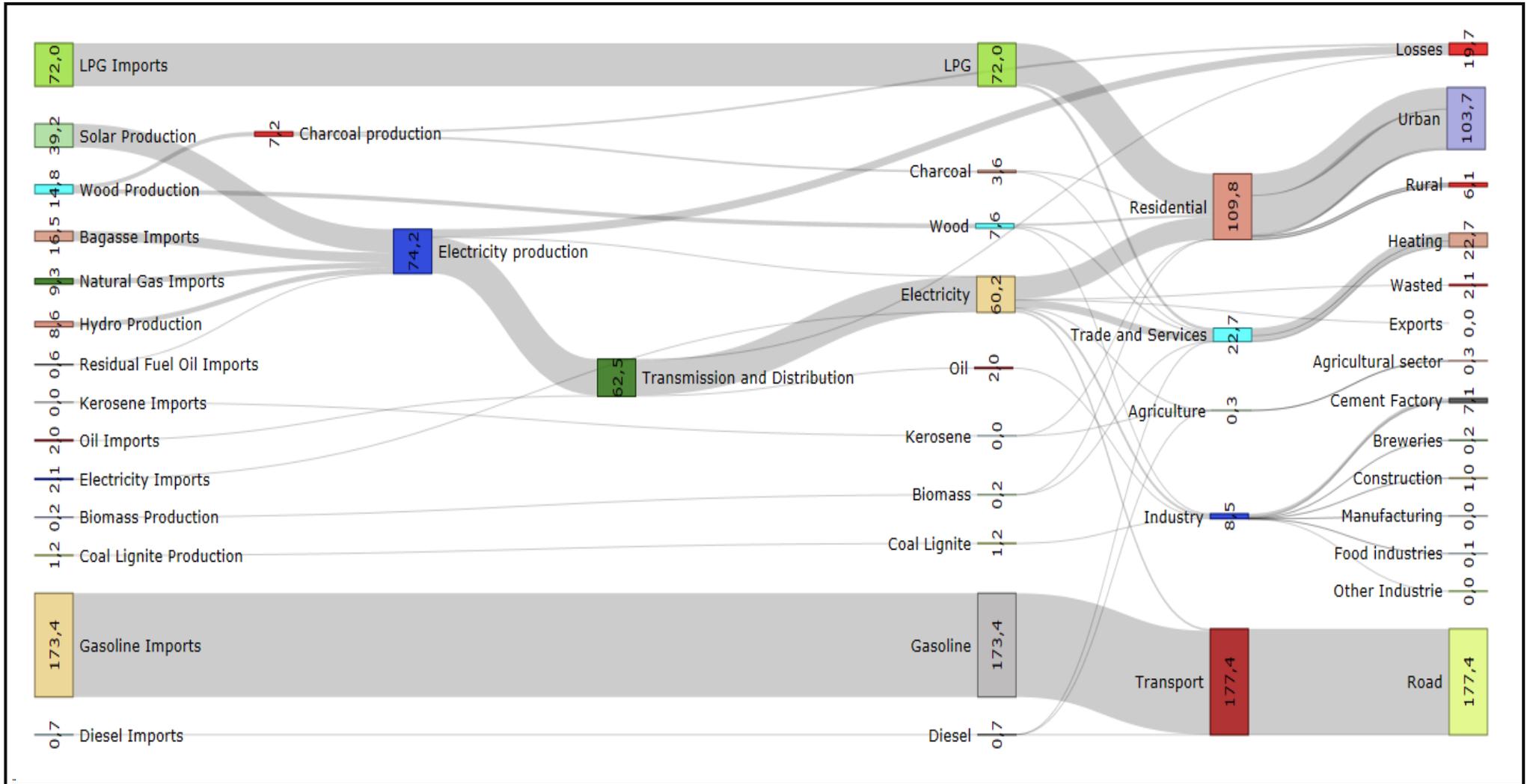


Figura 50: Diagrama de Sankey do Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário OPT)

Foi observado que neste cenário, os produtos com maior importação serão a gasolina, o GLP e o óleo combustível enquanto a eletricidade, o querosene e o diesel terao uma importação reduzida, comparado ao cenário REF. Conforme mostrado no diagrama do balanço energético na Figura 51, a demanda de energia elétrica (58,1 PJ) será suprida totalmente pela produção secundária enquanto uma parcela (2,1 PJ) será importada dos países vizinhos para atender as necessidades imprevistas no país. Nota-se que essa quota de eletricidade importada é a menor entre todos os cenários desenvolvidos, sendo menos de um terço da importação no cenário MOD em 2050. Tal redução na importação de energia elétrica é devido a maior produção de eletricidade a partir das fontes renováveis instaladas no país.

Quanto a procura por linhite de carvão e por carvão, a energia é suprida totalmente pela produção indígena e pela produção secundária, respectivamente, com valores reduzidos quando comparado com os cenários anteriores. Uma particularidade do cenário OPT é a redução das necessidades secundárias nacionais ao comparar com o cenário MOD, porém, a semelhança entre eles (OPT e MOD) é a disponibilidade da produção indígena para atender as necessidades secundárias. Novamente, percebe-se que nenhum combustível foi exportado para o mercado internacional. Em soma, do total da oferta de energia primária de 340,5 PJ no cenário OPT, 19,7 PJ foram perdidas durante o processo de transformação, enquanto 318,8 PJ foram utilizados no setor de demanda.

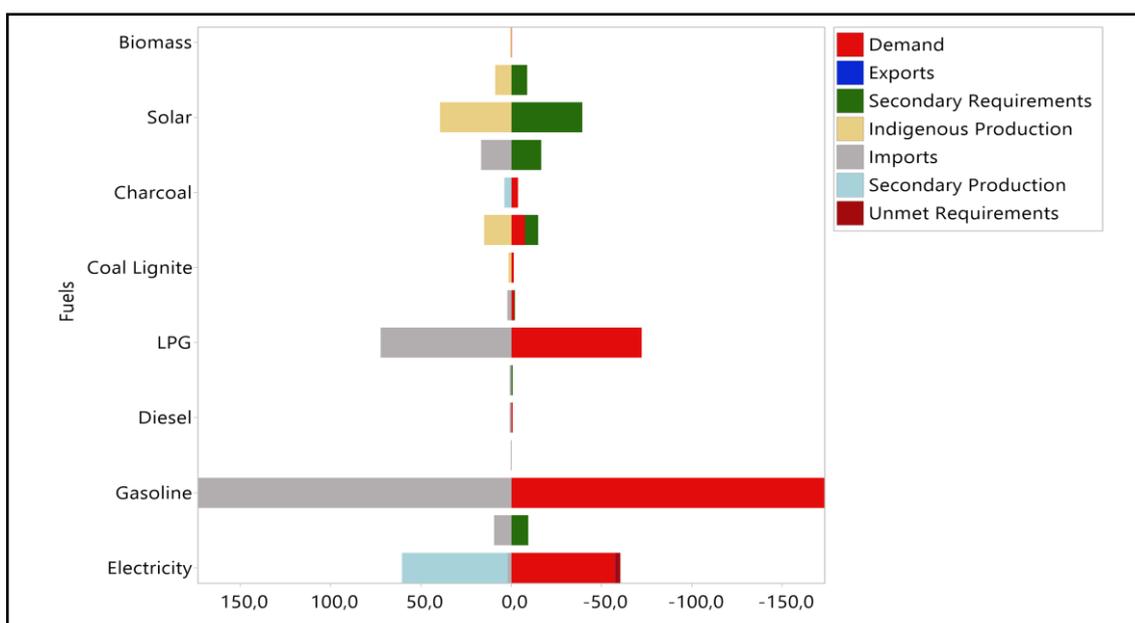


Figura 51: Balanço Energético do Benim em 2050 (Cenário OPT)

4.4. Análise comparativa e discussão

Esta seção discute os cenários a partir de uma perspectiva baseada em políticas, a fim de explorar plenamente os efeitos das políticas estratégicas implementadas em cada cenário, ao mesmo tempo que os inter-relaciona. Em outras palavras, esta seção examina o impacto das políticas no mix de fornecimento de energia, na procura de energia, no mix de fornecimento de eletricidade e nas emissões de GEE nos cenários desenvolvidos e nos requisitos de recursos primários.

4.4.1. Atendendo à demanda de energia com a oferta

As políticas e estratégias energéticas desenvolvidas em cada cenário visam equilibrar a procura de energia com a oferta disponível. Mas antes do fornecimento de energia aos setores da demanda, devem ser tomadas medidas ou estratégias para garantir que a energia seja utilizada de forma eficiente. Seguindo o cenário REF, a demanda de energia no setor residencial deverá aumentar para 94 PJ em relação ao valor do ano base de 57,3 PJ. Contudo, políticas de eficiência energética como a introdução moderada de GLP e a redução de lenha e carvão no cenário MOD contribuíram para a redução das intensidades energéticas para 79,2 PJ. Isto significa que foi alcançada uma economia de energia de 14,8 PJ apenas através desta estratégia política, comparado ao cenário REF.

Porém, com medidas mais agressivas tomadas no cenário OPT, não foi provado que, com as estratégias de eficiência energética implementadas, mais energia poderia ser economizada no setor residencial do Benim. Isto é, o cenário OPT garantiu uma maior redução da participação de combustíveis como querosene, lenha e carvão, aumentando a quota dos combustíveis GLP e eletricidade para cozinha. Apesar deste aumento na política de eficiência energética, observou-se um aumento de energia para 109,8 PJ no cenário OPT. Esse aumento da demanda energética no setor residencial pode estar devido a alguns fatores importantes que não foram considerados no estudo como por exemplo, a introdução de lâmpadas LED para iluminação e a substituição dos aparelhos ineficientes por outras unidades eficientes, no cenário OPT, o que faria muita diferença.

A mesma política foi aplicada ao setor comercial/serviços que teve suas demandas energéticas aumentadas de acordo com os cenários alternativos. Ao todo, o aumento de energia para o setor industrial nos cenários alternativos foi de 4,5 PJ (MOD) e de 8,1 PJ (OPT), respectivamente, enquanto a mudança no mix energético do setor também

garantiu que o fornecimento de energia fosse suficiente para reduzir a dependência de uma fonte de combustível. O setor agrícola não foi afetado pelas mudanças políticas devido à falta de mecanização associada aos agricultores beninenses nas últimas duas décadas. Entretanto, o setor dos transportes com maior uso intensivo de energia tem potencial de redução de energia mais promissor através das intervenções políticas sob a forma de eficiência energética, mudança de combustível (eletricidade) e atualização/mudança de tecnologia. A demanda total de energia nos tres cenários no periodo de 2020 a 2050 é mostrada na Figura 52.

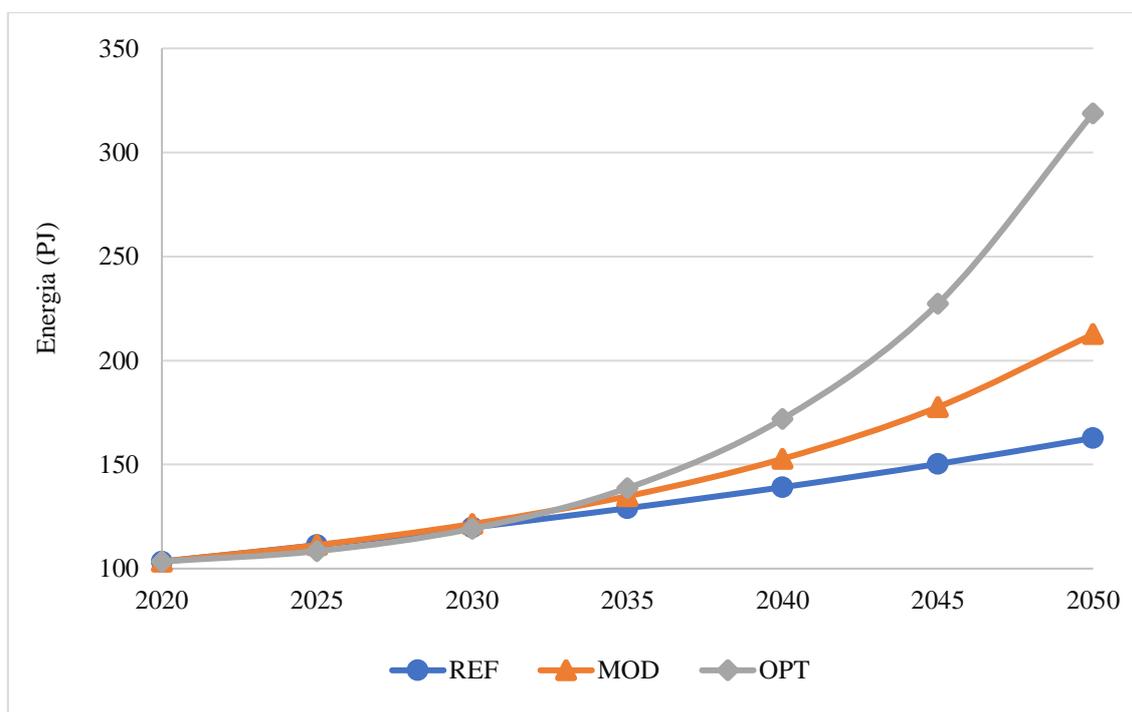


Figura 52: Evolução da demanda de energia por cenário no período de 2020-2050

A partir do cenário REF, em que a demanda de energia aumentou para 50,2 PJ em 2050, o impacto da estratégia empregada, como a oferta de opções de combustível, teve um impacto significativo no aumento de energia no setor dos transportes. A introdução de eletricidade para motocicletas e veículos no cenário MOD na verdade aumentou a demanda de energia, e isso é resultado da adição de mais uma opção de combustível e do aumento da renda. O cenário MOD mudou através da inclusão de eletricidade no setor dos transportes.

Observou-se um impacto político bem mais sucedido no setor dos transportes no cenário OPT. Isto foi possível através da inclusão de mais políticas que incluem uma melhor economia de combustível para todos os veículos e automóveis, isto é, a maior

introdução de eletricidade no mix de transportes. O diesel foi reduzido para 0,6 PJ e, a procura de energia a partir deste combustível devido às políticas mencionadas resultou numa economia energética de cerca de 3,6 PJ para todos os meios de transportes do setor dos transportes no cenário OPT até 2050. A mesma situação ocorreu no setor da indústria que registrou um aumento da sua demanda em todos os cenários e foi observado que o combustível com maior demanda foi a eletricidade. No caso do setor da indústria, o carvão foi reduzido para 1,2 PJ no cenário OPT, sendo a maior redução entre todos os cenários, com uma economia de 0,1 PJ até 2050.

Uma vez que foi discutida a redução da demanda de energia entre os cenários alternativos, o lado da oferta de energia será o próximo foco. Para satisfazer a demanda de eletricidade nos quatro setores (ou seja, residencial, indústria, comércio/serviços e agrícola), foram fornecidos cerca de 16,2 PJ de eletricidade no cenário de referência. No entanto, os cenários alternativos provaram que o fornecimento de eletricidade no Benim poderia ser aumentado se fossem implementadas políticas e estratégias adequadas de eficiência energética do lado da demanda. A oferta de carvão para o cenário REF era de 11,3 em 2050, e foi reduzida à medida que a demanda pelo produto caiu no cenário MOD (9,6 PJ). No entanto, com o aumento do uso de GLP no setor residencial e no setor de comércio/serviços, a oferta para os domicílios aumentou para 4,3 PJ, enquanto os comércio/serviços receberam apenas 0,1 PJ em 2050, no cenário REF.

Para visualizar o equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, cujos dados são disponíveis nos Apêndices E e F, a Figura 53 é apresentada para mostrar como os vários cenários de demanda de energia atendem à oferta. A oferta de energia mostrada na Figura 53 cobre todos os combustíveis necessários para satisfazer a procura de energia dos cinco setores. Conforme observado, sempre que a demanda em um cenário aumenta ou diminui, o mesmo acontece com a oferta de combustíveis energéticos. Na tentativa de compreendê-los, uma observação atenta de alguns combustíveis como a lenha, querosene e diesel, por exemplo, teve uma oferta de 77,3 PJ; 0,3 PJ e 6,5 PJ, respectivamente, no cenário REF em 2050. No entanto, foi reduzida nos cenários alternativos onde a procura do combustível foi insuficiente devido ao impacto das políticas de eficiência energética e das opções de mudança de combustível nos setores.

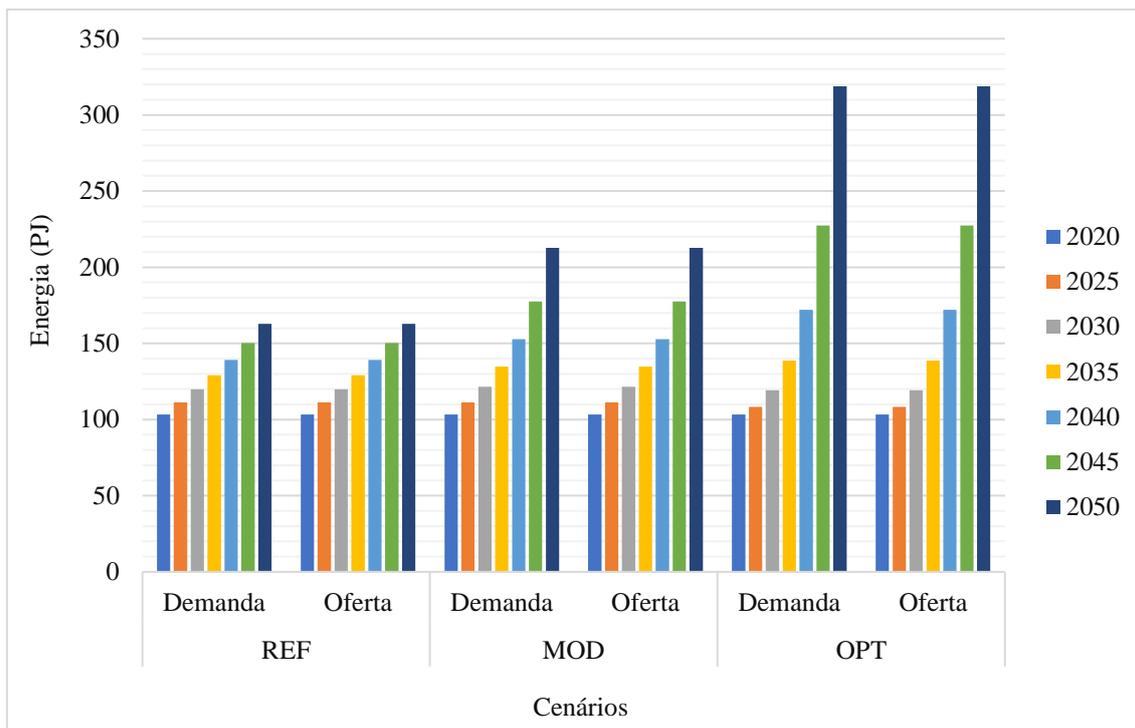


Figura 53: Evolução da demanda e oferta de energia por cenário no período de 2020-2050

A oferta de GLP no cenário REF foi de apenas 4,4 PJ devido ao baixo procura do combustível no setor residencial. Mas nos cenários alternativos, como o cenário MOD e OPT, a oferta aumentou devido à redução dos combustíveis como lenha e carvão e à sua maior utilização no setor doméstico. O mesmo cenário foi observado na demanda de eletricidade, que subiu nos cenários alternativos. A oferta de linhite de carvão, que era de 1,3 PJ em 2020 (ano base), teve aumento de oferta no cenário REF (1,6 PJ) devido ao aumento da demanda no setor da indústria. Mas isto foi reduzido nos cenários MOD (1,4 PJ) e OPT (1,2 PJ) devido à introdução e aumento da participação de eletricidade no setor da indústria.

4.4.2. Combinando a oferta de eletricidade com a demanda

Combinar o fornecimento de eletricidade do Benim com a demanda tem sido uma tarefa difícil, devido aos desafios no setor da produção de energia elétrica. Estes desafios incluem, entre outros, o planejamento inadequado da construção de centrais elétricas e da expansão da capacidade (LIGAN et al., 2023). Contudo, para combinar o fornecimento de eletricidade com a demanda no futuro, é necessário conhecimento adequado para compreender a crescente procura de eletricidade, por um lado, e a capacidade de produção adequada necessária para fornecer eletricidade, por outro (Emodi, 2017).

Para isso, foi realizada uma comparação entre os tres cenários desenvolvidos para observar a demanda e a oferta de eletricidade em cada cenário e isso é mostrado na Figura 54 e apresentado nos Apêndices H1 e H2.

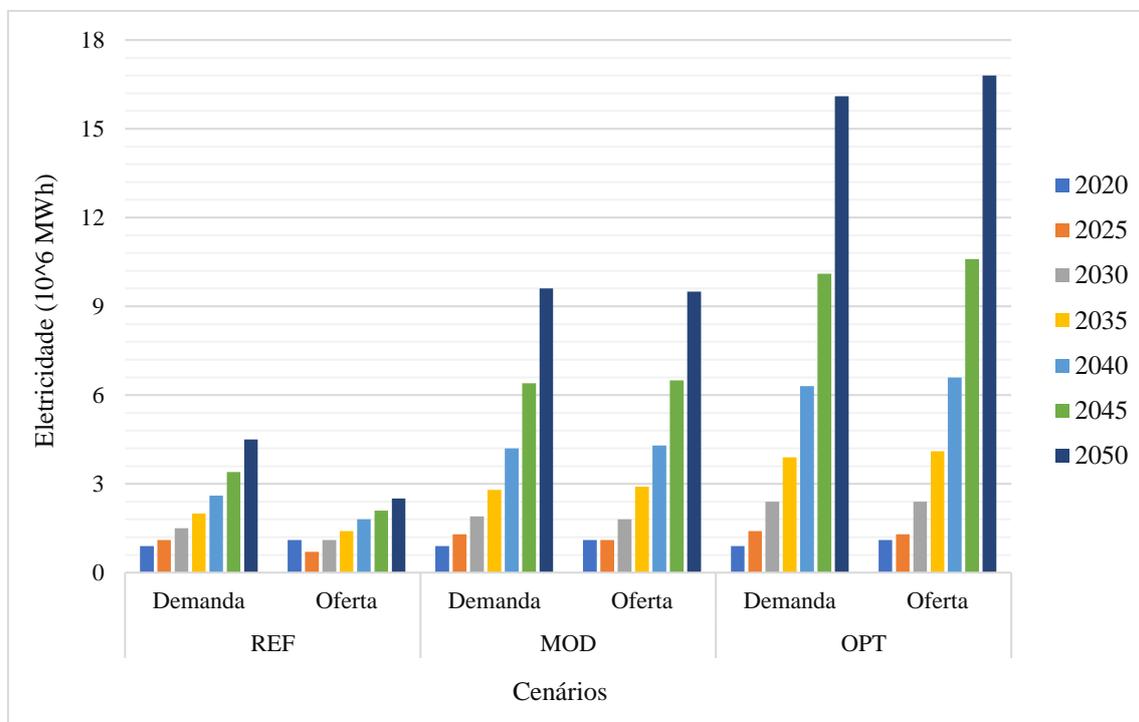


Figura 54: Evolução da demanda e oferta de eletricidade por cenário no período de 2020-2050

Na Figura 54, observa-se que a procura de eletricidade no cenário REF aumentará de $0,9 \cdot 10^6$ MWh no ano base (ano de 2020), para $4,5 \cdot 10^6$ MWh até 2050. Esta procura será correspondida com o fornecimento de $2,5 \cdot 10^6$ MWh provenientes da geração de eletricidade em 2050. Observe-se que o fornecimento de eletricidade é inferior à demanda no cenário REF, atendendo apenas 55,5% da demanda total em eletricidade do país em 2050. Deve-se notar que as centrais térmicas propostas neste cenário contarão como centrais mais ineficientes, que também são conhecidas pelas suas elevadas emissões. Do lado da demanda, não existem políticas neste cenário, isto é, a mudança de combustível estava ausente em todos os setores, a fim de garantir a utilização máxima das formas de energia.

Passando para o cenário MOD, percebe-se que a demanda de eletricidade cresceu em comparação com o cenário REF, atingindo $9,6 \cdot 10^6$ MWh em 2050. Isto foi atribuído não só ao aumento do rendimento das famílias, mas também ao aumento da dependência da eletricidade como forma de energia preferida nos setores industrial e comercial. No

entanto, o fornecimento de eletricidade ($9,5.10^6$ MWh) ainda foi inferior à demanda, correspondendo a 98% da demanda total de eletricidade do país em 2050. Percebe-se que apesar do aumento da oferta, a demanda local não foi atendida a 100% neste cenário. Logo há um deficit que será compensado pela importação de eletricidade neste cenário, que por sua vez será reduzida comparado ao REF, em 2050.

O cenário OPT, que se centra no aumento da utilização de energias renováveis para a produção de eletricidade no lado da oferta, teve o maior aumento da demanda de eletricidade em comparação com os cenários REF e MOD, para $16,1.10^6$ MWh em 2050. Isto será acompanhado pelo fornecimento de eletricidade majoritariamente por fontes renováveis (solar e hidroelétrica) de energia e de baixo carbono para produzir cerca de $13,3.10^6$ MWh até ao final de 2050. Conforme explicado anteriormente no Capítulo 3 e na secção dos Resultados deste capítulo, o fornecimento de eletricidade na rede provirá principalmente de fontes de energia renováveis, com uma pequena contribuição das centrais térmicas existente e nova além dos autoprodutores e da central da biomassa para completar a produção de eletricidade a partir das fontes de energias renováveis. Observe-se que neste cenário, o fornecimento de eletricidade é um pouco maior à demanda, atendendo 100% da demanda nacional em termo de eletricidade, o que conseqüentemente resulta na ausência de importação de eletricidade. A Figura 55 apresenta o déficit de eletricidade em cada cenário no período de estudo.

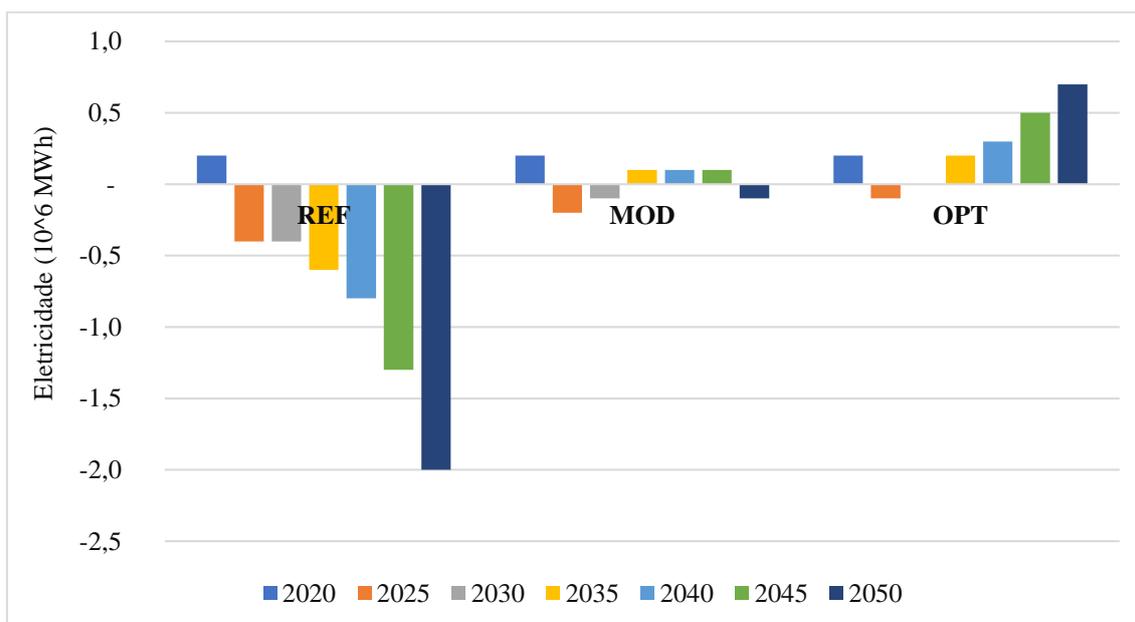


Figura 55: Variação do déficit de eletricidade por cenário no período de 2020-2050

Analisando a Figura 55, nota-se que o cenário REF apresenta maior déficit de eletricidade, resultando na maior importação de eletricidade dos países vizinhos a fim de atender a demanda local, de 2025 até 2050. No cenário MOD, as importações foram reduzidas devido ao aumento da oferta de eletricidade a partir das centrais nacionais. Porém, observa-se um déficit de eletricidade em 2025, 2030 e 2050, respectivamente, resultando na importação deste combustível. A importação constatada nesses anos é devido certamente ao aumento do consumo no setor residencial que está diretamente relacionado ao aumento populacional. Já no cenário OPT, percebe-se que a partir do ano de 2030, o déficit será zerado, isto é, sem importação de combustível e o país conseguirá atender a demanda nacional de eletricidade nas próximas décadas, apesar do aumento populacional. Em soma, as importações de eletricidade seriam da ordem de 13,2 PJ, 7,1 PJ e 2,1 PJ, respectivamente, nos cenários REF, MOD e OPT em 2050, cuja relação com a demanda está apresentada na Figura 56. Portanto, se o governo não implementar políticas energéticas com base no aproveitamento das FER disponíveis no território beninense, esperará um maior gasto com a importação de eletricidade nas próximas décadas. Os cenários alternativos (MOD e OPT) desenvolvidos nesta tese comprovaram que, com maior participação de FER na matriz elétrica do Benim, o país poderá reduzir seu déficit energético além de garantir o acesso a eletricidade a 100% da população até 2050, como almeja o governo atual.

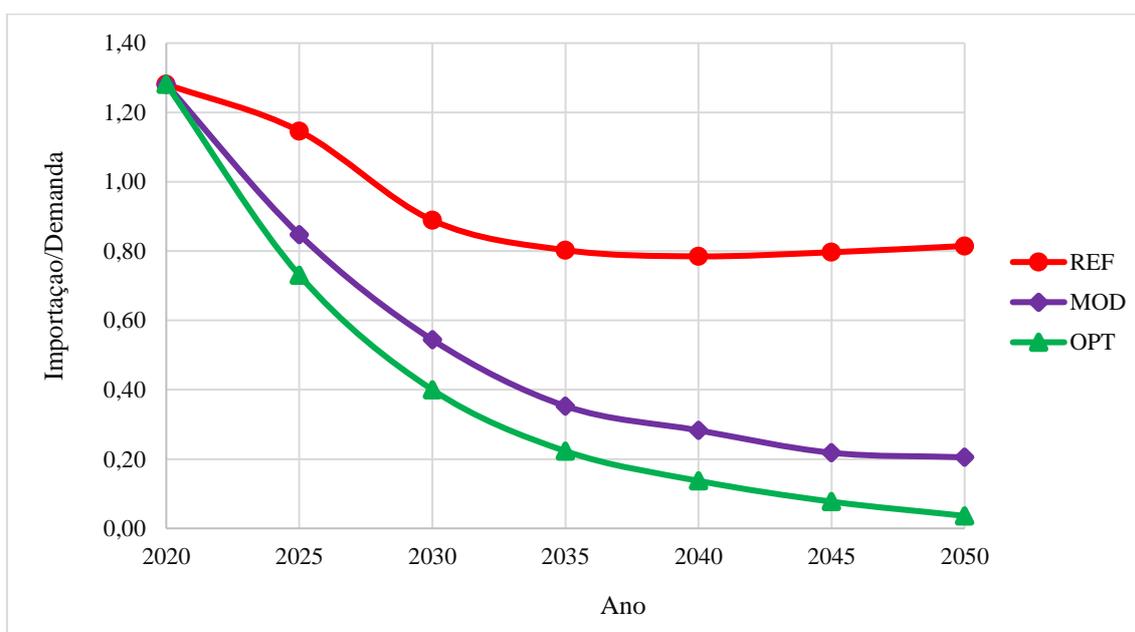


Figura 56: Relação entre a importação e a demanda de eletricidade por cenário entre 2020 e 2050

4.4.3. Requisitos de recursos primários

Em geral, espera-se que a necessidade de recursos primários aumente à medida que cada cenário muda a sua forma de consumo de energia e de eletricidade. Isto é evidente conforme mostrado na Figura 57 e apresentado no Apêndice H3, que mostra o valor das necessidades de recursos primários (lenha, GN, hidrica, solar, biomass, bagaço e linhite de carvão) para cada cenário de 2020-2050.

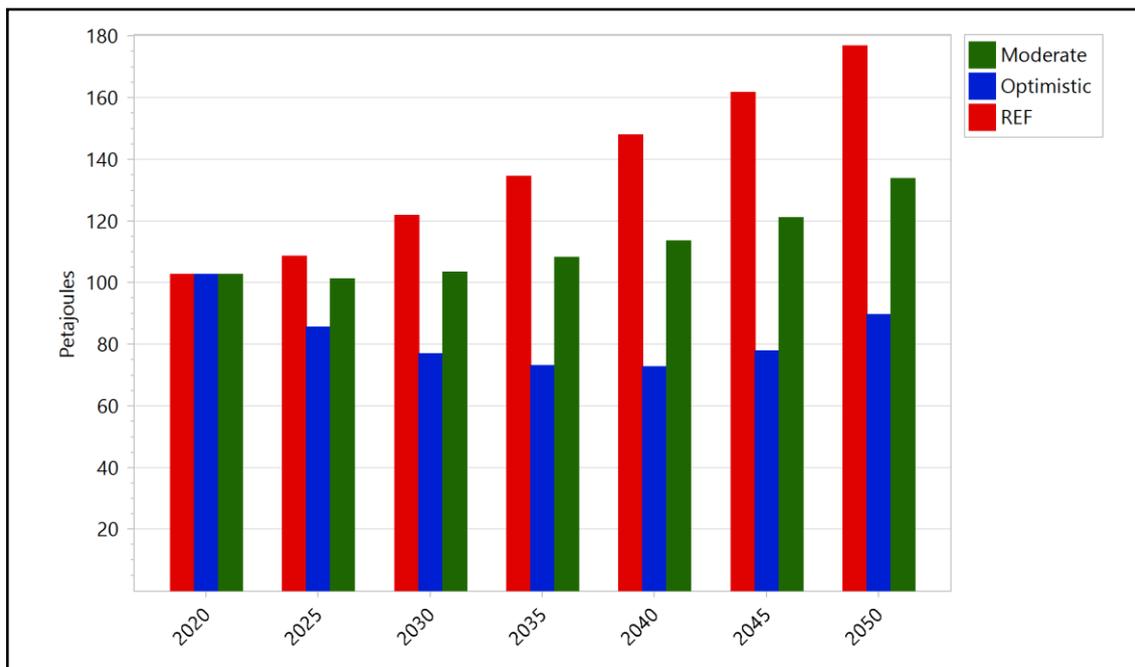


Figura 57: Evolução dos requisitos de recursos primários por cenário entre 2020 e 2050

Pode-se observar que o cenário OPT apresentou menor necessidade de recursos primários quando comparado entre os cenários. Isto se deve à dependência de recursos de energia convencionais em uma quantidade que é utilizada de forma eficiente tanto para geração de energia quanto para consumo de energia no país. Isso garantiu a necessidade de recursos primários de 89,8 PJ no cenário OPT em 2050, o que é melhor em termos de conservação de recursos primários em comparação com o cenário REF e MOD. Vale ressaltar que o cenário MOD também apresentou uma baixa necessidade de recursos primários de 133,8 PJ até 2050. A diminuição de necessidade de recursos primários no cenário OPT é devido a maior participação de FER na matriz elétrica do Benim para atender a demanda total dos setores residencial, comercios/serviços e transportes, assim reduzindo a taxa de importação.

4.4.4. Emissões de GEE

Os GEE registrados nos três cenários mostraram vários níveis de aumento de GEE apesar de diversas políticas energéticas aplicadas em diferentes fases do desenvolvimento do modelo LEAP desenvolvido para o caso do Benim. O resumo dos GEE provenientes do consumo de energia e da geração de eletricidade é mostrado na Figura 58. Isto mostra que no cenário REF, as emissões líquidas de GEE aumentarão de 3,8 MTMDCE em 2020, para 6,5 MTMDCE em 2050. O cenário seguinte, que é o cenário MOD, apresentou uma maior emissão, estimada a 10,9 MTMDCE em 2050, seja um aumento de 4,4 MTMDCE comparado ao cenário REF.

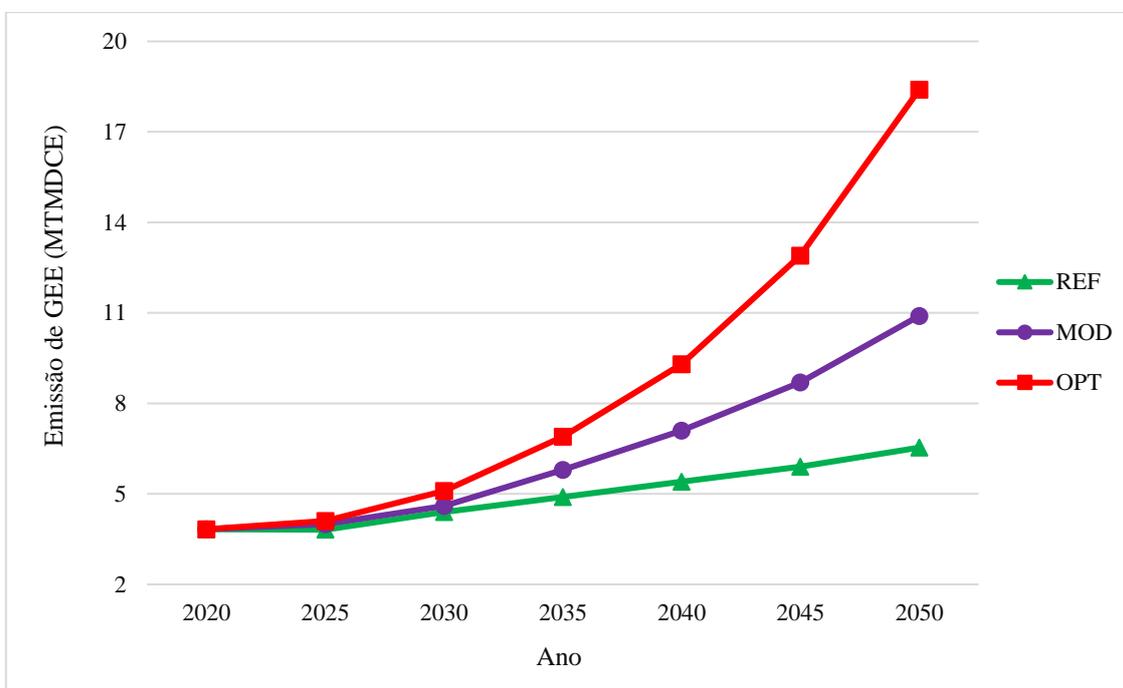


Figura 58: Evolução das emissões de GEE por cenário no período de 2020-2050

Vale lembrar que as políticas e estratégias implementadas no cenário MOD foram moderadas e não agressivas como no cenário OPT e ainda conta com participação de centrais térmicas, principal motivo do aumento das emissões de GEE no cenário MOD. No entanto, é importante notar que este aumento não se deve apenas aos GEE resultantes da utilização de energia, mas também da produção de eletricidade. O cenário OPT apresentou uma taxa de emissões de 18,4 MTMDCE, que é muito maior que o cenário REF e ligeiramente maior desde 2030 até ao ano-alvo, 2050, ao comparar com o cenário MOD. Isto foi esperado, devido ao aumento da demanda de energia por GLP e gasolina, respectivamente, nos setores residencial, comercios/serviços e transportes do país. Nota-

se que o cenário OPT apresentou também muito mais qualidade de vida para a população, bem como, menos importação quando comparado aos outros cenários.

Observe-se que no cenário OPT, as emissões de GEE resultaram majoritariamente do uso/consumo de energia, conforme mencionado na seção 4.3.4, pois a parte da produção de energia elétrica é desprezível, respondendo apenas por 3,8% das emissões totais estimadas no cenário OPT (18,4 MTMDCE), em 2050. Isto foi obtido devido às políticas mais agressivas no aumento da procura de energia, por um lado, e na melhoria da quota de energias renováveis, por outro.

CAPÍTULO 5. ESTRATÉGIAS E PROPOSTAS DE POLÍTICAS SUSTENTÁVEIS

Alcançar a meta de ser uma sociedade de crescimento verde requer a formulação e a implementação de políticas estratégicas que sejam sustentáveis a longo prazo. Normalmente, um desenvolvimento de baixo carbono é seguido pela mudança para um crescimento verde que resulta numa sociedade verde (WANG et al. 2010). Em um país em desenvolvimento como o Benim, o crescimento verde pode ser uma espécie de estratégia económica para garantir a sustentabilidade na presença de restrições de recursos e mudanças climáticas (AKPAHOU e ODOI-YORKE, 2023). Esta seção, no entanto, explora as estratégias e políticas energéticas que podem garantir um desenvolvimento de baixo carbono no Benim, com vista a alcançar um crescimento verde. As estratégias baseiam-se nos resultados obtidos e combinadas com casos nacionais relevantes.

5.1. Estratégias sustentáveis

5.1.1. Adotar o crescimento verde

O avanço para um crescimento verde deve começar na maneira de pensar não apenas do governo beninense, mas também dos cidadãos do país. Não basta dizer que o Benim faz parte dos cinco países com melhor desempenho económico atualmente na África, de acordo com o Banco Africano de Desenvolvimento (BAfD, 2023), enquanto a procura de energia excede largamente a oferta. O Benim precisa se concentrar na mudança da quantidade de crescimento económico para a qualidade do crescimento económico. Ao adoptar uma estratégia de crescimento verde, o Benim não só mudará a forma como as suas cidades, indústrias e infraestruturas vão ser construídas, mas também abrirá as portas de oportunidades para mais geração de rendimentos. Tal como discutido por Akpahou e Odoi-Yorke (2023), o fornecimento de sistemas solares fotovoltaicos para o setor residencial é uma alternativa que permitirá que os consumidores de eletricidade se tornem geradores de eletricidade e que podem vender a energia de volta à rede. Isto pode ser feito através de tarifas feed-in para potenciais proprietários de agregados familiares, afirmam os autores.

Tratando-se de um benefício financeiro para que se utilize mais fontes de energia renováveis (FER), em vez das não renováveis, a tarifa feed-in é um mecanismo eficaz para incentivar o desenvolvimento de FER e aumentar a sua competitividade com os combustíveis fósseis (ABOLHOSSEINI e HESHMATI., 2014). Este mecanismo obriga as empresas de eletricidade a adquirirem eletricidade produzida a partir de FER na sua área de serviço a uma tarifa determinada pela autoridade pública e garantida por um período determinado. Estas tarifas variam entre FER e entre países, dependendo dos recursos públicos disponíveis e das condições socioeconómicas (LE et al., 2022).

Ignorar o tema do crescimento verde com baixo de carbono leva ao aumento do custo das mudanças climáticas e de outros desastres naturais para o crescimento económico. Isto tem um impacto direto no PIB de um país, uma vez que alguns desastres naturais, como inundações devido a fortes chuvas e aumento do nível do mar, ondas de calor, invasão do deserto e desflorestação, alteram as atividades económicas. Pensar no crescimento verde e ao mesmo tempo implementar estratégias de baixo carbono não só resolverá a situação de pobreza energética no Benim, como também criará oportunidades de emprego que reduzirão a taxa de desemprego no país, que atualmente se situa em 1,7% (Banco de Dados do Banco Mundial, 2022).

5.1.2. Reformas da Política Energética

A Republica do Benim não definiu especificamente uma Política Energética Nacional, porém, estabeleceu recentemente varias politicas nacionais referente a produção de energia como por exemplo, a Política Nacional de Desenvolvimento de Energias Renovaveis (PONADER, 2020) e a Política Nacional de Controle Energético (PONAME, 2020), cujas ações são através dos Programas de Ação do Governo (PAG) com intuito de garantir o fornecimento ótimo, adequado, fiável e seguro de energia e a sua utilização eficiente, assegurando ao mesmo tempo um desenvolvimento sustentável. É vital fazer reformas políticas no setor da energia e, se manter a par dos mais recentes desenvolvimentos no domínio da tecnologia energética.

As reformas da política energética proporcionarão uma oportunidade histórica para identificar e revitalizar algumas áreas em dificuldades no setor energético e reforçar a economia em geral. Em países como o México (CASTRO e MONROY, 2016), os Estados Unidos da América (BANG, 2010), alguns países europeus (POLLITT, 2012), a

China (BETZ, 2013) e outros países asiáticos, as reformas da política energética têm desempenhado um papel importante na redução das emissões de carbono e do crescimento verde. Embora o governo beninense tenha feito algumas reformas no setor energético (AKPAHOU et al., 2023), as reformas levam um tempo considerável na sua implementação e o efeito da maioria das políticas energéticas demora mais de dez anos para ser sentido. A solução para estes desafios seria reduzir a vida útil da maioria das políticas e criar unidades de avaliação de políticas, com a responsabilidade de avaliar a eficácia das políticas energéticas no concelho.

5.1.3. Planejamento e metas energéticas de longo prazo

Um país que não tem planos energéticos adequados para o futuro está fadado a passar por uma crise energética (EMODI, 2017). O planeamento energético a longo prazo pode ajudar a mitigar não somente a escassez no fornecimento de energia, mas também o meio ambiente reduzindo as emissões de GEE. Assim, a falta de um planeamento adequado pode levar a serios problemas energéticos como ambientais. A partir das emissões de GEE nos cenários alternativos (ou seja, MOD e OPT), vários potenciais de redução podem ser alcançados se as estratégias governamentais estiverem em vigor. Por exemplo, o cenário MOD mostra uma emissão elevada em comparação com o cenário REF, o que leva à uma preocupação ambiental.

O planeamento e as metas energéticas a longo prazo criam uma visão e uma estratégia que tem a capacidade de promover a inovação tecnológica e o desenvolvimento em tecnologias de baixo carbono (EMODI et al., 2015). A pesquisa, o desenvolvimento e implantação (PD&I) de tecnologias requerem um tempo considerável tanto para pesquisas e desenvolvimento (P&D), como para comercialização e financiamento. Portanto, o governo beninense não deve apenas planejar e estabelecer metas para o desenvolvimento energético, mas também estabelecer importantes desenvolvimentos de infraestruturas sustentáveis. Isto estimulará o investimento e melhorará as ideias inovadoras entre o governo e os investidores privados.

Um exemplo de caso que a República do Benim pode seguir é o Brasil, que tem o Planejamento Nacional Energético de longo prazo (PNE) de 30 anos. Nota-se que o PNE é implementado pelo Planejamento Decenal de Expansão (PDE), que por sua vez varia de 10 em 10 anos. O PDE ajuda para que as resoluções do PNE sejam colocadas em

prática. O leilão de contratação de energia usa as recomendações do PDE pra definir as quantidades contratadas. Um outro conceito que o governo beninense poderia adotar é o Planejamento Integrado de Recursos (PIR), cujo planejamento energético é feito de modo associado aos recursos regionais e limitações ambientais.

5.1.4. Regulamentos e Padrões de energia

Ao avançar para uma sociedade de crescimento verde, o governo beninense deve melhorar os seus regulamentos e normas energéticas. Isto inclui regulamentos técnicos e padrões energéticos administrados. No entanto, os padrões de energia renovável não foram desenvolvidos adequadamente no Benim e isto é vital para garantir a aceitação das energias renováveis no Benim (MENSAH et al., 2022). A melhoria das regulamentações e padrões energéticos proporcionará um ambiente propício e incentivos, aumentará a confiança dos consumidores de energia renovável e dos proprietários de empresas na implantação, e incentivará a inovação e a comercialização de tecnologias verdes de baixo carbono (GIBBS & O'NEILL, 2014; BAILEY e CAPROTTI, 2014; LINNER e SELIN, 2014). A realização dos cenários alternativos, especialmente o cenário OPT exigirá um compromisso mais forte da parte do governo beninense na melhoria dos regulamentos e padrões energéticos. Isso inclui uma série de padrões, como; emissões, eficiência energética, eficiência de combustível, eficiência energética em edifícios residenciais, comerciais e industriais.

Um exemplo de padrões que podem ser aplicados como lei é a Lei Nacional de Padrões de Eficiência de Aparelhos (LNPEA). Esta lei garantiria que todos os aparelhos elétricos, importados ou fabricados no país, cumprissem os padrões mínimos de eficiência no consumo de energia. Os padrões abrangeriam todos os principais eletrodomésticos (eletrodomésticos de entretenimento, geladeiras, freezers, máquinas de lavar e secar, fogões elétricos e ar condicionados), produtos de iluminação (lâmpadas e reatores de iluminação fluorescente) e outros aparelhos utilizados nas indústrias, comércio, e setores de serviços da economia (GELLER, 1997; DELASKI e MAUER, 2017).

5.1.5. Reformas fiscais ambientais

A reforma fiscal ambiental é definida como a reforma do sistema fiscal nacional onde há uma transferência da carga fiscal, por exemplo, do trabalho para atividades

prejudiciais ao meio ambiente, como a utilização insustentável de recursos ou a poluição, segundo a Agência Americana do Meio Ambiente (EPA, 2015). Na verdade, isto significa transferir a base tributária para o consumo de recursos, mantendo simultaneamente a igualdade de receitas, o que garantirá o não aumento da carga fiscal global. Isto tem um grande potencial para impulsionar o crescimento económico e proporcionar emprego, reduzindo os custos do trabalho. Isto é feito aumentando os preços da utilização dos recursos energéticos (para electricidade, transportes, consumo doméstico, etc.) e da poluição (indústrias, transportes, etc.) através dos impostos que os acompanham. As receitas fiscais serão utilizadas para complementar os impostos realizados nos setores produtivos da economia (JORGENSEN et al., 2013).

Isto garantirá a eficácia das políticas propostas nos cenários alternativos e a diversificação das fontes de produção de electricidade, como as energias renováveis. Alguns países já introduziram os impostos ambientais, incluindo; Índia (SHAHZAD, 2020), Irã (NOROUZI et al, 2022), China (YU et al., 2023), Canadá (YAMAZAKI, 2022), Indonésia (SAFITRA & HANIFAH, 2021) e também em alguns países europeus (STERNER & KOHLIN, 2017). Estes países registaram um sucesso considerável nas suas reformas fiscais ambientais, e isto pode ser replicado no caso do Benim, se implementado de forma adequada.

5.1.6. Planeamento urbano

O aumento da taxa de urbanização, conforme assumido na Tabela 13, em todos os cenários, exige um planeamento urbano adequado nas cidades e áreas urbanas. Este aumento também levará ao aumento da posse de automóveis pela população. A maioria das cidades e áreas urbanas no Benim carece de planeamento estratégico adequado (BOKO-HAYA et al., 2018 e ATCHADÉ, et al., 2023). O planeamento adequado de cidades com uma variedade de opções de transporte coletivo e uso misto pode reduzir a procura de energia e as emissões de GEE no setor dos transportes. A concepção dos centros urbanos deve imitar uma cidade compacta, a fim de reduzir a necessidade de mobilidade através dos transportes. Isto é feito concentrando e misturando escritórios, áreas comerciais e residenciais, garantindo um caminho transitável em ruas bem conectadas (MOUSSA, 2017).

5.1.7. Eficiência do sistema energético

A fim de avançar para uma economia verde com baixo teor de carbono, a eficiência do sistema energético beninense precisa ser melhorada. Tal como desenvolvido no cenário OPT, a mudança de combustíveis fósseis para opções de energias renováveis é vital para garantir a sustentabilidade do fornecimento de energia no país. Em ligação com um melhor planeamento urbano e uma concepção de edifícios eficiente, os sistemas de gestão do lado da demanda e a eficiência energética contribuirão para a realização de uma economia verde com baixo teor de carbono na Republica do Benim.

Investir em tecnologia verde e de baixo carbono é caro, mais de acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE, 2023), para cada US\$ 1 gasto em combustíveis fósseis, e não em tecnologia energética de baixo carbono, em 2022, resultou em um custo adicional de US\$ 1,7 para compensar as emissões de GEE. Isto significa que se o governo beninense se recusar a tomar medidas agora no investimento em tecnologias de baixo carbono, eficiência energética e verdes, irá gastar muito do seu orçamento em desastres climáticos a médio e longo prazo. Outras áreas do sistema energético que requerem melhoria de eficiência incluem T&D. As diversificações para energias renováveis não devem ocorrer apenas do lado da oferta, mas também do lado da demanda, especialmente no setor residencial. O sistema energético deverá também incorporar a utilização de resíduos urbanos para geração de energia, pois isso reduzirá a poluição (resíduos urbanos) e contribuirá para a geração de eletricidade (através de centrais elétricas de biomassa).

5.1.8. Eficiência do sistema de transporte

Melhorar a eficiência do sistema de transporte na Republica do Benim. O setor de transportes é uma das principais fontes de consumo de energia e de poluição atmosférica no Benim. Um sistema de transportes mais sustentável poderia ser alcançado se houvesse uma coordenação adequada do planeamento urbano e dos transportes para reduzir o uso de veículos ligeiros e de combustível. As opções de políticas para um sistema de transportes sustentável incluem o incentivo ao transporte público através da introdução de um sistema intermodal de transporte de passageiros e mercadorias que irá integrar e melhorar a vida da população beninense.

A criação de um sistema ferroviário ou metroviário e o uso de ônibus pode reduzir o consumo de energia em carros e motos para circulação urbana. Para que o governo

beninense facilite e implemente esta opção, algumas estratégias devem ser exploradas. Essas estratégias podem incluir a promoção do uso do trem, metrô ou de ônibus, a expansão da infraestrutura de transporte público, o uso de pedágios urbanos, o aumento do custo das vagas de estacionamento em áreas urbanas congestionadas, as restrições ao uso de automóveis para reduzir o congestionamento e a poluição do ar nas grandes cidades.

Para desencorajar o uso de veículos privados, o governo beninense deveria criar centros de gestão de estacionamento em áreas urbanas. Um exemplo disso foi realizado em Abu Dhabi, onde o governo lutou contra o sistema de trânsito congestionado e com o aumento da poluição devido ao grande número de utilização de automóveis particulares pelos seus proprietários. O governo, através do Conselho de Planeamento Urbano de Abu Dhabi, iniciou o Manual de Design de Ruas Urbanas de Abu Dhabi, que orienta os designers na criação de ruas transitáveis para encorajar as pessoas a caminhar em vez de dirigir (Conselho de Planeamento Urbano de Abu Dhabi, 2015).

5.2. Políticas energéticas sustentáveis propostas

A partir dos cenários desenvolvidos e das opções de produção de eletricidade, são propostas uma série de implicações políticas sustentáveis para o desenvolvimento do setor energético do Benim além de promover maior inserção de fontes renováveis de energia na matriz elétrica do país.

A primeira implicação reside na necessidade de aprimorar a eficiência energética, tanto no que diz respeito à oferta quanto à demanda, por meio da aplicação de tecnologias e práticas energéticas modernas. No âmbito da demanda, a implementação de medidas de eficiência energética, como a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas LED, apresentará um considerável potencial de economia de energia. Essa política não deve ser limitada ao setor residencial, mas também estendida aos setores industrial e comercial/serviços. Além disso, é essencial disponibilizar fogões de cozinha eficientes, uma vez que cozinhar e iluminar são as atividades que mais consomem energia no âmbito residencial. O lançamento de um programa de rotulagem de eficiência energética para eletrodomésticos, como unidades de ar condicionado e refrigeradores por exemplo, também contribuirá para a redução da demanda de energia e das emissões de GEE.

Em segundo lugar, o governo deve adotar medidas visando o desenvolvimento e a integração de combustíveis alternativos nos setores de demanda e oferta de energia. Isso contribuirá para reduzir a dependência de fontes de combustíveis específicas, como a biomassa (lenha e carvão) e a gasolina, conforme foi abordado neste estudo. Essa política pode ser concretizada ao promover o uso de GLP em residências e de recursos energéticos renováveis, como os sistemas solares domésticos, que também podem contribuir para uma transição energética sustentável. Isto não só tem o potencial de reduzir a demanda de eletricidade, mas também pode gerar rendimento para os consumidores. A oferta de eletricidade no setor de transportes é fundamental para a transição da gasolina e do gásóleo para o uso de eletricidade no consumo final de energia. Também, vale explorar mais amplamente o uso da biomassa e outros biocombustíveis, a fim de diminuir as emissões de GEE. O governo, em parceria com o setor privado, pode trabalhar para assegurar a adoção de tecnologias alternativas eficazes na produção industrial.

Devido ao crescimento populacional, à taxa de urbanização e à melhoria dos padrões de vida que o Benim está a registar, espera-se que o consumo de energia nos sectores residencial, industrial, de transportes e de serviços e comercios aumente no futuro, consideravelmente. Estas tendências terão um impacto significativo no sistema energético do país, conforme ilustrado pelos cenários do estudo. Ou seja, o fornecimento nacional de energia na situação actual do Benim não será suficiente para satisfazer a crescente procura energética futura. Logo, o Benim continuará a importar eletricidade dos países vizinhos (MENSAH et al., 2022). Em 2021, por exemplo, grande parte da eletricidade consumida no país foi importada da Nigéria, no valor de aproximadamente 68,9 milhões de dólares, com um mercado de importação crescente de 17,7 milhões de dólares em comparação com 2020 (OEC, 2023). Portanto, uma política eficaz que vise aumentar a produção local é essencial para reduzir a dependência das importações.

No que diz respeito à oferta, é imperativo concentrar os esforços na melhoria da eficiência da rede de transporte e distribuição (T&D) de energia elétrica. Além disso, as centrais térmicas necessitarão de aprimoramentos nas práticas de eficiência energética, e não apenas de um aumento na capacidade de produção. Em outras palavras, a melhoria da eficiência tanto do lado da oferta como da demanda através de uso de tecnologias modernas é crucial e deve ser uma prioridade máxima do governo beninense. Isto é, a melhoria da eficiência energética no setor elétrico do Benim através da redução das perdas

de T&D ajudará a aumentar a oferta de eletricidade e consequentemente reduzirá a taxa de importação do país, como foi apresentado no cenário OPT desenvolvido neste tese.

Investir na expansão e modernização de redes elétricas existentes que permitem uma gestão mais eficiente e flexível da energia, incluindo a integração de FER, como solar e eólica é também muito importante. Isso inclui a implementação de medidores inteligentes e sistemas de monitoramento avançados. A produção de energia renovável pode ser eficazmente integrada, melhorando a capacidade e a confiabilidade da rede, garantindo um fornecimento de energia seguro e estável. Além disso, os esforços de expansão da rede podem melhorar o acesso à energia em áreas remotas, aumentando os benefícios dos serviços energéticos modernos às comunidades mal servidas ou isoladas.

O governo beninense deveria promover ativamente a adoção de tecnologias de energia renovável, tanto no setor de oferta quanto de demanda, através da implementação de incentivos, como créditos fiscais para investimentos, empréstimos de baixo custo para a produção de energia e tarifas feed-in. Isso deve ser feito considerando a importância de reduzir a demanda por combustíveis fósseis, mitigar as emissões de GEE e garantir a sustentabilidade do sistema energético do país. Embora o custo da implementação de tais políticas energéticas possa ser elevado, os benefícios compensatórios podem ser obtidos por meio da economia de energia, da redução da taxa de esgotamento dos recursos naturais e das emissões de GEE. Embora a opção de aplicar a captura e armazenamento de carbono (CAC) em usinas de carvão e gás seja uma possibilidade, tal ação pode ser prematura e muito cara para o governo do Benim neste momento. Portanto, a escolha de tecnologias de baixo carbono parece ser a abordagem mais viável para garantir a redução das emissões de GEE e o acesso universal à energia moderna.

As FER, tais como as fontes hidroelétrica, solar e eólica, representam alternativas que o governo poderia considerar para reduzir o seu déficit energético. Embora vários estudos na literatura mostraram o potencial eólico disponível na região sul do país, até o momento, o governo ainda não deu nenhum pronunciamento sobre a possibilidade de instalar uma usina eólica, nem no desenvolvimento de um projeto relacionado a essa fonte. Em uma perspectiva global, as estratégias de implementação de políticas devem priorizar a obtenção de impactos de longo prazo no sistema energético, beneficiando positivamente a sociedade beninense em particular e o meio ambiente de forma geral.

Através de campanhas de conscientização, incentivar a adoção de práticas sustentáveis além de apresentar os benefícios das energias renováveis e seu impacto positivo no meio ambiente é apreciável. Além disso, tendo meios financeiros, o governo beninense podera investir em tecnologias de armazenamento de energia, fazendo uso de reservatório hidrelétrica para lidar com a intermitência das fontes renováveis de energia. Isso vai ajudar a garantir um suprimento de energia estável, mesmo quando o sol não está brilhando ou o vento não está soprando.

Outra politica importante que o governo deve considerar é o incentivo a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias de energia renovável. Isso pode envolver a concessão de subsídios para pesquisa, parcerias entre instituições acadêmicas e empresas, e o apoio a iniciativas inovadoras que buscam melhorar a eficiência e a acessibilidade das energias renováveis, promovendo avanços tecnológicos além de impulsionar a transição para um futuro energético mais sustentável. Participar de acordos e parcerias internacionais para compartilhar conhecimento e recursos são também necessarias. Isso pode incluir a troca de tecnologia, a participação em acordos climáticos globais e o acesso a financiamento internacional, ajudando o Benim a atingir os seus objetivos energéticos e promover o desenvolvimento sustentável.

CAPÍTULO 6. CONCLUSÃO E LIMITAÇÕES

Este capítulo conclui a tese e baseando-se na análise dos diversos cenários, são apresentados as principais conclusões e algumas limitações da pesquisa realizada, além de oferecer sugestões para pesquisas futuras.

6.1. Conclusão

Os principais objetivos desta tese foram (1) desenvolver um modelo energético para o Benim que considerasse os fatores vitais que poderiam influenciar as futuras políticas energéticas do país; (2) explorar o potencial das fontes renováveis disponíveis no Benim; (3) recomendar opções estratégicas e sustentáveis para o desenvolvimento de baixo carbono no Benim; e (4) propor políticas energéticas para maior inserção de fontes renováveis na matriz elétrica do país. Esses objetivos pretendiam responder às questões de pesquisa que foram desenvolvidas a partir dos problemas de pesquisa.

Assim, antes de desenvolver o modelo, uma extensa revisão do setor de energia beninense foi realizada para obter informações sobre os potenciais de recursos energéticos do país, o fornecimento e consumo de energia e várias agências e políticas governamentais. Foi realizada também uma revisão adicional da literatura relevante disponível sobre os modelos energéticos existentes e da literatura que aplica o modelo LEAP. Isso forneceu uma base de literatura e uma base para a seleção do modelo LEAP para o Benim. O modelo desenvolvido incorporou três cenários de políticas diferentes entre si, que foram usados para capturar os fatores vitais que poderiam influenciar as futuras políticas energéticas do país. Esses fatores, tomados como parâmetros, incluíram o PIB, as taxas de crescimento das famílias/população/urbanização e as taxas de crescimento dos setores intensivos em energia.

Os três cenários desenvolvidos neste estudo são os cenários de referência (REF), de consumo moderado (MOD), de crescimento verde, também denominado otimista (OPT). Os resultados dos cenários modelados mostraram que a demanda de energia deverá crescer a uma taxa de crescimento anual de 1,5% (REF), 2,4% (MOD) e 3,8% (OPT). A demanda energética do cenário OPT até 2050 (318,8 PJ) foi a mais alta, enquanto a do cenário REF foi a mais baixa (162,7 PJ). A taxa de emissão de GEE no cenário OPT (18,4 MTMDCE) foi a mais alta em comparação com os outros cenários,

devido a elevada importação de gasolina e de GLP para atender a demanda local nos setores de transportes e residencial no mix energético. Vale ressaltar que o cenário OPT se apresenta como o melhor cenário por resultar na maior oferta de eletricidade com destaque maior participação de fontes renováveis, além de atender a demanda total de eletricidade do país em 2050.

O nível das políticas energéticas, tais como os graus de melhoria da eficiência energética e mudança de combustível, aumentou no cenário MOD (que teve uma implementação política moderada) e sendo mais agressivo no cenário OPT. Nota-se que o cenário OPT contou com uma nova central térmica de capacidade 273 MW além da central térmica existente e com maior participação das centrais hidrelétricas, de biomassa e parques solares para geração de eletricidade no país, em 2050. A partir dos resultados em geral, observou-se que as tecnologias renováveis e de baixo carbono terão um papel importante a desempenhar na realização do desenvolvimento de baixo carbono no Benim. Para isso, algumas estratégias sustentáveis e políticas precisam ser implementadas. No presente trabalho, não foi realizada uma análise de custo-benefício para determinar o custo de implementação das políticas e estratégias na República do Benim, incluindo melhoria da eficiência energética e troca de combustível/tecnologia.

Porém, foram apresentadas nesta tese algumas estratégias que podem garantir o desenvolvimento sustentável de baixo carbono no Benim, com vistas ao crescimento verde. Essas estratégias incluem a adoção da ideologia do crescimento verde e a elaboração de reformas de políticas energéticas, planos e metas de energia a longo prazo, regulamentos e padrões de energia, reformas tributárias ambientais, planos urbanos e medidas para melhorar a eficiência da energia do país. Também foram sugeridas algumas políticas que podem contribuir a uma maior inserção de fontes renováveis na matriz elétrica do país. Os resultados deste trabalho podem ser utilizados como um guia na elaboração de políticas e estratégias de transição energética sustentável para alcançar o desenvolvimento de baixo carbono no Benim a longo prazo, com uma maior contribuição de fontes renováveis.

6.2. Limitações e trabalhos futuros

Este estudo não está isento de limitações devido à natureza da metodologia de pesquisa aplicada. Abaixo estão as limitações do estudo:

- As variáveis do setor de transporte, que incluem os sistemas de transporte aéreo e marítimo, não foram inseridos. Os conjuntos de dados para essas variáveis não estavam disponíveis durante o desenvolvimento dos cenários do modelo LEAP Benim. Portanto, o fornecimento desses conjuntos de dados impulsionará os resultados do modelo atual.
- Os tres cenários desenvolvidos neste estudo não esgotam a possibilidade de fornecer soluções para o desenvolvimento de baixo carbono no Benim com contribuição de mais e diversas fontes renováveis em maior percentual. Assim, mais caminhos envolvendo as diversas políticas energéticas poderiam ser desenvolvidos em estudos adicionais, e os resultados poderiam ser comparados para identificar um caminho melhor.
- A eficiência do setor residencial por meio de aparelhos eletrodomésticos mais eficientes e do setor de transporte através de tecnologia melhorada e combustíveis variada para mitigar as emissões líquidas de GEE não foram consideradas.
- Não foi inserido no trabalho as potências endógenas. Isto é, não foi realizado o planejamento das fontes que atenderiam o pico de demanda, ou seja, o despacho de energia nos momentos dos picos.
- O modelo LEAP Benim não considerou o impacto das mudanças climáticas no futuro sistema de energia do país. Isso é importante porque as usinas de energia, como as hidrelétricas, são altamente propensas a secas, enquanto as usinas a gás precisam de água para resfriar as turbinas.

Em conclusão, há espaço para mais melhorias neste estudo se as limitações do estudo acima mencionadas forem abordadas em estudos futuros. Acredita-se, no entanto, que as estratégias recomendadas e as políticas propostas nesta tese, que se basearam na análise realizada no modelo LEAP Benim, irão de fato mover o país para uma sociedade de baixo carbono com maior oferta de eletricidade a partir de fontes renováveis, com a mentalidade de alcançar o crescimento verde e acabar com a pobreza energética no futuro. Como trabalhos futuros, sugere-se uma análise de custos e de viabilidade econômica das propostas apresentadas nesta tese, considerando inclusive os créditos de carbono. Recomenda-se a inserção das potências endógenas e o planejamento das fontes que atenderiam a demanda de energia nos momentos dos picos, além de estudar as incertezas e sensibilidade do modelo em fase de possíveis flutuações nos dados de

entradas. Também, podem ser investigadas as relações entre o consumo de energia e o crescimento econômico no Benim utilizando metodologias específicas como aquelas citadas na seção 2.8 da presente tese. A metodologia aqui apresentada, pode ser aplicada em outros países da África.

REFERÊNCIAS

ABERME – Agence Béninoise d’Electrification Rurale et de Maitrise d’Energie. Lancement officiel de la phase 2 du PRODERE: Le développement des énergies renouvelables et l’efficacité énergétique en marche. Disponível em: <<https://www.aberme.bj/lancement-officiel-de-la-phase-2-du-prodere-le-developpement-des-energies-renouvelables-et-lefficacite-energetique-en-marche/>>

Acesso em: 11 agosto 2021.

ABERME – Agence Béninoise d’Electrification Rurale et de Maitrise d’Energie. Cabinet Tecslut/ABERME: Rapport de l’étude sur “Micro Centrale hydroélectriques au Bénin” Cotonou (2009).

ABERME – Agência Beninense de Eletrificação Rural e Gestão de Energia. Missões e Atribuições. Disponível em: < <https://www.aberme.bj/attributions/>> Acesso em 11 maio 2022. [In French]

ABOLHOSSEINI, S.; HESHMATI, A. The main support mechanisms to finance renewable energy development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 40, (2014), pp.876-885. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.013>

ABU DHABI URBAN STREET DESIGN MANUAL. Abu Dhabi Urban Planning Council., 2015. Available at: <http://www.upc.gov.ae/guidelines/urban-street-designmanual.aspx?lang=en-US>. Access date: 10 out 2023.

ADANGUIDI, J.; PADONOU, E. A.; ZANNOU, A.; HOUNGBO, S. B. E.; SALIOU, I. O.; AGBAHOUNGBA, S. Fuelwood consumption and supply strategies in mangrove forests - Insights from RAMSAR sites in Benin. *Forest Policy and Economics*, vol. 116 (2020) 102192. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.forpol.2020.102192>

AGBANDJI, L; BEHANZIN, P; DOSSOU, G; SAINOU, J. Determinantes da Demanda de Energia Elétrica Residencial em Benin: Um Estudo Empírico. *Revue Repères et Perspectives Economiques*, Vol. 4, n° 2, (2020). DOI: <https://doi.org/10.34874/IMIST.PRSM/RPE/21647> [In French].

AIE – Agencia Internacional de Energia (2023), Government Energy Spending Tracker, AIE, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/government-energy-spending-tracker-2> , License: CC BY 4.0. Acesso em: 12 out 2023.

AIZED, T.; SHAHID, M.; BHATTI, A. A.; SALEEM, M.; ANANDARAJAH, G. Energy security and renewable energy policy analysis of Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 84 (2018), p.155-169. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.254>

AJAYI, O. O. Sustainable energy development and environmental protection: Implication for selected states in West Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 26 (2013), p.532–539. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.009>

AKPAHOU, R.; ODOI-YORKE, F (2023). A multicriteria decision-making approach for prioritizing renewable energy resources for sustainable electricity generation in Benin, *Cogent Engineering*, 10:1, DOI: <https://doi.org/10.1080/23311916.2023.2204553>

AKPAHOU, R; MENSAH, L. D.; QUANSAH, D. A. Renewable energy in Benin: current situation and future prospects, *Clean Energy*, Vol 7, Issue 5, October 2023, pp.952–961, <https://doi.org/10.1093/ce/zkad039>

AKPO, A. B.; DAMADA, J. C. T.; DONNOU, H. E. V.; KOUNOUHEWA, B.; AWANO, C. N. (2015), Evaluation de la production énergétique d'un aérogénérateur sur un site isolé dans la région côtière du Bénin. *Revue des Energies Renouvelables*, vol.18, n°3, p.457-468.

ANDERSEN, K. S., TERMANSEN, L. B., GARGIULO, M., GALLACHÓIRC, B. P. Ó. Bridging the gap using energy services: Demonstrating a novel framework for soft linking top-down and bottom-up models. *Energy*, Vol 169, (2019), pp.277-293. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.153>

ANG, B. W. (1995a). Decomposition methodology in industrial energy demand analysis. *Energy*, 20(11), 1081-1095. DOI: [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00068-R](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00068-R)

ANG, B. W. (1995b). Multilevel decomposition of industrial energy consumption. *Energy Economics*, 17(1), 39-51. DOI: [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(95\)98905-J](https://doi.org/10.1016/0140-9883(95)98905-J)

ANG, B. W.; LEE, P. W. (1996). Decomposition of industrial energy consumption: The energy coefficient approach. *Energy Economics*, 18(1), 129-143. DOI: [https://doi.org/10.1016/0140-9883\(95\)00049-6](https://doi.org/10.1016/0140-9883(95)00049-6)

ANJOS, M. M. O Papel das energias renováveis no processo de transição energética do estado de Minas Gerais: Modelagem de sistemas energéticos para o horizonte 2030-2050. Dissertação de Mestrado apresentada na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, 2019.

ARE – Autorité de Regulation de l'Électricité, République du Bénin. La Production d'Énergie Électrique sur le Plan National, 2018. Disponível em: <https://are.bj/laproduction/>. Acesso em: 15 out, 2020.

ARE – Autorité de Regulation de l'Électricité, République du Bénin. Rapport Annuel d'Activités de l'ARE, 2018. Disponível em: <https://are.bj/wp-content/uploads/2017/09/RAPPORT-ANNUEL-D'ACTIVITES-DE-L'ARE-POUR-2018.pdf>. Acesso em: 14 out, 2020

AROURI, M. E. H., YOUSSEF, A. B., M'HENNI, H.; RAULT, C. Energy use and economic growth in Africa: A panel Granger-causality investigation. *Economics Bulletin*, Vol 34(2), (2014). pp.1247–1258. Disponível em: <http://www.accessecon.com/Pubs/EB/2014/Volume34/EB-14-V34-I2-P116.pdf> Acesso em: 10 Jan 2024.

ATCHADÉ, A. J.; KANDA, M.; FOLEGA, F.; ATELA, J.; DOURMA, M.; WALA, K.; AKPAGANA, K. Urban Ecosystem Services and Determinants of Stakeholders' Perception for Sustainable Cities Planning in Cotonou (Benin). *Sustainability*, v. 15, n. 12, (2023), pp. 9424. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15129424>

ATCHIKE, D. W.; ZHAO, Z. Y.; BAO, G. The Relationship between Electricity Consumption, Foreign Direct Investment and Economic Growth: Case of Benin.

International Journal of Energy Economics and Policy, 2020, 10(4), p. 507-515. DOI : <https://doi.org/10.32479/ijeep.9415>

ATLAS – Energie dans l’espace de l’Union Economique et Monétaire de l’Afrique de l’Ouest (UEMOA). Rapport 2020. Disponível em: <https://www.ifdd.francophonie.org/publications/atlas-de-lenergie-dans-lespace-uemoa/> Acesso em: 11 agosto 2021. [Em francês]

ATLAS – Global Wind Atlas. Mean Wind Speed (2023). Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en/area/Benin> Acesso em 27 nov 2023.

ATLAS – Global Solar Atlas. Global Photovoltaic Power Potential (2019). Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/download/benin> Acesso em 23 jul 2021.

BAfD – Banco Africano de Desenvolvimento (BAfD). Economia de África cresce mais que a previsão mundial para 2023 e 2024 - Relatório bianual do Banco Africano de Desenvolvimento, 2023. Disponível em: <https://www.afdb.org/pt/noticias-e-eventos/comunicados-de-imprensa/economia-de-africa-cresce-mais-que-previsao-mundial-para-2023-e-2024-relatorio-bianual-do-banco-africano-de-desenvolvimento-58302#:~:text=%C3%81frica%20Ocidental%20%2D%20Estima%2Dse%20que,duas%20maiores%20economias%20da%20regi%C3%A3o.> Acesso em: 20 out 2023.

BAILEY, I., & CAPROTTI, F. (2014). The green economy: Functional domains and theoretical directions of enquiry. Environment and Planning A, Vol 46(8), pp.1797-1813. DOI: <https://doi.org/10.1068/a130102p>

BAJAY, S. Modelos de planeamento da expansão de sistemas energéticos (2016). Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/228985104_Modelos_de_planeamento_da_expansao_de_sistemas_energeticos Acesso em 06 maio 2022.

BANCO MUNDIAL. O Banco mundial em Benim: Apresentação (2021). Disponível em: <https://www.banquemondiale.org/fr/country/benin/overview#1> Acesso em: 21 jul 2021. [Em francês]

BANCO MUNDIAL – Dados econômicos sobre a República do Benim. (2022). Disponível em: <https://data.worldbank.org/country/benin> Acesso em 15 agosto 2022.

BANCO MUNDIAL – Valor acrescentado por setor de atividade econômica na República do Benim no decorrer do ano de 2015. (2022). Disponível em: <https://donnees.banquemondiale.org/indicador/NV.IND.TOTL.ZS?locations=BJ> Acesso em: 15 agosto 2022.

BANG, G. Energy security and climate change concerns: Triggers for energy policy change in the United States? Energy Policy, Vol 38, Issue 4, 2010, pp.1645-1653. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.045>

BENIN ALAFIA – Bénin Alafia 2025. Vision stratégique à long terme du Bénin. Disponível em: <https://www.cabri-sbo.org/en/documents/benin-alafia-2025-benin-long-term-strategic-vision-to-2025> Acesso em 22 julho 2022. [Em francês].

BETZ, J. The reform of China's energy policies. 2013. German Institute of Global and Area Studies (GIGA). Available at: <https://www.jstor.org/stable/pdf/resrep16489.pdf> Access date: 20 out 2023.

BILDIRICI, M.; ÖZAKSOY, F. Woody Biomass Energy Consumption and Economic Growth in Sub-Saharan Africa. *Procedia Economics and Finance*, vol. 38 (2016), p.287-293

BOAD – Banque Ouest Africaine de Développement, (2019) FP105: BOAD Climate Finance Facility to Scale Up Solar Energy Investments in Francophone West Africa LDCs Multiple Countries, Decision B. 22/24. Lome: BOAD.

BOAD – Banque Ouest Africaine de Développement (2018). Programme de Développement des Energies Renouvelables et d'Efficacité Energétique (PRODERE) dans l'Espace de l'UEMOA. Disponível em: <http://www.boadevents.org/docs/communication-aniv/SABER%20PRODERE%2045%20ans%20BOAD.pdf>> Acesso em: 11 ago, 2021.

BOKO-HAYA, D. D.; LI, Y.; TOGBENOU, K.; LIU, S.; YAO, C.; QIANG, B. Study on strategic planning of road and bridge infrastructure development in city planning: taking Porto-Novo city of Benin Republic as example. In: MATEC Web of Conferences. EDP Sciences, (2018). pp. 09002. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201815309002>

BUR – Biennial Update Report (2019). Premier Rapport Biennial Actualisé du Bénin: À la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques.

CAI, W., WANG, C., CHEN, J., WANG, K., ZHANG, Y., LU, X. Comparison of CO₂ emission scenarios and mitigation opportunities in China's five sectors in 2020. *Energy Policy*, Vol. 36, Issue 3, p.1181–1194. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.030>

CASTRO, I. A., MONROY, C. R. Review of Mexico's energy reform in 2013: Background, analysis of the reform and reactions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 58, 2016, pp.725-736. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.291>

CIA – Central Intelligence Agency. The World Factbook, 2021. Disponível em: <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/benin/>> Acesso em: 12 jul 2021.

CIA – Central Intelligence Agency. Consumo de eletricidade per capita por país em 2020. Disponível em: < <https://www.indexmundi.com/map/?t=0&v=81000&r=xx&l=pt>> Acesso em: 21 jul 2021

CIA – Central Intelligence Agency. The World Factbook, 2016. Disponível em: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/bn.html>>. Acesso em: 13 de Out 2020.

CONTRELEC – Agência de Controle de Instalações Elétricas. Objetivo e Missões da Agência (2022). Disponível em : <<https://energie.gouv.bj/page/agence-de-contrôle-des-installations-electriques>> Acesso em : 10 maio de 2022. [In French].

CORMIO, C.; DICORATO, M.; MINOIA, A.; TROVATO, M. A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental

constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 7, Issue 2, (2003), pp.99-130. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(03\)00004-2](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(03)00004-2)

DAKPOGAN, A.; SMIT, E. Effect of negative shocks to electricity consumption on negative shocks to economic growth in Benin. Munich Personal RePEc Archive (MPRA), n°89539, (2018). Disponível em: https://mpra.ub.uni-muenchen.de/89539/1/MPRA_paper_89539.pdf Acesso em: 10 Jan 2024.

DELASKI, A; MAUER, J. Energy-Saving States of America: How Every State Benefits from National Appliance Standards. Appliance Standards Awareness Project, 2017. Available at: <https://appliance-standards.org/sites/default/files/Appliances%20standards%20white%20paper%202%202-14-17.pdf> Access date: 15 out 2023.

DGRE – Direção Geral de Recursos Energéticos. Missões e Atribuições (2020). Disponível em: <https://direction-energie.gouv.bj/apropos/missions-et-attributions.html>> Acesso em: 05 maio de 2022.

DGT – Direction Générale du Trésor. Situation économique et financière du Bénin: Structure de l'économie réelle et croissance économique (2020). Disponível em: <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Pays/BJ/conjoncture#:~:text=L'%C3%A9conomi e%20est%20tourn%C3%A9%20vers,anacarde%20et%20vers%20le%20commerce>> Acesso em: 20 jul 2021.

DOGAN, E. (2014). Energy consumption and economic growth: Evidence from low-income countries in Sub-Saharan Africa. *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol 4(2), pp.154–162. Disponível em: <https://www.econjournals.com/index.php/ijee/article/view/665/418> Acesso em: 10 Jan 2024.

DPE – Direction de la Promotion Economique. Deficit Energétique et Competitivité de l'Économie Béninoise. Rapport Final (2015).

ECREEE – Ecowas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (2018), Regional off-Grid Solar Market Assessment and Private Sector Support Facility Design, Country Reports.

ECREEE – Ecowas Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (2015). Disponível em: <https://www.ecreee.org/sites/default/files/events/presentationse4allactionagendabenin.pdf>. Acesso em: 10 jul 2021.

ECOWAS NETWORK, 2018. Disponível em: <http://www.se4all.ecreee.org/node/15>. Acesso em: 12 de jul 2021.

EEEOA – Sistema de Troca de Energia Elétrica Oeste Africano. Apresentação do Sistema EEEOA da CEDEAO (2022). Disponível em: <https://www.ecowapp.org/fr/content/pr%C3%A9sentation-de-l%E2%80%99eeeo>> Acesso em: 11 maio de 2022. [In French]

EEEOA – Sistema de Troca de Energia Elétrica Oeste Africano. Organização e funcionamento do Sistema EEEOA (2005). Disponível em:

<<https://www.erera.arrec.org/wp-content/uploads/2016/08/Convention-EEEOA.pdf>>

Acesso em: 11 maio de 2022. [In French]

EFDB – Emission Factors Data Base. Banco de dados sobre fatores de emissão. (2022). Disponível em: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php> Acesso em: 15 ago 2022.

EMODI, N. V., SHAGDARSUREN, G., & TIKY, A. Y. (2015). Influencing Factors Promoting Technological Innovation in Renewable Energy. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 5(3), 889-900.

EMODI, N. V.; EMODI, C. C.; MURTHY, G. P.; EMODI, A. S. A. (2017) Energy policy for low carbon development in Nigeria: A LEAP model application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68 (2017), p.247-261.

EMODI, N. V. Long-Term Energy Analysis for Sustainable Strategies in Nigeria Using the LEAP Model (2017). Doctoral thesis presented at Seoul National University, South of Korea.

EPA – U.S. Environmental Protection Agency (2015). Global Greenhouse Gas Emissions Data (2015). Available at: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>. Access date: 15 out 2023.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030, Geração Termelétrica – Biomassa (2007). Rio de Janeiro.

FATAI, B. O. Energy consumption and economic growth nexus: Panel co-integration and causality tests for Sub-Saharan Africa. *Journal of Energy in Southern Africa*, Vol 25(4), (2014), pp.93–100. DOI: <https://doi.org/10.17159/2413-3051%2F2014%2FV25I4A2242>

FENG, Y. Y., ZHANG, L. X. Scenario analysis of urban energy saving and carbon abatement policies: a case study of Beijing city, China. *Procedia Environmental Sciences*, Vol. 13, (2012), p.632-644. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2012.01.055>

FERREIRA, J. F. L. Planeamento Energético de Longo Prazo aplicado ao Cenário Nacional com elevada penetração de Energias Renováveis (2016). Dissertação de Mestrado apresentada na Universidade de Porto (U.PORTO), Porto-Portugal.

GELLER, H. National appliance efficiency standards in the USA: cost-effective federal regulations. *Energy and Buildings*, vol. 26, n. 1, pp. 101-109, (1997). DOI: [https://doi.org/10.1016/S0378-7788\(96\)01020-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7788(96)01020-1)

GIBBS, D., & O’NEILL, K. (2014). The green economy, sustainability transitions and transition regions: A case study of Boston. *Geografiska Annaler: Series B, Human Geography*, vol 96(3), pp.201-216. DOI: <http://dx.doi.org/10.1111/geob.12046>

GRSTER – Groupe de Recherche Scientifique et Technique sur les Énergies Renouvelables. Questões e desafios relacionados ao desenvolvimento de biocombustíveis (agrocombustíveis) no Benim (2007). Disponível em: [http://np-net.pbworks.com/f/GRSTER+\(2007\)+Benin_Rapport_seminaire_biocarburants.pdf](http://np-net.pbworks.com/f/GRSTER+(2007)+Benin_Rapport_seminaire_biocarburants.pdf) Acesso em: 05 set 2022. [Em francês].

GRUBB, M.; EDMONDS, J.; BRINK, P. T.; MORRISON, M. The Costs of Limiting Fossil-Fuel CO₂ Emissions: A Survey and Analysis (1993). Annual Review of Energy and the Environment, Vol. 18, pp.397-478. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev.eg.18.110193.002145>

HEAPS, C.G. (2022). LEAP: The Low Emissions Analysis Platform. [Software version: 2020.1.106] Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. <https://leap.sei.org>

HEAPS, C. G. Long-range Energy Alternatives Planning System: Data Requirements for Energy Planning and Mitigation Assessment. (2006). Stockholm Environment Institute. Disponível em: www.energycommunity.org/documents/DataRequirements.pdf

HERBST, A.; TORO, F.; REITZE, F.; JOCHEM, E. Introduction to Energy Systems Modelling. Swiss Journal of Economics and Statistics, Vol. 148, p.111–135 (2012). <https://doi.org/10.1007/BF03399363>

HOWELLS, M., ROGNER, H., STRACHAN, N., HEAPS, C. G., HUNTINGTON, H., KYPREOS, S., HUGHES, A., SILVEIRA, S., CAROLIS, J., BAZILLIAN, M., ROEHL, A. OSeMOSYS: The open source energy modeling system: an introduction to its ethos, structure and development. Energy Policy, Vol. 39 (2011), p.5850-5870. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>

HU, G.; MA, X.; JI, J. Scenarios and Policies for Sustainable Urban Energy Development Based on Leap Model – A Case Study of a Postindustrial City: Shenzhen China. Applied Energy, vol. 238 (2019), p. 876–886.

IEA – International Energy Agency. Africa Energy Outlook, 2019, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2019> . Acesso em: 16 out, 2020.

IEA – International Energy Agency. World Energy Outlook 2018. Disponível em: <[10.1787/weo-2018-en](https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018)> Acesso em 10 jul, 2021.

IED – Innovation Energy Development (2015). Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin. Tome 0 Résumé exécutif. Rapport final. Innovation, Energie, Développement. République du Bénin

IMDADULLAH, M. (2013). Time Series Analysis and Forecasting. Basic Statistics and Data Analysis. Lecture notes. Available online at: <www.itfeature.com/time-series-analysis-and-forecasting/time-seriesanalysis-forecasting>.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. Lâmpadas incandescentes deixam o mercado. Disponível em : http://www.inmetro.gov.br/imprensa/releases/Lampadas_incandescentes_de_60W_deixam_o_mercado.pdf Acesso em: 16 out 2023.

INSAE – Institut National de la Statistique et de l'Analyse Economique. Projection de la population du Bénin pour l'année 2021. Disponível em: <<https://insae.bj/component/search/?searchword=population%20estimada%20do%20b%C3%A9nin&searchphrase=all&Itemid=101>> Acesso em: 10 jul 2021.

INSAE – Institut National de la Statistique et de l'Analyse Economique. Relatório de enquete sobre o consumo de eletricidade em Benin, 2019. Disponível em:

<<http://www.ucf.bj/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=110>>

Acesso em: 16 out 2020. [Em francês].

INSAE – Institut National de la Statistique et de l'Analyse Economique. Principaux indicateurs socio démographiques et économiques (RGPH-4), 2016. Disponível em: <https://instad.bj/images/docs/insae-statistiques/demographiques/population/Principaux%20Indicateurs%20avec%20projections%20RGPH4/Principaux%20indicateurs%20socio%20d%C3%A9mographiques%20et%20%C3%A9conomiques%20RGPH-4.pdf> Acesso em: 05 ago 2022. [Em francês].

INSAE – Institut National de la Statistique et de l'Analyse Economique. Projections démographiques et étude prospective de la demande sociale au Bénin (Tome 6), 2003. Disponível em: <<https://ireda.ceped.org/inventaire/ressources/TOME6.pdf>> Acesso em: 16 ago 2022. [Em francês].

IRENA – International Renewable Energy Agency (2018). Planification et perspectives pour les énergies renouvelables: AFRIQUE DE L'OUEST. Rapport Final.

IRENA – International Renewable Energy Agency (2016). Capacité total de energia solar instalada em Benim. Traduzido de francês. Disponível em: <<http://resourceirena.irena.org/gateway/countrySearch/?countryCode=BEN>>. Acesso em: 10 jun 2021.

JORGENSON, D. W.; GOETTLE, R. J.; HO, M. S.; WILCOXEN, P. J. Double dividend: environmental taxes and fiscal reform in the United States. The MIT Press (2013). ISBN: 9780262027090

KAHSAI, M. S., NONDO, C., SCHAEFFER, P. V., & GEBREMEDHIN, T. G. Income level and the energy consumption-GDP nexus: Evidence from Sub-Saharan Africa. *Energy Economics*, Vol 34(3), (2012), pp.739–746. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.06.006>

KLEINPETER, M. Energy planning and policy. In: *Fuel and energy abstracts*. 1995. p. 382. Disponível em: <https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.elsevier-e9a472f1-3999-31b2-9ce9-11246de6bf22>

LE, H.T-T.; SANSEVERINO, E. R.; NGUYEN, D-Q.; DI SILVESTRE, M. L.; FAVUZZA, S.; PHAM, M-H. Critical Assessment of Feed-In Tariffs and Solar Photovoltaic Development in Vietnam. *Energies*, 2022, 15(2), 556. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15020556>

LINNER, B. O., & SELIN, H. (2014). The United Nations Conference on Sustainable Development: forty years in the making. *Environment and Planning C: Government and Policy*, vol 31(6), pp.971-987. DOI: <https://doi.org/10.1068/c12287>

MAGRIN, G.. L'Afrique sub-saharienne face aux famines énergétiques. *EchoGéo*, vol 3, 2007. DOI: 10.4000/echogeo.1976

MARCEL, D.T.A. Electricity Consumption and Economic Growth Nexus in the Republic of Benin. *SocioEconomic Challenges*, Vol 3(2), (2019), pp.63-69. DOI: [http://doi.org/10.21272/sec.3\(2\).63-69.2019](http://doi.org/10.21272/sec.3(2).63-69.2019)

ME – Ministério da Energia. Missões e Atribuições do Ministério da Energia. Disponível em: <<https://energie.gouv.bj/page/missions-et-attributions-du-ministere-de-lenergie>> Acesso em 20 maio 2022. [In French]

MENEGAKI, A. N., & TUGCU, C. T. Rethinking the energy-growth nexus: Proposing an index of sustainable economic welfare for Sub-Saharan Africa. *Energy Research & Social Science*, Vol 17, (2016), pp.147–159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.04.009>

MENSAH, J. H. R.; SILVA, A. T. Y. L.; SANTOS, I. F. S.; RIBEIRO, N. S.; GBEDJINOU, M. J.; NAGO, V. G.; FILHO, G. L. T.; BARROS, R. M. Assessment of electricity generation from biogas in Benin from energy and economic viability perspectives. *Renewable Energy*, n°163, p. 613-624, (2021). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.014>

MENSAH, J.H.R.; SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L. A critical analysis of the energy situation in the Benin Republic and its evolution over the last decade. *Renewable Energy*, vol 202, pp.634-650 (2023). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.11.085>

MENSAH, J.H.R.; SOUMAILA, I.; SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L. Caracterização da Matriz Elétrica da República do Benim e Possibilidades de Solução (2022). Anais do XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (XIII CBPE), em agosto de 2022. Itajuba, Minas Gerais, Brasil, Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/362960475_Caracterizacao_da_Matriz_Eletrica_da_Republica_do_Benim_e_Possibilidades_de_Solucao Acesso em 14 abr 2023

Millennium Challenge Account-Benin II (MCA-Benin II), Master Plan for OffGrid Electrification in Benin (PDEHR), 2017. Disponível em: <https://ocef.bj/images/IEDPDEHR_Benin_FINAL_2017.10.04.pdf> Acesso em 15 ago 2021

MIRJAT, N. H.; UQUALI, M. A.; HARIJAN, K.; WALASAI, G. D; MONDAL, M. A. H.; SAHIN, H. Long-term electricity demand forecast and supply side scenarios for Pakistan (2015-2050): A LEAP model application for policy analysis. *Energy*, n° 165, p.512-526, 2018. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.012>

MMEE – Ministère des Mines, de l’Eau et de l’Energie. Document de Plan d’Action National des Énergie Renouvelables, PANER (2016).

MOUSSA, A. City Growth: Issues and Challenges of Urban Sustainability in Republic of Benin. *Journal of Social Sciences* (2017), vol. 13 (4), pp.208-215. DOI: <https://doi.org/10.3844/jssp.2017.208.215>

NAKATA, T. Energy-economic models and the environment (2004). *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 30, n°4, p.417-475. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.peccs.2004.03.001>

NOJEDEHI, P.; HEIDARI, M.; ATAEI, A.; NEDAEI, M.; KURDESTANI, E. (2016) Environmental assessment of energy production from landfill gas plants by using Long-range Energy Alternative Planning (LEAP) and IPCC methane estimation methods: A case study of Tehran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 16 (2016), p.33-42. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.04.001>

NOROUZI, N; FANI, M; TALEBI, S. Green tax as a path to greener economy: A game theory approach on energy and final goods in Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 156, p. 111968, (2022). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111968>

ODOU, O. D. T.; BHANDARI, R.; ADAMOU, R. Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin. *Renewable Energy*, vol. 145 (2020), p.1266-1279. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.032>

OEC – The Observatory of Economic Complexity. Electricity in Benin (2023). Disponível em: <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/electricity/reporter/ben> Acessado em 25 nov 2023.

OKANLA, K. (2014). West Africa: Insufficient fire wood. Disponível em: <https://www.dandc.eu/en/article/benins-energy-supply-depends-fire-wood-and-smuggled-petrol-nigeria>. Acesso em 01 nov 2021.

ONUUDI – Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel (2019). Rapport Mondial sur le Développement de la Petite Hydraulique. Sommaire Exécutif.

OUEDRAOGO, N. S. Energy consumption and economic growth: Evidence from the economic community of West African States (ECOWAS). *Energy Economics*, Vol 36, (2013), pp.637–647. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.11.011>

PAG – Programme d’Action du Gouvernement. Programme d’Action du Gouvernement 2021-2026. Disponível em: <https://beninrevele.bj/pag-2021-2026/> Acesso em 20 agosto 2022. [Em francês].

PAG – Programme d’Action du Gouvernement. Programme d’Action du Gouvernement 2016-2021. Disponível em: <https://beninrevele.bj/pag-2016-2021/> Acesso em 20 agosto 2022. [Em francês].

PANDEY, R. Energy policy modelling: agenda for developing countries. *Energy Policy*, Vol 30, Issue 2, 2002, pp.97-106. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00062-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00062-3)

PDDSSEE – Plan Directeur de Développement du Sous-Secteur de l’Energie Electrique au Bénin. Document synthèse de l’étude et Plan d’Action actualisé (2016).

PNIASAN – Plan National d’Investissements Agricoles et de Sécurité Alimentaire et Nutritionnelle. Plan National d’Investissements Agricoles et de Sécurité Alimentaire et Nutritionnelle 2017-2021. Disponível em: https://pspdb.dev.gouv.bj/server/storage/app/PolitiqueFichiers/29_psdas_2025_et_pniasan_2017_-_2021_version_finale_adoptee.pdf Acesso em: 09 agosto 2022. [Em francês].

PND – Plan National de Développement. Plan National de Développement 2018-2025. Disponível em: https://www.gouv.bj/download/2/mpd_plan-national-developpement-2018-2025-final-14-janv.pdf Acesso em 10 agosto 2022. [Em francês].

PNUD – Programme des Nations Unies pour le Développement. Projet de promotion de la production durable de biomasse électricité au Bénin (2017). Disponível em: <https://benin.un.org/fr/283-pnud-le-benin-se-lance-dans-la-production-de-lenergie-non-polluante-base-de-residus-agricoles> Acesso em 12 set 2022. [Em francês].

PNUD – Programme des Nations Unies pour le Développement. Identification et cartographie des potentialités et sources d'énergie renouvelables assorties des possibilités d'exploitation. Rapport Final (2010).

PONADER – Politique National de Développement des Energies Renouvelables (2020). Disponível em: <https://direction-energie.gouv.bj/documents/politique-nationale-de-developpement-des-energies-renouvelables-2020.html> Acesso em 10 abr 2022.

POLLITT, M. G. The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalization era. *Energy Policy*, Vol 50, 2012, pp. 128-137. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.004>

PRB – Présidence de la République du Bénin. La géographie du Bénin (2021). Disponível em: <https://presidence.bj/home/le-benin/geographie/> Acesso em 15 jul 2021.

PSDSA – Plan Stratégique de Développement du Secteur Agricole. Plan Stratégique de Développement du Secteur Agricole 2025. Disponível em: https://ecowap.ecowas.int/media/ecowap/naip/files/BENIN_SIM6akD.pdf Acesso em 13 agosto 2022. [Em francês].

QI, M.; XU, J.; AMUJI, N.B.; WANG, S.; XU, F.; ZHOU, H. The Nexus among Energy Consumption, Economic Growth and Trade Openness: Evidence from West Africa. *Sustainability* 2022, Vol 14, n°6: 3630. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14063630>

REN21. Renewables Global Status Report – GSR 2021. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf Acesso em: 15 jul. 2021

ROINIOTI, A. et al. Modeling the Greek Energy System: Scenarios of Clean Energy Use and Their Implications. *Energy Policy* n° 50, p. 711–722, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.017>

SAFITRA, D. A; HANIFAH, A. Environmental tax: principles and implementation in Indonesia. *Jurnal Pajak dan Keuangan Negara (PKN)*, v. 2, n. 2, p. 23-33, (2021).

SBEE – Companhia Beninense de Energia Elétrica, 2019. Relatório Estatístico Anual [Em francês].

SBEE – Companhia Beninense de Energia Elétrica, 2016. Pesquisa sobre o consumo de eletricidade no Benin [Em francês].

SBEE – Companhia Beninense de Energia Elétrica. Organização e atribuições (2022). Disponível em: <https://sbee.bj/site/sbee/organisation/> Acesso em: 07 maio de 2022. [In French].

SE4ALL – Sustainable Energy For All. Rapport sur les agendas de l'Initiative Énergie Durable pour Tous au Bénin, 2017.

SEI – Stockholm Environment Institute. User Guide, Long Range Energy Alternative Planning System (LEAP). Stockholm Environment Institute, Boston; 2011. <https://leap.sei.org/>

SGG – Secretaria Geral do Governo. Decreto n° 2018-050 de 15 de Fevereiro de 2018 sobre a criação e implementação da Unidade Carregada da Política de Desenvolvimento de Energias Renováveis (UC/PDER). Disponível em: <<https://sgg.gouv.bj/doc/decret-2018-050/>> Acesso em 12 maio de 2022. [In French]

SGG – Secretaria Geral do Governo. Decreto n° 2017-205 de 29 de Março de 2017 sobre a criação e implementação da Unidade Presidencial de Monitoramento de Projetos de Energia (UP/SPE) para a execução do Programa de Ações do Governo (PAG). Disponível em: < <https://sgg.gouv.bj/doc/decret-2017-205/>> Acesso em: 13 maio de 2022. [In French]

SHAHID, M.; ULLAH, K.; IMRAN, K.; MAHMOOD, A.; ARENTSEN, M. LEAP simulated economic evaluation of sustainable scenarios to fulfill the regional electricity demand in Pakistan. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 46 (2021) 101292. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101292>

SHAHZAD, U. Environmental taxes, energy consumption, and environmental quality: Theoretical survey with policy implications. *Environmental Science and Pollution Research*, v. 27, n. 20, p. 24848-24862, (2020). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11356-020-08349-4>

SIE – Sistema de Informação Energética dos Países Membros da UEMOA. Dados-chaves sobre a energia na República do Benin e na comunidade da UEMOA: Relatório de 2019. Disponível em: <https://www.ifdd.francophonie.org/wp-content/uploads/2021/04/Rapport-2019_SIE_UEMOA_Chiffres_Cles_BENIN_web.pdf> Acesso em: 17 jul 2021. [Em francês].

SIE – Sistema de Informação Energética dos Países Membros da UEMOA. Indicadores de acesso a serviços de energia elétrica na República do Benin. (2021). Disponível em: <https://sie.uemoa.int/rapport/rapports/3> Acesso em: 12 agosto 2022. [Em francês].

SINSIN, L. M. (2017). *Economie de l'énergie et accès à l'électricité: Trois essais sur le Bénin*. Tese de Doutorado em Ciências Econômicas apresentada com cotutela entre a Universidade Paris-Dauphine e a Universidade de Abomey-Calavi (Benim).

SNV – Analyse spatiale d'Électrification pour le Bénin, basée sur l'Outil d'électrification spatiale Open Source (OnSSET). (2018). Disponível em: https://snv.org/cms/sites/default/files/explore/download/2019jan_electrification_pathways_for_benin_french.pdf . Acesso em 16 out, 2020.

SNV – Bénin. Rapport de l'étude de faisabilité du biogaz domestique au Bénin. République du Bénin, Cotonou (2009).

SOUZA, G. B. A. A multi-objective decision support methodology for developing national energy efficiency plans (2011). Ph.D. thesis in Sustainable Energy Systems presented at University of Porto (U.PORTO). Available at: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/64682/1/000151875.pdf>>. Accessed on 7 may 2022.

STERN, D. I.; BURKE, P. J.; BRUNS, S. B. (2019). The Impact of Electricity on Economic Development: A Macroeconomic Perspective. *Energy and Economic Growth*,

UC Berkeley: Center for Effective Global Action. p.1-44. Retrieved from <https://escholarship.org/uc/item/7jb0015q>

STERNER, T; KÖHLIN, G. Environmental taxes in Europe. Environmental Taxation in Practice, p. 3-28, 2017. ISBN: 9781315256252

SUGANTHI, L.; SAMUEL, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(2), 1223-1240. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>

SUN, J. W.; ANG, B. W. (2000). Some properties of an exact energy decomposition model. Energy, 25(12), 1177-1188. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00038-4](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00038-4)

SWB – Social Watch Benin. Note Budgétaire Sensible Genre sur l'Énergie (2020). Disponível em: https://socialwatch.bj/wp-content/uploads/2020/12/Note_Budgetaire_Sensible_Genre_Energie-2020.pdf> Acesso em 25 jul 2021.

SWISHER, J. N; JANNUZZI, G. M; REDLINGER, R. Y. Tools and methods for integrated resources planning: improving energy efficiency and protecting the environment (1997). Available at: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/44995/mod_resource/content/1/IRPmanual.pdf> Acesso em 06 maio 2022

TALL, T. B. Cooperation ABREC – UEMOA pour le Développement des ER et EE dans les 8 États membres, 2013. Disponível em: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/gee21/5_ge_April_13/Tall.pdf> Acesso em: 10 agosto 2021.

UNIDO – United Nations Industrial Development Organization and International Center on Small Hydro Power. World Small Hydropower Development Report. Executive Summary, 2019.

USAID, “Power Africa - Benin” 2018.

VAN BEECK, N. (1999). Classification of energy models. Tilburg University, Faculty of Economics and Business Administration.

VAN RUIJVEN, B.; URBAN, F.; BENDERS, R. M.; MOLL, H. C.; VAN DER SLUIJS, J. P.; DE VRIES, B.; VAN VUUREN, D. P. (2008). Modeling energy and development: an evaluation of models and concepts. World Development, 36(12), p.2801-2821. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2008.01.011>

WANG, J. N.; CAI, B. F.; LIU, L. C.; CAO, D. (2010). Research and Practice of Low Carbon Society in China. Center for Climate and Environmental Policy, Chinese Academy for Environmental Planning, Beijing, 100012. Available at: <https://www.greengrowthknowledge.org/research/research-and-practice-low-carbon-society-china>>. Acesso em 03 Maio 2022.

WING, I. S. (2004). Computable general equilibrium models and their use in economy-wide policy analysis. Technical Note, Joint Program on the Science and Policy of Global Change, MIT.

WOLDE-RUFAEL, Y. Energy consumption and economic growth: The experience of African countries revisited. *Energy Economics*, Vol 31, Issue 2, (2009), pp.217–224. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.11.005>

WOOLDRIDGE, J. M. (2019). *Introductory econometrics: A Modern Approach*. Cengage Learning; 7th ed, ISBN-13: 978-1337558860, p.816.

WORLD BANK – WB. Solar Development in Sub-Saharan Africa - Phase 1, 2017. (Sahel) (P162580). Disponível em: <https://bitly.com/nHCyl> . Acesso em: 17 out, 2020

YAMAZAKI, A. Environmental taxes and productivity: Lessons from Canadian manufacturing. *Journal of Public Economics*, v. 205, p. 104560, (2022). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2021.104560>

YANG, D.; LIU, D.; HUANG, A.; LIN, J.; XU, L. Critical transformation pathways and socio-environmental benefits of energy substitution using a LEAP scenario modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135 (2021), p.110116. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110116>

YÊHOUENOU, K. G. B. Transition énergétique au Bénin: quel apport du solaire photovoltaïque? Tese de Doutorado apresentada na Universidade de Estrasburgo (França) e Universidade de Abomey-Calavi (Benim), 2020.

YOPHY, H.; JEFFREY, B. Y.; CHIEH-YU, P. The long-term forecast of Taiwan's energy supply and demand: LEAP model application. *Energy Policy*, vol. 39 (2011), p. 6790–6803. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.023>

YOTTO, H. C. S; CHETANGNY, P. K; AREDJODOUN, J; HOUNDEDAKO, S; CHAMAGNE, D; BARBIER, G; VIANOU, A. The renewable energy landscape in Benin: an analysis and review of barriers, targets, policies and actions for a clean energy transition (2021). International Conference on Electrical, Computer, Communications and Mechatronics Engineering (ICECCME), 2021, pp.1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICECCME52200.2021.9590886>

YU, L.; GAO, X.; LYU, J.; FENG, Y.; ZHANG, S.; ANDLIB, Z. Green growth and environmental sustainability in China: the role of environmental taxes. *Environmental Science and Pollution Research*, v. 30, n. 9, p. 22702-22711, (2023). DOI: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-23355-4>

APÊNDICE A : Fontes de conjuntos de dados usados no desenvolvimento do modelo LEAP Benim

Apêndice A1 : Dados socioeconômicos e demográficos

Fonte: The World Bank. <https://data.worldbank.org/>

Institut National de la Statistique et de la Démographie. <https://instad.bj/statistiques/statistiques-demographiques>

Apêndice A2 : Distribuição percentual da fonte doméstica de combustível para cozinhar (2020)

Fonte: LOKONON, B.O.K. Household cooking fuel choice: Evidence from the Republic of Benin <https://doi.org/10.1111/1467-8268.12471>

Apêndice A3 : Distribuição percentual da fonte doméstica de combustível para iluminação (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A4 : Intensidades energéticas por residência no Benim (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A5 : Percentual dos combustíveis usados nos setores da indústria, serviços e agrícola no Benim (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A6 : Intensidades energéticas por setor no Benim (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A7 : Percentual e Intensidades energéticas dos combustíveis no setor de transporte no Benim (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A8 : Balanço energético do Benim (2020) em ktep

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A9 : Planta de produção de carvão e eficiências de conversão (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A10 : Capacidade existente total instalada no Benim (2020) em MW

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A11 : Recursos energéticos renováveis no Benim e seu potencial (2020)

Fonte: International Renewable Energy Agency (IRENA). Planning and prospects for renewable power: West Africa (2018). <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Planning-and-prospects-for-renewable-power>

Politique National de Développement des Energies Renouvelables (PONADER). <https://direction-energie.gouv.bj/documents/politique-nationale-de-developpement-des-energies-renouvelables-2020.html>

Apêndice A12 : Informações sobre tecnologia de usinas de geração energia elétrica no Benim (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Apêndice A13 : Informações sobre geração de eletricidade no Benim (2020)

Fonte : CHIFFRES CLÉS 2021. Bilans Energétiques et Indicateurs 2016 à 2020 <https://direction-energie.gouv.bj/telecharger-chiffres-cles>

Sistema de Informação Energética (SIE) dos Países Membros da UEMOA. Indicadores de acesso a serviços de energia elétrica na República do Benin. (2021). <http://sie.uemoa.int/rapport/rapports/3>

APÊNDICE B : Projeção das capacidades de geração

Apêndice B1 : Projeção da capacidade de geração de eletricidade no Cenário REF (2020 – 2050)

Power plant	2020		2025		2030		2035		2040		2045		2050	
	MW	Share												
Existing thermal plant	127	54%	127	54%	127	38%	127	33%	127	29,1%	127	27,3%	127	25%
Existing self producers	49,56	21%	49,56	21%	49,56	14,8%	49,56	12,9%	49,56	11,4%	49,56	10,6%	49,56	9,8%
Existing hydro plant	32,50	14%	32,50	14%	32,50	9,7%	32,50	8,4%	32,50	7,5%	32,50	7%	32,50	6,4%
Existing solar plant	25,94	11%	25,94	11%	25,94	7,7%	25,94	6,7%	25,94	6%	25,94	5,6%	25,94	5,1%
New solar plant														
New hydro plant														
New biomass plant														
New thermal plant					100	29,8%	150	39%	200	46%	230	49,5%	273	53,7%
Total	235		235		335		385		435		465		508	

Apêndice B2 : Projeção da capacidade de geração de eletricidade no Cenário MOD (2020 – 2050)

Power plant	2020		2025		2030		2035		2040		2045		2050	
	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share
Existing thermal plant	127	54%	127	23,7%	127	18,2%	127	14,3%	127	10,5%	127	7,3%	127	5,2%
Existing self producers	49,56	21%	49,56	9,3%	49,56	7,1%	49,56	5,6%	49,56	4,1%	49,56	2,8%	49,56	2%
Existing hydro plant	32,50	14%	32,50	6,1%	32,50	4,6%	32,50	3,7%	32,50	2,7%	32,50	1,9%	32,50	1,3%
Existing solar plant	25,94	11%	25,94	4,8%	25,94	3,7%	25,94	2,9%	25,94	2,1%	25,94	1,5%	25,94	1%
New solar plant			80	15%	150	21,4%	200	22,6%	320	26,6%	550	31,5%	780	31,6%
New hydro plant			120	22,4%	200	28,6%	230	26%	300	24,9%	440	25,2%	650	26,4%
New biomass plant			100	18,7%	115	16,4%	130	14,7%	200	16,6%	310	17,8%	530	21,5%
New thermal plant							90	10,2%	150	12,5%	210	12%	273	11,1%
Total	235		535		700		885		1205		1745		2468	

Apêndice B3 : Projeção da capacidade de geração de eletricidade no Cenário OPT (2020 – 2050).

Power plant	2020		2025		2030		2035		2040		2045		2050	
	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share	MW	Share
Existing thermal plant	127	54%	127	21%	127	13,6%	127	10%	127	6,6%	127	4,2%	127	2,3%
Existing self producers	49,56	21%	49,56	8,2%	49,56	5,3%	49,56	3,9%	49,56	2,6%	49,56	1,6%	49,56	0,9%
Existing hydro plant	32,50	14%	32,50	5,4%	32,50	3,5%	32,50	2,6%	32,50	1,7%	32,50	1,1%	32,50	0,6%
Existing solar plant	25,94	11%	25,94	4,3%	25,94	2,8%	25,94	2%	25,94	1,3%	25,94	0,8%	25,94	0,5%
New solar plant			150	24,8%	350	37,4%	500	39,2%	850	44,2%	1500	49,1%	3500	63,7%
New hydro plant			120	19,8%	200	21,4%	240	18,8%	350	18,2%	600	19,6%	750	13,6%
New biomass plant			100	16,5%	150	16%	200	15,7%	320	16,6%	500	16,4%	740	13,4%
New thermal plant							100	7,8%	170	8,8%	220	7,2%	273	5%
Total	235		605		935		1275		1925		3055		5498	

APÊNDICE C : Participação projetada de combustíveis no setor dos transportes

Apêndice C1 : Participação projetada por tipo de combustível no cenário MOD

Type of transport	Fuel type	Share in 2020 (%)	Share in 2050 (%)
Road	Diesel	26,8	20
	Gasoline	73,2	75
	Electricity	0	5

Apêndice C2 : Participação projetada por tipo de combustível no cenário OPT

Type of transport	Fuel type	Share in 2020 (%)	Share in 2050 (%)
Road	Diesel	26,8	10
	Gasoline	73,2	70
	Electricity	0	20

APÊNDICE D : Participação projetada de combustíveis no setor industrial

Apêndice D1 : Participação projetada de indústrias por tipo de combustível no cenário MOD

Type of industry	Fuel type	Share in 2020 (%)	Share in 2050 (%)
Breweries	Electricity	35,3	65
	Oil product	64,7	35
Construction	Electricity	26,2	54
	Oil product	73,8	46
Manufacturing	Electricity	73,3	77
	Oil product	26,8	23
Food industries	Electricity	81,5	85
	Oil product	18,5	15
Cement factory	Wood	10,4	10,4
	Electricity	13,3	35,2
	Oil product	24,4	24,4
	Mineral coal	51,9	30
Other	Oil product	100	100

Apêndice D2 : Participação projetada de indústrias por tipo de combustível no cenário OPT

Type of industry	Fuel type	Share in 2020 (%)	Share in 2050 (%)
Breweries	Electricity	35,3	90
	Oil product	64,7	10
Construction	Electricity	26,2	80
	Oil product	73,8	20
Manufacturing	Electricity	73,3	77
	Oil product	26,8	23
Food industries	Electricity	81,5	85
	Oil product	18,5	15
Cement factory	Wood	10,4	10,4
	Electricity	13,3	45,2
	Oil product	24,4	24,4
	Mineral coal	51,9	20
Other	Oil product	100	100

Energy Demand Final Units							
Reference Scenario, All Fuels							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Food industries	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cement Factory	1,7	1,8	2,0	2,3	2,6	3,0	3,5
Wood	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4
Electricity	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8
Oil product	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7
Mineral Coal	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6
Other Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	35,8	37,9	40,2	42,5	45,0	47,5	50,2
Road	35,8	37,9	40,2	42,5	45,0	47,5	50,2
Diesel	4,2	4,6	4,9	5,3	5,6	6,0	6,4
Gasoline	31,6	33,4	35,3	37,3	39,3	41,5	43,8
Electricity	-	-	-	-	-	-	-
Trade and Services	8,4	9,1	9,9	10,8	11,8	13,1	14,6
Heating	8,4	9,1	9,9	10,8	11,8	13,1	14,6
LPG	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wood	7,8	8,3	8,9	9,4	10,0	10,6	11,2
Biomass	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3
Charcoal	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,2	1,5
Electricity	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,1	1,6
Agriculture	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Agricultural sector	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Diesel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kerosene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	103,4	111,3	119,8	129,0	139,1	150,3	162,7

Energy Demand Final Units							
Moderate Scenario, All Fuels							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cement Factory	1,7	1,9	2,2	2,6	3,2	4,2	5,6
Wood	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,0
Electricity	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,3	2,1
Oil product	0,3	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Mineral Coal	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Other Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	35,8	42,4	50,7	60,9	73,5	88,9	107,9
Road	35,8	42,4	50,7	60,9	73,5	88,9	107,9
Diesel	4,2	3,9	3,5	3,2	2,9	2,6	2,3
Gasoline	31,6	38,6	47,1	57,5	70,3	85,9	104,9
Electricity	-	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6
Trade and Services	8,4	9,0	9,7	10,7	12,2	14,8	19,1
Heating	8,4	9,0	9,7	10,7	12,2	14,8	19,1
LPG	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	1,1
Diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wood	7,8	8,0	8,2	8,2	8,1	7,8	7,2
Biomass	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Charcoal	0,4	0,6	0,8	1,1	1,4	1,9	2,6
Electricity	0,1	0,3	0,6	1,3	2,4	4,4	8,0
Agriculture	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Agricultural sector	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Diesel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kerosene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Total	103,4	111,3	121,5	134,8	152,8	177,6	212,7

Apêndice E3 : Demanda energética por setor no cenário OPT

Energy Demand Final Units							
Optimistic Scenario, All Fuels							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Residential	57,3	52,1	48,6	48,4	54,4	71,8	109,8
Urban	17,4	19,6	22,9	28,8	40,0	61,8	103,7
Cooking	15,3	16,2	17,4	20,0	26,1	39,9	69,4
LPG	0,2	0,9	2,5	6,3	14,4	31,0	64,2
Wood	10,3	10,2	9,6	8,5	6,8	4,5	1,5
Biomass	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charcoal	4,7	5,0	5,0	4,8	4,2	3,3	1,8
Electricity	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	1,1	1,9
Lighting	0,2	0,3	0,6	1,1	1,9	3,4	5,8
Kerosene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	0,2	0,3	0,6	1,1	1,9	3,3	5,8
Other	1,9	3,1	4,9	7,7	12,0	18,6	28,5
Electricity	1,9	3,1	4,9	7,7	12,0	18,6	28,5
Rural	40,0	32,5	25,7	19,6	14,4	10,0	6,1
Cooking	39,1	31,4	24,4	18,3	13,0	8,6	5,0
LPG	0,0	0,4	0,9	1,4	2,1	2,6	2,6
Wood	38,5	30,5	23,1	16,4	10,6	5,8	2,3
Biomass	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Charcoal	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1
Electricity	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lighting	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Kerosene	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Other	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	0,9
Electricity	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	0,9
Industry	1,7	2,0	2,5	3,2	4,2	5,9	8,5
Breweries	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Construction	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	1,0
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,9
Oil product	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Manufacturing	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Food industries	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1

Energy Demand Final Units							
Optimistic Scenario, All Fuels							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electricity	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cement Factory	1,7	1,9	2,3	2,9	3,8	5,1	7,1
Wood	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1
Electricity	0,1	0,2	0,3	0,6	1,1	1,8	3,0
Oil product	0,3	0,4	0,5	0,7	1,0	1,3	1,8
Mineral Coal	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2
Other Industrie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oil product	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	35,8	45,3	58,5	76,7	101,1	133,8	177,4
Road	35,8	45,3	58,5	76,7	101,1	133,8	177,4
Diesel	4,2	3,3	2,5	1,8	1,3	0,9	0,6
Gasoline	31,6	41,9	55,7	74,0	98,3	130,5	173,4
Electricity	-	0,1	0,4	0,8	1,5	2,3	3,3
Trade and Services	8,4	8,8	9,4	10,3	12,0	15,5	22,7
Heating	8,4	8,8	9,4	10,3	12,0	15,5	22,7
LPG	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	2,2	5,3
Diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wood	7,8	7,8	7,5	7,0	6,1	4,7	2,7
Biomass	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Charcoal	0,4	0,6	0,8	1,1	1,4	1,6	1,7
Electricity	0,1	0,4	0,9	1,8	3,6	6,9	12,9
Agriculture	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Agricultural sector	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Diesel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Kerosene	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Electricity	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
Total	103,4	108,4	119,2	138,7	172,0	227,3	318,8

APÊNDICE F : Oferta de energia primária e secundária por cenários

Apêndice F1 : Necessidades totais de energia primária por cenários

Primary Supply							
All Fuels							
Branch: Resources							
Units: Million Gigajoules							
Scenarios	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Optimistic	143,8	137,1	143,5	161,9	194,9	250,3	340,5
Moderate	143,8	149,6	161,3	178,3	200,3	229,7	272,5
Reference	143,8	153,6	169,7	186,5	204,8	224,9	247,5
Total	431,5	440,3	474,4	526,7	600,0	704,8	860,5

Apêndice F2 : Oferta de energia por tipo de combustível no cenário REF

Energy Demand Final Units							
Reference Scenario							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Fuel	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electricity	3,2	4,1	5,4	7,1	9,3	12,3	16,2
Gasoline	31,6	33,4	35,3	37,3	39,3	41,5	43,8
Kerosene	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Diesel	4,4	4,7	5,0	5,4	5,7	6,1	6,5
LPG	0,2	0,5	0,9	1,5	2,2	3,2	4,4
Oil	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Coal Lignite	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6
Wood	56,8	60,3	63,9	67,4	70,9	74,2	77,3
Charcoal	5,6	6,3	7,1	8,0	9,0	10,1	11,3
Biomass	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5
Total	103,4	111,3	119,8	129,0	139,1	150,3	162,7

Apêndice F3 : Oferta de energia por tipo de combustível no cenário MOD

Energy Demand Final Units							
Moderate Scenario							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Fuel	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electricity	3,2	4,6	6,8	10,2	15,2	22,9	34,6
Gasoline	31,6	38,6	47,1	57,5	70,3	85,9	104,9
Kerosene	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Diesel	4,4	4,0	3,6	3,3	3,0	2,7	2,4
LPG	0,2	0,9	2,0	4,0	7,3	12,8	22,0
Oil	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,3
Coal Lignite	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Wood	56,8	55,0	52,6	49,6	45,9	41,4	36,0
Charcoal	5,6	6,4	7,2	7,9	8,6	9,1	9,6
Biomass	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
Total	103,4	111,3	121,5	134,8	152,8	177,6	212,7

Apêndice F4 : Oferta de energia por tipo de combustível no cenário OPT

Energy Demand Final Units							
Optimistic Scenario							
Branch: Demand							
Units: Petajoules							
Fuel	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electricity	3,2	5,2	8,5	13,9	22,6	36,3	58,1
Gasoline	31,6	41,9	55,7	74,0	98,3	130,5	173,4
Kerosene	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Diesel	4,4	3,4	2,6	1,9	1,4	1,0	0,7
LPG	0,2	1,3	3,5	8,1	17,3	35,7	72,0
Oil	0,3	0,4	0,6	0,8	1,1	1,5	2,0
Coal Lignite	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2
Wood	56,8	48,6	40,4	32,1	23,8	15,6	7,6
Charcoal	5,6	6,0	6,3	6,2	5,9	5,1	3,6
Biomass	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Total	103,4	108,4	119,2	138,7	172,0	227,3	318,8

APÊNDICE G : Fornecimento total de eletricidade por cenário

Apêndice G1 : Oferta total de energia elétrica no cenário REF

Outputs by Feedstock Fuel							
Reference Scenario, All Fuels, All Outputs Type							
Branch: Transformation\Electricity Production\Processes							
Units: Thousand Megawatt-Hours							
Branch	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Existing thermal plant	810,0	481,3	470,0	513,7	547,4	600,0	644,1
Existing self producers	171,7	80,5	78,6	85,9	91,5	100,3	107,7
Existing hydro plant	71,9	79,2	77,3	84,5	90,0	98,7	106,0
Existing solar plant	7,4	63,2	61,7	67,5	71,9	78,8	84,6
New solar plant	-	-	-	-	-	-	-
New hydro plant	-	-	-	-	-	-	-
New biomass plant	-	-	-	-	-	-	-
New thermal plant	-	-	422,9	693,4	985,1	1.241,8	1.582,3
Total	1.061,1	704,2	1.110,5	1.445	1.786	2.119,7	2.524,7

Apêndice G2 : Oferta total de energia elétrica no cenário MOD

Outputs by Feedstock Fuel							
Moderate Scenario, All Fuels, All Outputs Type							
Branch: Transformation\Electricity Production\Processes							
Units: Thousand Megawatt-Hours							
Branch	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Existing thermal plant	810,0	255,5	325,8	399,2	425,2	432,8	442,6
Existing self producers	171,7	42,7	54,5	66,8	71,1	72,4	74,0
Existing hydro plant	71,9	42,0	53,6	65,7	69,9	71,2	72,8
Existing solar plant	7,4	33,5	42,8	52,4	55,8	56,8	58,1
New solar plant	-	183,9	439,7	718,4	1.224,4	2.142,1	3.106,9
New hydro plant	-	275,9	586,3	826,2	1.147,8	1.713,7	2.589,0
New biomass plant	-	229,9	337,1	467,0	765,2	1.207,4	2.111,1
New thermal plant	-	-	-	323,3	573,9	817,9	1.087,4
Total	1.061,1	1.063,4	1.839,7	2.918,8	4.333,4	6.514,3	9.541,9

Apêndice G3 : Oferta total de energia elétrica no cenário OPT

Outputs by Feedstock Fuel							
Optimistic Scenario, All Fuels, All Outputs Type							
Branch: Transformation\Electricity Production\Processes							
Units: Thousand Megawatt-Hours							
Branch	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Existing thermal plant	810,0	261,9	307,5	379,9	397,9	395,5	344,5
Existing self producers	171,7	43,8	51,4	63,5	66,5	66,1	57,6
Existing hydro plant	71,9	43,1	50,6	62,5	65,5	65,1	56,7
Existing solar plant	7,4	34,4	40,4	49,9	52,2	51,9	45,2
New solar plant	-	353,5	968,7	1.709,5	3.043,6	5.338,6	10.849,2
New hydro plant	-	282,8	553,5	820,5	1.253,3	2.135,4	2.324,8
New biomass plant	-	235,7	415,1	683,8	1.145,8	1.779,5	2.293,8
New thermal plant	-	-	-	341,9	608,7	783,0	846,2
Total	1.061,1	1.255,0	2.387,3	4.111,5	6.633,6	10.615,2	16.818,1

APÊNDICE H : Demanda e fornecimento total de eletricidade

Apêndice H1 : Demanda total de eletricidade

Energy Demand Final Units							
Electricity							
Branch: Demand							
Units: Million Megawatt-Hours							
Scenarios	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Optimistic	0,9	1,4	2,4	3,9	6,3	10,1	16,1
Moderate	0,9	1,3	1,9	2,8	4,2	6,4	9,6
Reference	0,9	1,1	1,5	2	2,6	3,4	4,5
Total	2,7	3,8	5,8	8,7	13,1	19,9	30,2

Apêndice H2 : Fornecimento total de eletricidade

Outputs by Feedstock Fuel							
All Fuels, All Outputs Type							
Branch: Transformation\Electricity Production							
Units: Million Megawatt-Hours							
Scenarios	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Optimistic	1,1	1,3	2,4	4,1	6,6	10,6	16,8
Moderate	1,1	1,1	1,8	2,9	4,3	6,5	9,5
Reference	1,1	0,7	1,1	1,4	1,8	2,1	2,5
Total	3,3	3,1	5,3	8,4	12,7	19,2	28,8

Apêndice H3 : Requisitos de recursos primários

Primary Requirements							
All Fuel							
Branch: Resources\Primary							
Units: Petajoules							
Scenarios	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Optimistic	102,8	85,7	77,0	73,2	72,9	78,0	89,8
Moderate	102,8	101,3	103,5	108,3	113,6	121,2	133,8
Reference	102,8	108,7	121,9	134,7	148,1	161,9	176,9
Total	308,4	295,7	302,4	316,2	334,6	361,1	400,5

APÊNDICE I : Emissões de gases de efeito estufa (GEE) por cenários

Apêndice I1 : Emissões de GEE no Cenário REF

One Hundred Year Global Warming Potential							
Reference Scenario, All Fuels, All GHGs							
Branch: Demand							
Units: Million Metric Tonnes CO ₂ Equivalent							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Residential	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1
Urban	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5
Rural	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Industry	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Industry	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Transport	2,5	2,6	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5
Road	2,5	2,6	2,8	3,0	3,1	3,3	3,5
Trade and Services	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Heating	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	3,3	3,5	3,7	4,0	4,3	4,6	4,9

Apêndice I2 : Emissões de GEE no Cenário MOD

One Hundred Year Global Warming Potential							
Moderate Scenario, All Fuels, All GHGs							
Branch: Demand							
Units: Million Metric Tonnes CO ₂ Equivalent							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Residential	0,5	0,6	0,6	0,8	1,0	1,3	1,9
Urban	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,5
Rural	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Industry	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Industry	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Transport	2,5	3,0	3,5	4,2	5,1	6,1	7,4
Road	2,5	3,0	3,5	4,2	5,1	6,1	7,4
Trade and Services	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Heating	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total	3,3	3,8	4,4	5,3	6,3	7,8	9,7

Apêndice I3 : Emissões de GEE no Cenário OPT

One Hundred Year Global Warming Potential							
Optimistic Scenario, All Fuels, All GHGs							
Branch: Demand							
Units: Million Metric Tonnes CO ₂ Equivalent							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Residential	0,5	0,5	0,6	0,9	1,4	2,6	4,9
Urban	0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	2,3	4,7
Rural	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Industry	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Industry	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Transport	2,5	3,1	4,0	5,3	6,9	9,1	12,1
Road	2,5	3,1	4,0	5,3	6,9	9,1	12,1
Trade and Services	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4
Heating	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	3,3	3,9	4,9	6,4	8,7	12,2	17,7

Apêndice I4 : Emissões de GEE durante a geração de eletricidade no Cenário REF

One Hundred Year Global Warming Potential							
Reference Scenario, All Fuels, All GHGs							
Branch: Transformation\Electricity Production\Processes							
Units: Million Metric Tonnes CO ₂ Equivalent							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Existing thermal plant	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Existing self producers	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
New biomass plant	-	-	-	-	-	-	-
New thermal plant	-	-	0,3	0,5	0,7	0,9	1,2
Total	0,6	0,3	0,6	0,9	1,1	1,3	1,6

Apêndice I5 : Emissões de GEE durante a geração de eletricidade no Cenário MOD

One Hundred Year Global Warming Potential							
Moderate Scenario, All Fuels, All GHGs							
Branch: Transformation\Electricity Production\Processes							
Units: Million Metric Tonnes CO ₂ Equivalent							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Existing thermal plant	0,4	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Existing self producers	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
New biomass plant	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
New thermal plant	-	-	-	0,2	0,4	0,6	0,8
Total	0,6	0,2	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1

Apêndice I6 : Emissões de GEE durante a geração de eletricidade no Cenário OPT

One Hundred Year Global Warming Potential							
Optimistic Scenario, All Fuels, All GHGs							
Branch: Transformation\Electricity Production\Processes							
Units: Million Metric Tonnes CO ₂ Equivalent							
Branches	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Existing thermal plant	0,4	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Existing self producers	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
New biomass plant	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
New thermal plant	-	-	-	0,2	0,3	0,4	0,4
Total	0,6	0,2	0,2	0,4	0,6	0,7	0,7

