



令和2年度
質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた
事業実施可能性調査事業
(エリトリア国・国内電源開発事業に関する調査)

最終成果報告書

令和3年3月
豊田通商株式会社

1. 調査の背景・意義
2. 調査概要
3. エリトリア国概要
4. 既存の電力設備
5. 既存の開発計画
6. 需要予測
7. 電源開発ロードマップ
8. 開発コスト
9. CO2削減量

2020年1月、当社がエリトリア国を訪問時に同国大統領と撮影。



1. 調査の背景・意義

＜背景＞

エリトリア国は、「アフリカの角」に位置し、東アフリカ地域における交通の要衝であるが、1961年から始まるエチオピア連邦共和国との独立戦争、また1998年から2018年まで続いた同国との国境紛争等、長年にわたる紛争により、エリトリア国のインフラは老朽化している。同国は、2018年にエチオピア共和国との国交を再開し、インフラ復興へのニーズが高まっているが、実現可能な開発計画が存在せず、同国のインフラ整備は、未着手の状況にある。また、同国の一次エネルギー源は、現在バイオマスや、全量輸入の化石燃料に依存しており、中・長期的には、太陽光発電、風力発電、地熱発電等の再生可能エネルギーに関するインフラ整備のニーズが大きくポテンシャルもある。また、2020年1月、当社が同国訪問時に、同国大統領が、開発全容を網羅したFeasibility Study(以下FS)実施の必要性に言及されたことを受け、人々の生活の下支えとなる基礎インフラである電力インフラ(電源開発等)の現状を分析し、同分析を踏まえた電源開発ロードマップを策定を行うこととした。

＜意義＞

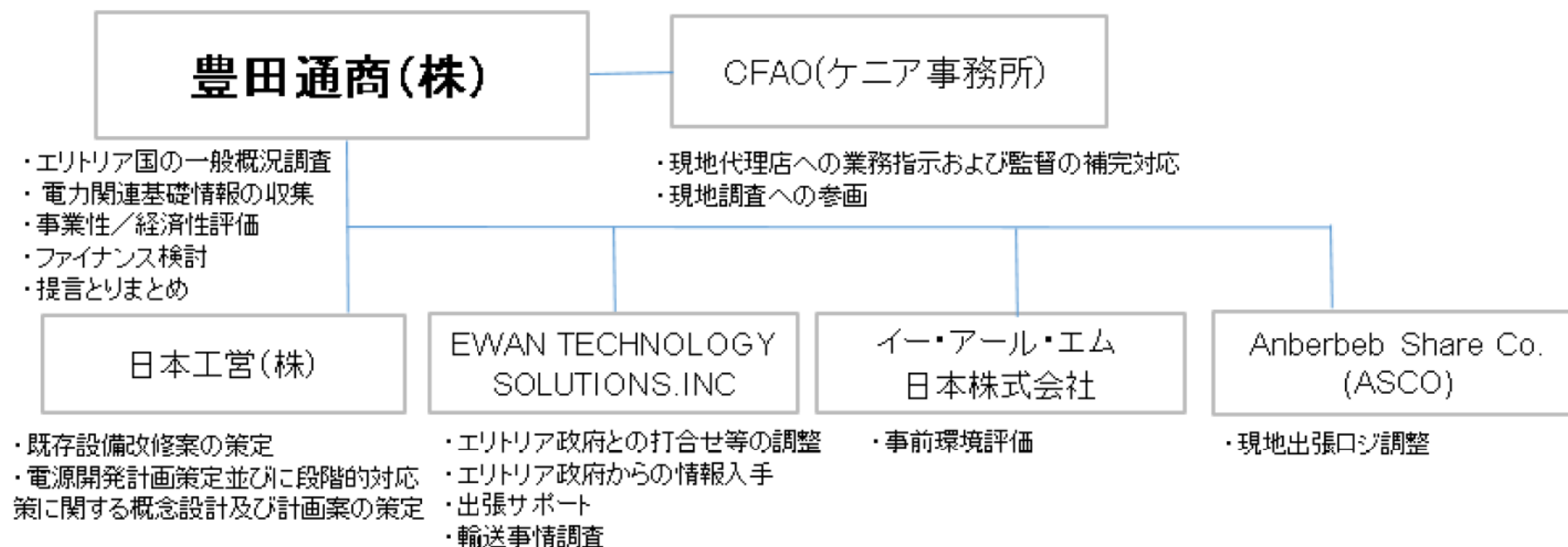
本調査は、「自由で開かれたインド太平洋」の理念に基づくものであり、電源開発ロードマップの策定、及び同ロードマップに沿った優先事業の提案により、同国の速やかなる復興及び経済発展に貢献する。また、エリトリア国は、本邦企業にとって、ビジネス未開の地であり、本調査は、インフラシステム輸出をはじめとする本邦企業のビジネス展開及び発展の足掛かりとなることが期待される。

2. 調査概要

<調査の目的>

- ✓ エリトリア国のエネルギー事情を踏まえた電源開発ロードマップの策定。
- ✓ 上記の電源開発ロードマップに基づいた短期(3-5年)/中期(6-10年)/長期(11年-)の優先プロジェクトの提案。

<調査実施体制>



2. 調査概要

<調査概要>

既設電力設備の現状分析



電力需要予測



既存の開発計画分析



電源開発ロードマップを策定



火力発電(ベースロード)と(エリトリア政府の積極的な導入推進意向のある)再生可能エネルギーをミックスしたベストエネルギーミックス

短期/中期/長期具体的プロジェクトの提案

2. 調査概要

<調査項目及び調査スケジュール>

VC: Virtual Conference

調査項目	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
1. エリトリア電力需要の現状								
1) 地理的特徴								
2) 法規制				VC				
3) 系統図				VC				
4) 変電所				VC				
5) 送電線、配電線				VC				
6) 既存電力設備（火力、太陽光、風力、地熱、その他）				VC		VC	VC	
2. 再生可能エネルギーの可能性								
1) 太陽光				VC				
2) 風力				VC				
3) 地熱				VC				
3. 電力開発計画								
1) 人口データ								
都市と地方								
2) 将来の電力需要予測				VC				
3) 短期								
既存設備のリハビリ/アップグレード						VC	VC	
- 電力設備						VC	VC	
- 変電所						VC	VC	
- 送変電網						VC	VC	
4) 中期								
- 太陽光						VC	VC	
- 火力						VC	VC	
5) 長期								
- 地熱						VC	VC	
- 風力						VC	VC	
4. プロジェクトを実施する際の懸念点								
1) 輸入事情								
- 物流				VC			VC	
- 税金関係								
2) 建設事情								
- 現地工事業者							VC	
- 資材							VC	

3. エリトリア国概要

- 面積 : 11.76万平方キロメートル
- 首都 : Asmara
- 人口 : 約550万人(アフリカ開発銀行,2017)
- 人口増加率 : 2.4% (アフリカ開発銀行,2016)
- 電化率 : 32% (Eritrea National Energy Policy,2018)
- 電力構成比(GWhベース、グリッド接続分) :
(火力発電)約96%:(再生可能エネルギー)約4%(EEC提供資料,2019)
- 電力関連組織 :
 - ―エネルギー鉱物省:政策/法律規制等の策定、開発計画の作成/実施を担う
 - ―エリトリア電力公社(Ertirean Electric Corporation, EEC):電力生成/送電/配電
に関連する設備の管理を担う

3. エリトリア国概要

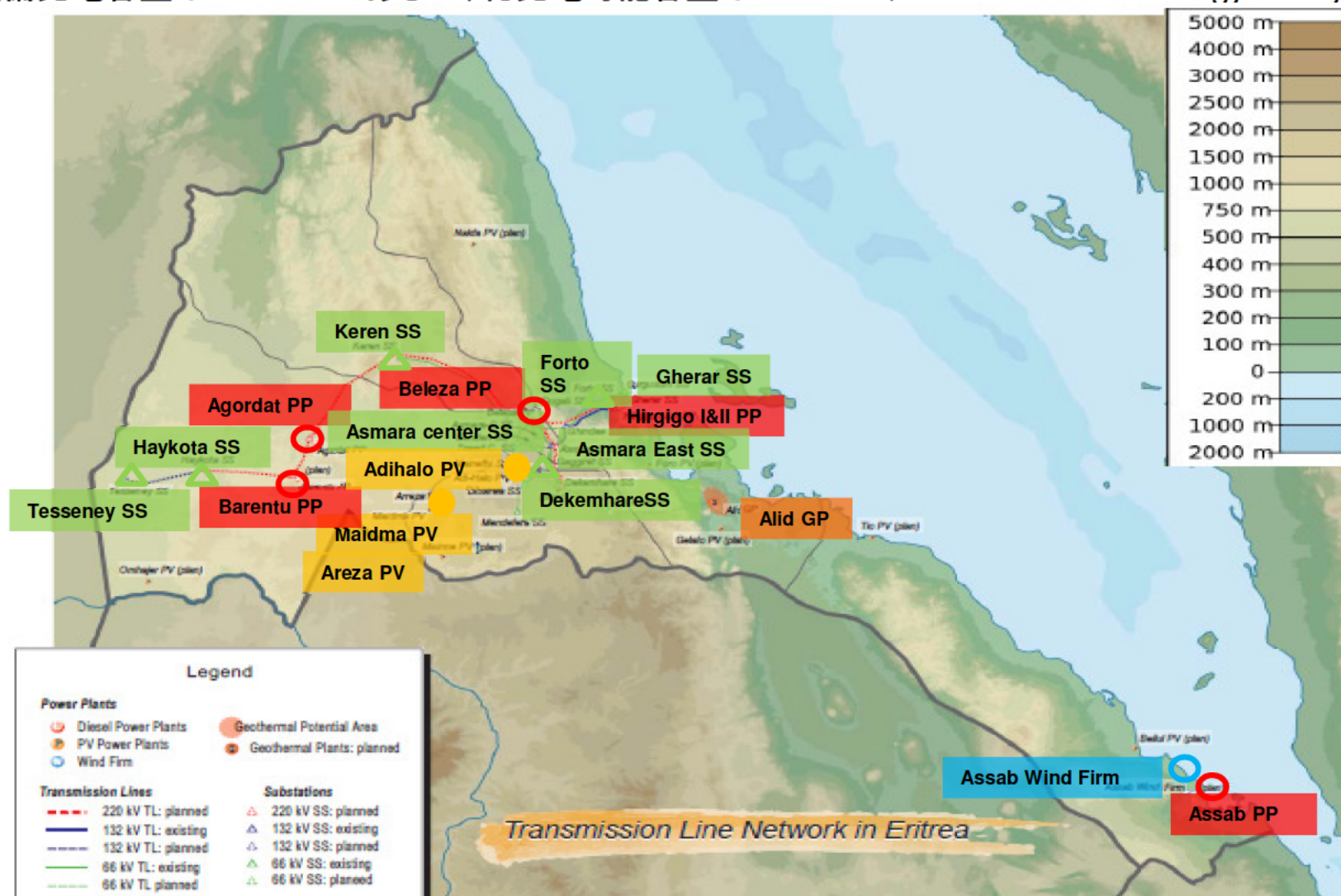


(Source : National Energy Development Framework,2009)

4. 既存の電力設備

<電力設備概要>

- 電力系統は、ECCが管理する主要全国送電系統(Interconnected System: ICS)と、他の独立システムで構成。
- 総設備発電容量は222 MWであるが、総発電可能容量は122 MW (Eritrea National Energy Policy, 2018)。



(Source : EEC) 図2:既設、また計画中のエリトリア国内電力設備の位置図

4. 既存の電力設備

＜火力発電所＞

- ICSに接続されている火力発電所は、Hirgigo発電所とBelesa発電所の2か所のみ。
- 現存する火力発電設備は、すべてディーゼル発電であり、発電容量ベースで全体の90%以上を占めている。
- Massawa地域に位置するHirgigo発電所は、重油炊きの低速ディーゼル発電ユニット6機で構成されている。



図3:主要火力発電所の位置
(Source: Google Earthを元に調査団作成)

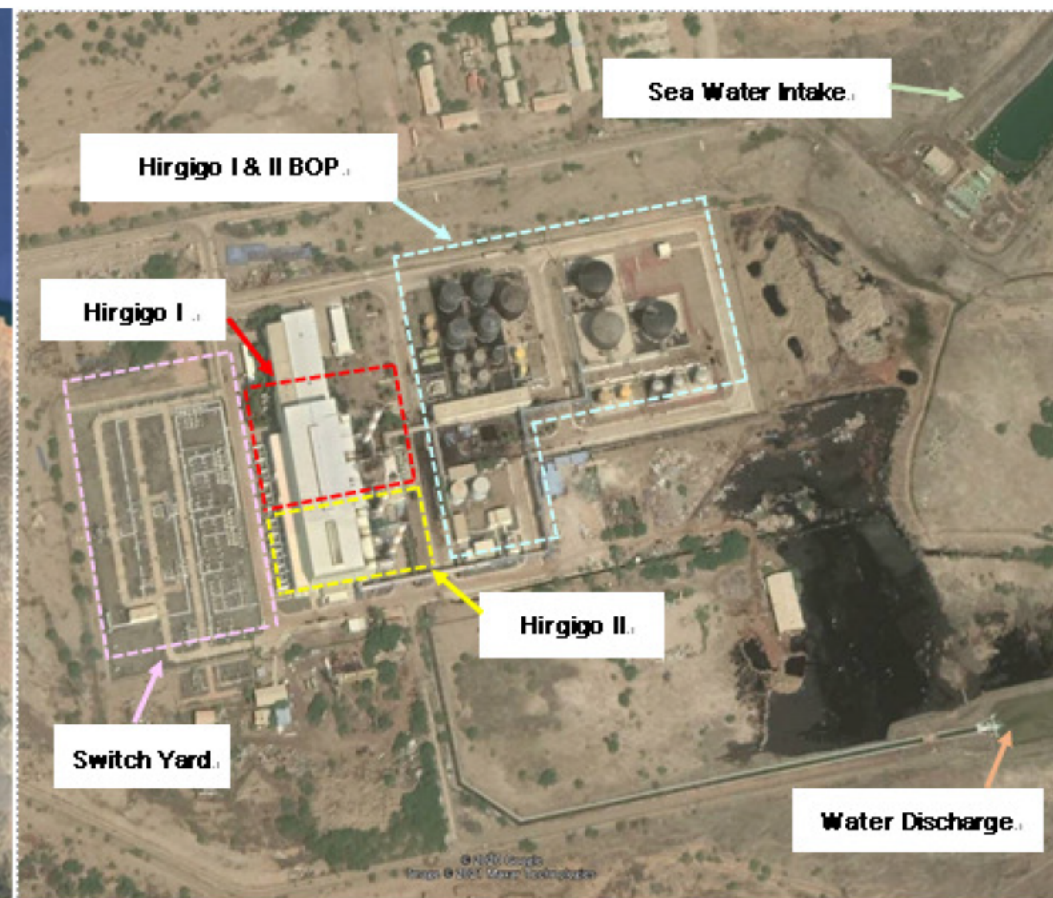


図4:Hirgigo I & IIの設備構成
(Source: Google Earthを元に調査団作成)

4. 既存の電力設備

- 同国最大のHirgigo発電所の発電能力と仕様は表1のとおり。
- Hirgigo IIに関しては、発電可能容量が全体の発電能力より大きく下回っているため改修が必要。

表1:Hirgigo発電所の発電能力と仕様

	Engine	Rated Capacity (Gross) [MW]	Available Capacity [MW]	R.P.M	Engine Type	Fuel	COD	Manufacturers
Hirgigo I	No.1	22.68	12.00	142.9	MAN B & W, 12K60MC-S	HFO 380 - 420 Cst, Light Fuel	2003	DOOSAN Heavy Industries, Korea
	No.2	22.68	0	142.9				
	No.3	22.68	0	142.9				
	No.4	22.68	0	142.9				
Hirgigo II	No.1	23.05	23.00	150.0			2017	QINGDAOHAI XI MARINE DIESEL CO. Ltd,v China
	No.2	23.05	23.00	150.0				

(Source: エリトリア政府提供資料に基づき調査団作成)

<HirgigoI発電所に必要な改修作業>

- ✓ エンジンのオーバーホール
- ✓ スペアパーツの交換
- ✓ DCSのアップグレード 等

4. 既存の電力設備

<太陽光発電所>

- ICSに接続する太陽光発電所は、建設中も含め、2.0 MWから4.0 MWの出力の発電所が3か所ある(表2)。
- これら発電所は、最も古いAsmara East発電所でも運用開始から2年しか経ておらず、比較的新しい発電所のため、適切な維持管理を行えば一般耐用年数である25年間は継続して使用が可能である。

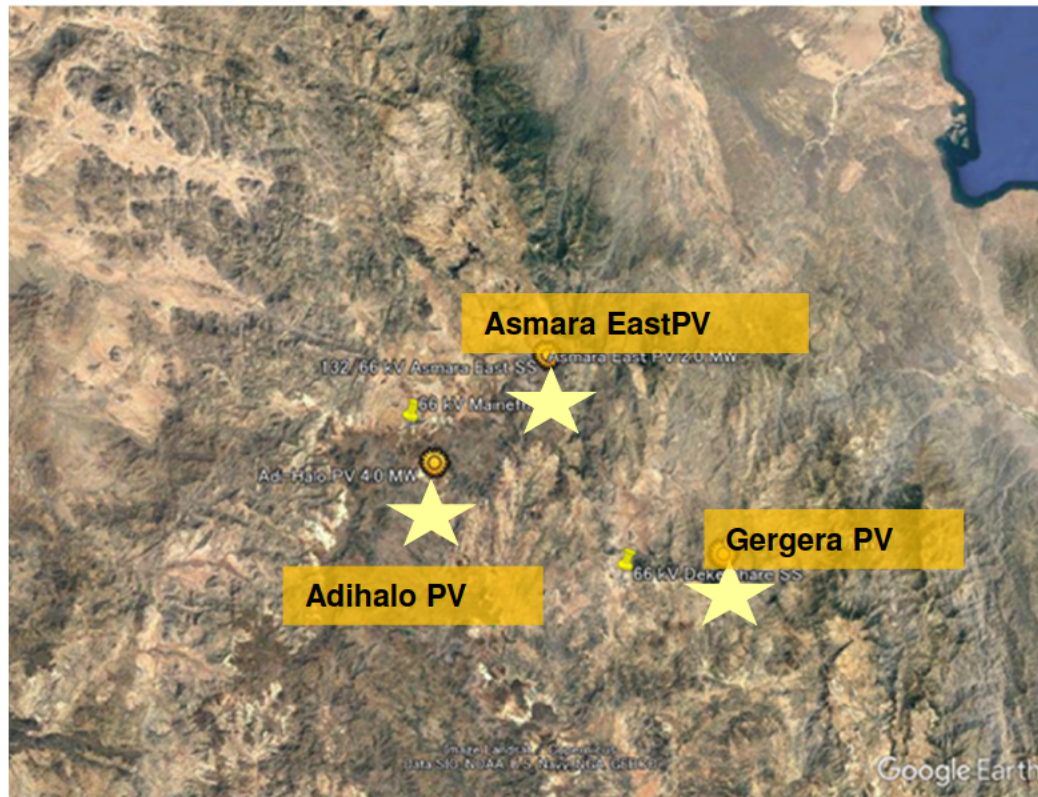


図5:ICSに接続する太陽光発電所の位置

(Source: Google Earthを元に調査団作成)

表2:既設および建設中の太陽光発電所

Name	Installed Capacity	Comm. year	Existing /planned	Owner (EEC/IPP)
Asmara East	2.0 MW	2018	Operational/ existing	EEC
Adihalo	4.0 MW	2020	2 MW operational 2MW under-construction	IPP
Gergera	4.0 MW	N/A	Under construction	IPP
Total	10.0 MW			

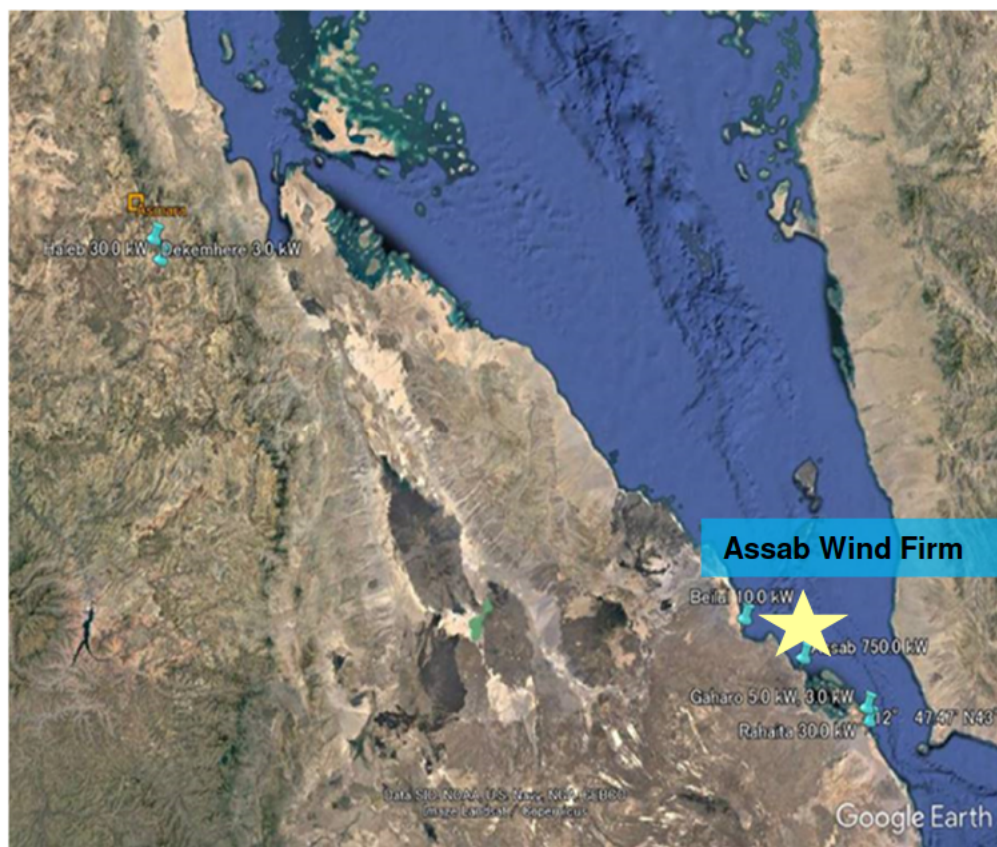
(Source: エリトリア政府提供資料に基づき調査団作成)

4. 既存の電力設備

< 風力発電所 >

- 既設の風力発電設備は、GEF(Global Environmental Facility)/UNDP/GoE(Government of Eritrea)の融資による“Wind Energy Applications in Eritrea”プロジェクトにて建設されたもの。
- 発電出力750 kWのAssab発電所に加え、地方の工場の動力及び住民への電源供給として、7か所の小規模風力発電設備が存在するが、既設風力発電設備は、現在全て稼働停止しており、特にAssab発電所は、2010年から2年間稼働しただけで、現在はスペアパーツの不足により稼働停止している。(表3)

表3:既設風力発電設備



Name	Location	Installed Capacity	Comm. Year	Existing /planned	Owner (EEC/IPP)	ICS / SCS	Purpose
Berasole	-	30.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Household electricity, icemaking, desalination
Rahaita	Rahaita	30.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Household electricity, services
Haleb	Seghene ti	30.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Fish processing plant
Beilul	Beilul	10.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Household electricity, icemaking, services
Gaharo	Habero	5.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Household electricity, services
Gaharo	Beilul	3.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Water pumping
Dekemhere	Dekemhere	3.0 kW	N/A	Not Commissioned	EEC	SCS	Water pumping
Assab	Assab	250.0 kW 250.0 kW 250.0 kW	2010	Existing (inactive under maintenance)	EEC	SCS	Grid support
Total		861.0 kW					

図6: 既設風力発電所の位置

(Source: Google Earthを元に調査団作成)

(Source: EEC, Wind and Solar Monitoring Network Summary Report, Kibret Solomon)

5. 既存の開発計画

National Energy Development Framework(2009)

- 国家開発省が作成。同国のエネルギー開発に関する枠組み(現状のエネルギー事情や、将来的な展望など)が記載されている。
- 「同国には、再生可能エネルギー(主に太陽光、風力、地熱)のポテンシャルが十分にあることが判明している。それらの開発には長期間必要であるが、再生可能エネルギーの導入は、国民の生活のQOLの向上、国内の経済発展への貢献、近隣諸国との関係性構築につながるものであるため、国として積極的に取り組んでいく必要がある。」(一部抜粋)

Eritrea National Energy Policy (Draft) (2018)

- エネルギー鉱物省が作成。同国の包括的なエネルギー政策が記載されており、全国民に手頃な価格で信頼性が高く、持続可能な最新のエネルギーへのアクセスの提供、またエリトリア政府の社会・経済的目標の達成を支援するエネルギーインフラストラクチャーを提供することを目標と定めている。
- 「国内全体の電化率を向上させるとともに、2030年までに、電力需要の20 %を再生可能エネルギーで供給する(一部抜粋)。」
- 「発電分野については、現状発電容量ベースで全体の90%以上を占めるディーゼル発電等の化石燃料への過度の依存を脱却し、太陽光・風力・地熱等の再生可能エネルギーを積極的に導入する(一部抜粋)。」

6. 需要予測

表4:電力・電力量の需要予測

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	(average)
ICS demand in MW	188.0	197.9	208.1	230.2	243.3	257.4	282.5	298.7	316.1	334.8	335.5	377.3	
growth ratio		5.3%	5.2%	10.6%	5.7%	5.8%	9.8%	5.7%	5.8%	5.9%	0.2%	12.5%	6.6%
ICS demand in GWh	1,010.4	1,060.7	1,112.7	1,243.0	1,307.9	1,377.8	1,523.2	1,603.5	1,689.8	1,782.7	1,884.5	1,994.0	
growth ratio		5.0%	4.9%	11.7%	5.2%	5.3%	10.6%	5.3%	5.4%	5.5%	5.7%	5.8%	6.4%

(Source : EEC)

- 2011年にEECによって作成された電力需要予測。2031年以降のデータは現時点でないため、2030年までをターゲットとすることでエリトリア政府と合意。
- ICSに接続されない独立システムSCS(Self-contained Systems)の需要は含まれていない。

7. 電源開発ロードマップ

ベースロードとなる火力発電と、エリトリア政府の積極的な導入推進意向のある再生可能エネルギーをミックスした「エネルギーベストミックス」の考えをもとに、電源開発ロードマップを策定。

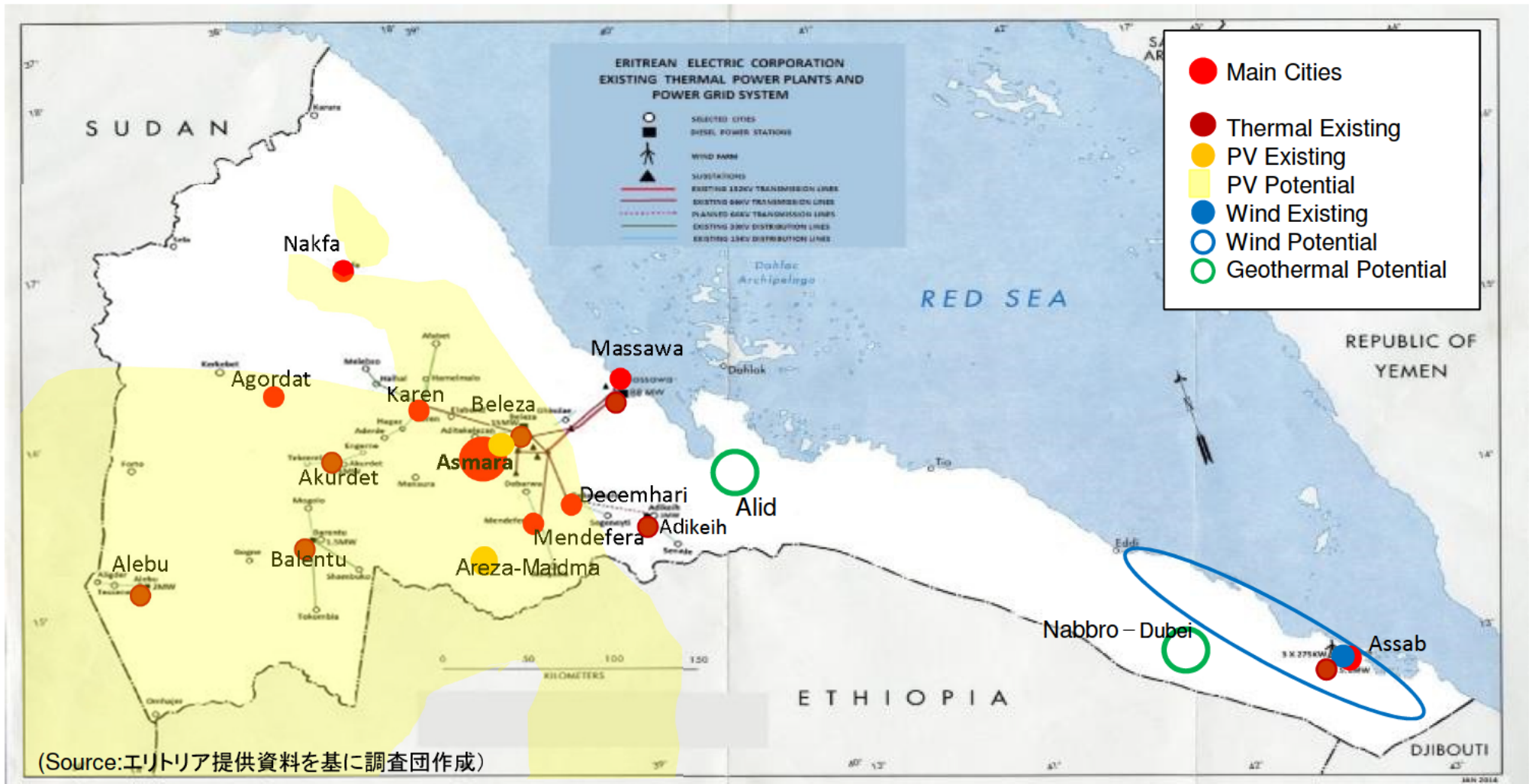


図7: 既存の主要電力設備と各再生可能エネルギーのポテンシャルエリア



Be the Right ONE

7. 電源開発ロードマップ

黄色に着色したセルは、
新規あるいは更新する
発電設備・容量を示す

<前提条件>

- エリトリア政府から提供された6. 電力需要予測(2030年まで)をもとに策定。
- ICSに接続されているEEC管轄の発電機に加え、IPPの発電機及び将来的にICSに接続が予定されているSCSの発電機を検討対象とする。

表5:電源開発ロードマップ

										2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ICS in MW										188.00	197.90	208.10	230.20	243.30	257.40	282.50	298.70	316.10	334.80	355.50	377.30
balance										-105.55	-115.45	-114.65	-59.75	36.05	69.95	108.89	107.69	105.29	118.59	100.29	42.49
ICS total										82.45	82.45	93.45	170.45	279.35	327.35	391.39	406.39	421.39	453.39	455.79	419.79
Power Plants	type	unit #	installed capacity (MW)	comm. year	existing / planned	ICS / SCS	Owner (EEC/IPP)	available output / firm capacity (MW)													
Diesel Power Plants																					
Hirigoo I	D	1	22.70	2003	existing	ICS	EEC	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00		
	D	2	22.70	2003	existing	ICS	EEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00		
	D	3	22.70	2003	existing	ICS	EEC	0.00	0.00	0.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00	20.00	20.00		
	D	4	22.70	2003	existing	ICS	EEC	0.00	0.00	0.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00	20.00	20.00		
Hirigoo II	D	1	23.00	2017	existing	ICS	EEC	23.00	23.00	23.00	23.00	18.40	18.40	18.40	18.40	18.40	18.40	18.40	16.10	16.10	
	D	2	23.00	2017	existing	ICS	EEC	23.00	23.00	23.00	23.00	18.40	18.40	18.40	18.40	18.40	18.40	18.40	16.10	16.10	
	D	3	25.00	2023	New	ICS	EEC					25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00	20.00		
	D	4	25.00	2023	New	ICS	EEC					25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00	20.00		
	D	5	25.00	2025	New	ICS	EEC						25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00		
	D	6	25.00	2025	New	ICS	EEC							25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	20.00	
Belesa	D	1	5.70	1995	existing	ICS	EEC	1.40	1.40	0.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.00	4.00	4.00	
	D	2	5.70	1995	existing	ICS	EEC	1.30	1.30	0.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.00	4.00	4.00	
	D	3	5.70	1995	existing	ICS	EEC	1.30	1.30	0.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.00	4.00	4.00	
Assab	D	1	12.60	1991	existing	SCS	EEC	1.90	1.90	1.90	1.90	to be discarded									
	new diesel #1	D	1	15.00	2023	planned	SCS	EEC					15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	12.00	12.00	
	new diesel #2	D	2	15.00	2028	planned	SCS	EEC										15.00	15.00	15.00	
	Adi-Keih	D	N/A	5.60	1984	existing	SCS	EEC	3.00	3.00	3.00	to be connected to ICS and DG is to be removed									
Aqordat	D	N/A	4.00	N/A	existing	ICS	EEC	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	
	additional units	D	2	5.00		planned	ICS	EEC					10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	8.00	8.00	
Tessenev	D	N/A	0.00	N/A	existing	ICS	PP	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	additional units	D	2	5.00		planned	ICS	PP					10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	8.00	
Barentu	D	N/A	4.60	N/A	existing	ICS	EEC	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	
	additional units	D	2	5.00		planned	ICS	EEC					10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	8.00	
PV Plants																					
Asmara East	PV	1	2.00	2018	existing	ICS	EEC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Adihale	PV	1	4.00	N/A	existing	ICS	EEC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Gergera	PV	1	4.00	N/A	existing	ICS	EEC	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
New PV #1	PV		15.00		planned	ICS	EEC			15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
New PV #2	PV		15.00		planned	ICS	EEC				15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
New PV #3	PV		15.00		planned	ICS	EEC					15	15	15	15	15	15	15	15	15	
New PV #4	PV		15.00		planned	ICS	EEC						15	15	15	15	15	15	15	15	
New PV #5	PV		15.00		planned	ICS	EEC							15	15	15	15	15	15	15	
New PV #6	PV		15.00		planned	ICS	EEC								15	15	15	15	15	15	
New PV #7	PV		15.00		planned	ICS	EEC									15	15	15	15	15	
Wind Plants																					
Assab	W	1-3	0.75	2010	existing	SCS	EEC	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	
new wind #1 W	W	1	5.00	2024	planned	SCS	EEC						5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
new wind #2 W	W	2	5.00	2028	planned	SCS	EEC										5.00	5.00	5.00	5.00	
Geothermal																					
Alki Geothermal	G	1	25	2028	planned	ICS	EEC											25.00	25.00	25.00	
Electric Power Balance in ICS								2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Diesel								71.70	71.70	67.70	129.70	223.60	251.60	300.64	300.64	300.64	302.64	285.04	269.04		
Renewable (PV+wind+geothermal)								10.75	10.75	25.75	40.75	55.75	75.75	90.75	105.75	120.75	150.75	150.75	150.75		
Renewable energy ratio in total output								13.0%	13.0%	27.6%	23.9%	20.0%	23.1%	23.2%	26.0%	28.7%	33.2%	34.6%	35.9%		

(Source: 調査団作成)

7. 電源開発ロードマップ

短期(3-5年)

- 既存Hirgigo 発電所のリハビリ/リプレイス
- 首都Asmara市内の変電所のリハビリ
- Hirgigo I 発電所の増設(短期～中期)
- MassawaからAsamaraへの送電網の強化(短期～中期)
- 首都Asmara周辺にて太陽光発電所新設(短期～中期)
 - グリッド接続が可能な場所であれば太陽光発電のみ、独立型の場合は、太陽光発電と小型ディーゼルのハイブリッド化を想定

中期(6-10年)

- Assabに風力発電所新設
 - 独立系統を想定
- 継続して太陽光発電所新設
- Alid地域にて地熱発電所新設
 - 早期に試掘調査の実施スケジュールおよび資金源等を決定する必要あり

長期(11年-)

- 地熱、太陽光、風力発電について継続して開発



Be the Right ONE

8. 開発コスト

表6:2030年までの開発コスト

<前提条件>

● 火力発電設備

- 新設: \$2.2 million / MW (エリトリア大使館HP
Erinews Issue No.74 2017年より)
- 更新: \$1.5 million / MW (OPEC FUNDHPより)

● 太陽光発電設備

太陽光発電設備本体のみの設置と、本体にディーゼル発電機・バッテリーを含む設備の設置2種類あり、それらの容量比率は約7:3。各年計画されている15 MWをこの容量比率で按分してそれぞれの単価を適用。

- 単体: \$1.32 million/ MW (Renewable Power Generation Costs in 2019より)
- ディーゼル(D)・バッテリー(B)込み: \$6.44 million/MW (Maidma/Arezaプロジェクトの実績より)

● 風力発電設備

バッテリー費用を含まないアフリカの平均価格より以下のとおり設定。

- 単体: \$1.95 million/ MW (Renewable Power Generation Costs in 2019より)

● 地熱発電設備

地熱試掘井戸の掘削費用を含むAlid地域の地熱開発にかかる概算コストを以下に示す

- 地熱試掘井戸の掘削
3年: 3本x \$10 mil. = \$30 mil.
- 地熱評価井戸の掘削
3年: 5本x \$10 mil. = \$50 mil.
- 地熱発電所の建設
4年: 25 MW、\$38 mil.

	units	capacity	year	replace/new	unit costs	costs
Diesel						
Hirgigo I	1	25.00	2024	replace	1.50	37.50
	2	25.00	2024	replace	1.50	37.50
	3	25.00	2022	replace	1.50	37.50
	4	25.00	2022	replace	1.50	37.50
Hirgigo II	3	25.00	2023	new	2.20	55.00
	4	25.00	2023	new	2.20	55.00
	5	25.00	2025	new	2.20	55.00
	6	25.00	2025	new	2.20	55.00
Belesa	1	5.00	2022	replace	1.50	7.50
	2	5.00	2022	replace	1.50	7.50
	3	5.00	2022	replace	1.50	7.50
Assab	1	15.00	2023	new	2.20	33.00
	2	15.00	2028	new	2.20	33.00
Agordat	1	5.00	2023	replace	1.50	7.50
	2	5.00	2023	replace	1.50	7.50
Tesseney	1	5.00	2023	replace	1.50	7.50
	2	5.00	2023	replace	1.50	7.50
Barentu	1	5.00	2023	replace	1.50	7.50
	2	5.00	2023	replace	1.50	7.50
PV						
PV#1	without	10.50	2021	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2021	new	6.44	28.98
PV#2	without	10.50	2022	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2022	new	6.44	28.98
PV#3	without	10.50	2023	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2023	new	6.44	28.98
PV#4	without	10.50	2024	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2024	new	6.44	28.98
PV#5	without	10.50	2025	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2025	new	6.44	28.98
PV#6	without	10.50	2026	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2026	new	6.44	28.98
PV#7	without	10.50	2027	new	1.32	13.87
	w. D&B	4.50	2027	new	6.44	28.98
Wind						
Assab	1	5.00	2024	new	1.95	9.75
Assab	2	5.00	2028	new	1.95	9.75
Geothermal						
Alid	1	25.00	2028	new	118.00	118.00
Total					mil. \$	940.95

(Source:調査団作成)

9. CO2削減量

図8にCO2排出量の推移を、表7に5年毎のCO2排出量とその削減率を示す。火力:再生エネ= 90:10を実現・維持して電源開発を行った場合、2030年以降は2020年に比べて約6.3%のCO2削減量が見込める。

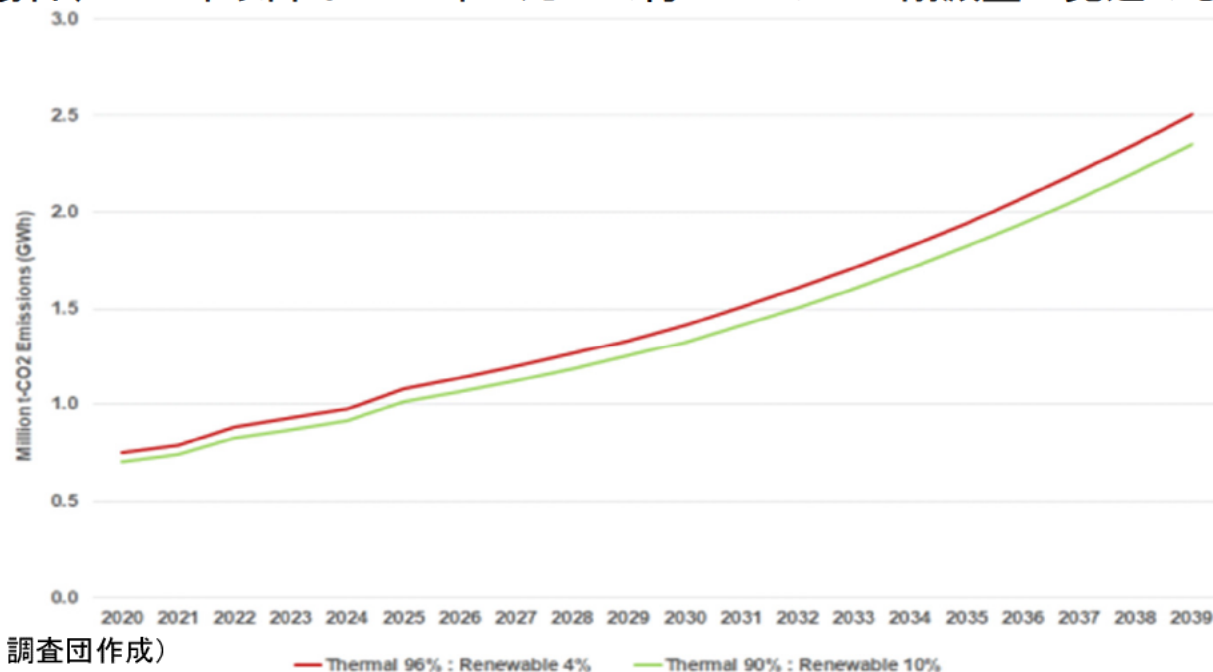


図8:火力・再生可能エネルギーの電源構成比別のCO2排出量(GWhベース)

表7:火力・再生可能エネルギー電源構成比別のCO2排出量と削減率(GWhベース)

	2025	2030	2035	2039
Thermal : Renewable = 96 : 4 [mill. ton]	0.8	1.4	1.9	2.5
Thermal : Renewable = 90 : 10 [mill. ton]	0.7	1.3	1.8	2.4
Reduction Ratio	6.2%	6.3%	6.3%	6.3%

(Source:調査団作成)