



DIPARTIMENTO DI IMPRESA E MANAGEMENT

Cattedra di Economia e Gestione delle Imprese Internazionali

**Il Business Model delle Mini-Grid nel processo di
elettrificazione rurale in Africa: casi e modelli per l'analisi
della sostenibilità economica**

RELATORE

PROF. Roberto Dandi

CANDIDATO

Riccardo Porcu

MATR. 681941

CORRELATORE

PROF. Matteo Giuliano Caroli

ANNO ACCADEMICO 2017/2018

Sommario

Introduzione.....	3
1. Energie rinnovabili: il business model delle mini-grid	5
1.1. Panoramica sulle energie rinnovabili, le risorse e i costi.....	5
1.2. Il sistema delle mini-grid	14
1.3. Mini-grid ibridi	17
1.3.1. Struttura	21
1.4. Modelli operativi delle mini-grid (report “ <i>policy briefing</i> ” GVEP International)	23
1.5. Utility locale, multinazionale e opportunità di sviluppo.....	25
1.6. Tariffe delle mini-grid e raccolta dei ricavi	27
1.7. I finanziamenti	30
1.8. Barriere allo sviluppo e sostenibilità economica	34
1.8.1. L’esempio di Enel Green Power in Etiopia.....	36
2. Il contesto Africano	38
2.1. Economia	39
2.2. Settore energetico.....	40
2.3. Energie rinnovabili: l’implementazione delle mini-grid	45
2.4. Politica e regolamentazione delle mini-grid	48
2.4.1. Reti nazionali: approccio centralizzato vs. decentralizzato.....	49
2.4.2. Politiche di finanziamento: public vs. private	51
2.4.3. Politica delle tariffe.....	54
2.4.4. La politica fiscale.....	57
2.5. Quadro istituzionale	57
2.5.1. Gli stakeholder istituzionali.....	58
3. Casi	60
3.1. La Tanzania come caso di successo per lo sviluppo del business delle mini-grid	60
3.1.1. La diffusione delle mini-grid	61
3.1.2. La politica istituzionale e regolatoria	65
3.1.3. I modelli adottati in Tanzania.....	67

3.1.4.	Le fonti di finanziamento delle mini-grid.....	70
3.2.	Il caso di JUMEME Rural Power ltd	75
3.2.1.	La partnership	76
3.2.2.	La scelta dell'area target e lo sviluppo del progetto	77
3.2.3.	I ruoli nella gestione del business	79
3.2.4.	L'accesso alle risorse finanziarie.....	81
3.2.5.	La struttura tariffaria competitiva.....	82
3.3.	Il caso Vulcan in Kenya: creazione di un modello economico sostenibile ...	84
3.3.1	La struttura dei costi	85
3.3.2.	La struttura dei ricavi.....	91
3.3.3.	La fragilità della break-even analysis: il discounted cash flow	93
3.3.4.	L'analisi per scenari	97
3.4.	La mappa cognitiva: creazione di un modello matematico attraverso il documentary coding method	99
Conclusione		104
Appendice		109
Interviste personali		109
1)	Dott. Davide Ceretti, General Manager di JUMEME.....	109
2)	Prof. Andrea Micangeli, "Energy Systems" Professor (Sapienza Università di Roma, SUNY State University of New York, RES4AFRICA)	113
3)	Dott. Maurizio Manenti, Innovation Manager e Business Development Manager di Solarfields	115
4)	Dott. Michele Porri, Business Development Manager di Enel Green Power	116
Analisi su excel.....		118
Bibliografia.....		123
Sitografia		126

Introduzione

Nel 2018 in Africa, più di 650 milioni di persone non hanno accesso all'elettricità: grazie alle sue risorse, il continente presenta una combinazione interessante di potenziali opportunità e investimenti ma l'inadeguatezza dell'approvvigionamento di energia elettrica costituisce la più grande barriera allo sviluppo socioeconomico del Paese. Molti governi e aziende pubbliche hanno espresso l'intenzione di espandere la capacità della rete nazionale, ma con elevati costi iniziali e bassi consumi da parte dei singoli utenti: le difficoltà e le spese incrementano notevolmente se si considerano le aree rurali, in cui la rete nazionale difficilmente arriva. L'industria dell'energia off-grid sta sfruttando le opportunità offerte da un vasto mercato di persone non connesse, con conseguente sviluppo di modelli e tecnologie di business innovativi: il sistema delle mini-grid, ovvero impianti in grado di generare e distribuire energia elettrica senza necessità di connessione alla rete nazionale, sta diventando una vera e propria realtà nel processo di elettrificazione, soprattutto rurale. Questi impianti, oltre a giocare un ruolo fondamentale in tema di approvvigionamento di energia elettrica, possono essere alimentati da risorse rinnovabili: la sempre crescente "domanda" di energia, in correlazione alla necessità di diminuire sempre più le emissioni inquinanti derivanti dallo sfruttamento di combustibili fossili, richiede un ineluttabile aumento della quota di produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia, l'implementazione di questi impianti impatta contro varie barriere allo sviluppo come la regolamentazione, l'impossibilità di sfruttare ampie economie di scala, e la bassa "willingness to pay" degli stessi clienti a causa delle pessime condizioni socioeconomiche.

L'obiettivo di questa tesi è di fornire un'analisi riguardante il business model delle mini-grid, in particolare sul lato della loro sostenibilità economica, nel contesto della realtà socioeconomica africana. Nel primo capitolo, dopo una panoramica del settore energetico, ho descritto i fondamenti e le logiche di creazione e distribuzione del valore su cui si basano le mini-reti; ho analizzato i diversi modelli operativi, le utility locali, la scelta delle tariffe e i possibili finanziamenti, chiudendo con un quadro

generale sulle barriere allo sviluppo citando l'esempio di Enel Green Power. Nel capitolo successivo, ho descritto il continente africano, facendo riferimento al settore socioeconomico ed energetico; ho fornito poi un'analisi di quelle che sono le regolamentazioni e le politiche adottate per gli impianti off-grid, in termini di modelli operativi, tariffe, finanziamenti e tasse. Nel terzo capitolo ho analizzato diversi casi: la Tanzania come nazione di successo nell'implementazione delle mini-grid, soffermandomi su quelle che sono state le novità nello stesso Paese in termini di politiche istituzionali e regolatorie, modelli adottati e fonti di finanziamento; il caso della società JUMEME, nata e operativamente attiva in Tanzania, descrivendo i ruoli dei partner, le motivazioni che hanno portato alla scelta di determinate aree target su cui investire, i ruoli nella gestione del business, l'accesso alle risorse finanziarie e, infine, un quadro sulla struttura tariffaria competitiva della stessa azienda; il caso di Vulcan attraverso la rappresentazione della struttura dei costi, dei ricavi, e la creazione personale di un modello economico, basato su alcune assumption personali derivanti da determinati studi e interviste, e le relative analisi di breakeven e di discounted cash flow. Ho chiuso il capitolo con una mappa concettuale personale che tiene conto degli aspetti rilevanti forniti da due manager, due ingegneri e due report, e ho creato un modellino matematico che mette in relazione le variabili ottenute per capire quali siano le caratteristiche che più incidono sulla sostenibilità economica delle mini-grid.

1. Energie rinnovabili: il business model delle mini-grid

1.1. Panoramica sulle energie rinnovabili, le risorse e i costi

In generale, l'energia rinnovabile può considerarsi come forma di energia, alternativa a quella fossile, originata da risorse rinnovabili che si differenziano intrinsecamente dalle altre per la loro rigenerazione, o non esauribilità, nell'arco di tempi "umani".¹

Una prima distinzione in due grandi classi di queste risorse attiene alla loro costituzione o mantenimento: da una parte le risorse naturali sono create in natura senza ausilio dell'uomo; dall'altra parte le risorse "coltivabili", principalmente foreste o ancora più semplicemente suoli agricoli, sono anche mantenute dall'uomo in relazione a lavorazioni e coltivazioni, o più semplicemente dallo sfruttamento del suolo.

Le risorse rinnovabili vengono anche chiamate sostenibili, ma in realtà non tutte lo sono: fanno parte di questa categoria quelle che presentano un tasso di generazione pari o superiore alla loro percentuale di utilizzo. Tali risorse, oggi più che mai, racchiudono enormi vantaggi di cui il più rilevante è sicuramente l'assenza di emissioni inquinanti durante il loro impiego, rendendole fondamentali in un'ottica di impatto ambientale.

Possiamo classificare le fonti rinnovabili di tipo energetico come segue:

- l'irraggiamento solare (energia chimica, energia termica ed energia elettrica)
- il vento (energia meccanica ed energia elettrica)

¹ http://www.difesambiente.it/energia/risorse_rinnovabili.html

- le biomasse (combustione, in appositi impianti per generazione termica e cogenerazione di calore ed elettricità)
- le maree e le correnti marine in genere
- le precipitazioni utilizzabili tramite il dislivello di acque (fonte idroelettrica)²

Tali fonti includono perciò: energia idroelettrica, energia geotermica, energia solare, energia eolica, energia da biomasse ed energia marina.

Presteremo particolare attenzione all'energia solare per poi collegarci al business model delle mini-grid.

L'energia solare è quel tipo di energia associata alla radiazione solare: è inesauribile, di rapida reperibilità e rappresenta una delle tecnologie più pulite e rinnovabili. Può essere usata per generare elettricità (fotovoltaico e solare termoelettrico) e calore (solare termico). I processi di generazione dell'energia, dunque, sono principalmente tre:

- il processo solare termoelettrico attraverso il quale si incanala, ovvero si concentra, la radiazione solare in un fluido termovettore che, a sua volta, la trattiene e la trasferisce ad un fluido di processo (tipicamente vapore) che poi andrà ad espandersi in una turbina, da questa espansione si ottiene energia meccanica che verrà poi trasformata in energia elettrica da un generatore.
- il processo basato sulla conversione fotovoltaica, che permette di trasformare l'energia radiante dal sole in energia elettrica, grazie a dei materiali semiconduttori (principalmente silicio)

² <http://www.energymanager.net/index.php/le-energie-rinnovabili>

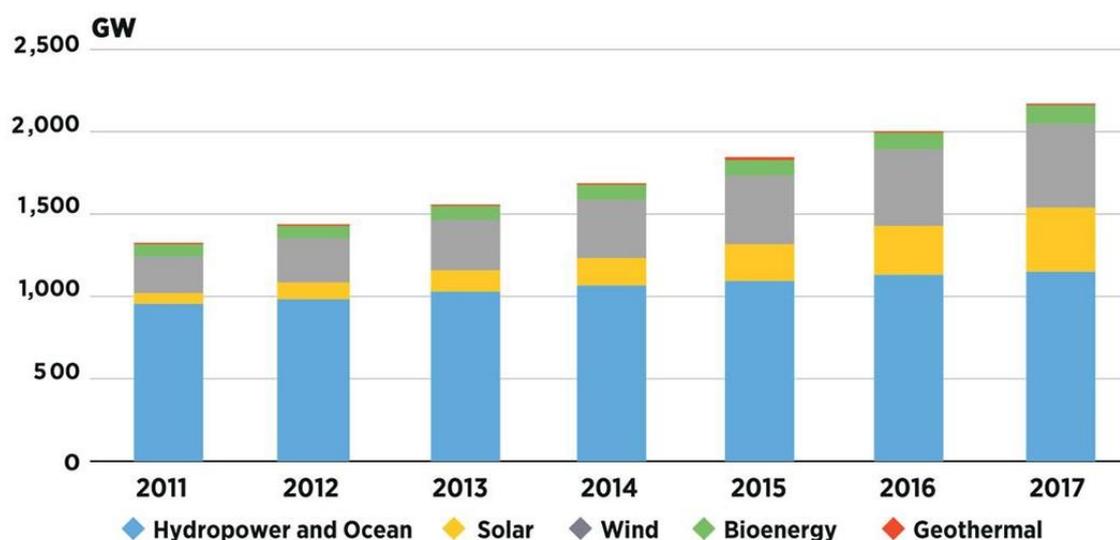
- il processo solare termico utilizzato per trasformare l'energia radiante del sole in energia termica. Vengono utilizzati appositi pannelli all'interno dei quali scorre un fluido (generalmente acqua) che viene scaldato dalla radiazione solare.

Una principale differenza tra i tre processi riguarda l'uso dell'energia prodotta: gli impianti fotovoltaici e termoelettrici servono per generare corrente elettrica, mentre i pannelli solari termici servono principalmente per scaldare l'acqua per uso igienico sanitario, o per riscaldare determinati ambienti.

Come mostra il grafico³, l'utilizzo di energia solare è aumentato vertiginosamente nell'ultimo decennio, toccando un tasso di crescita di circa il 600% negli ultimi 6 anni.

³ <https://www.ecotechinstitute.com/ecotech-news/IRENA-report-shows-renewable-energy-capacity-growth>. Il grafico prodotto dall'istituto di Ecotech (College of renewable energy) ha tenuto in considerazione il report annuale delle statistiche sulla capacità rinnovabile fornito dall'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA) nel 2017.

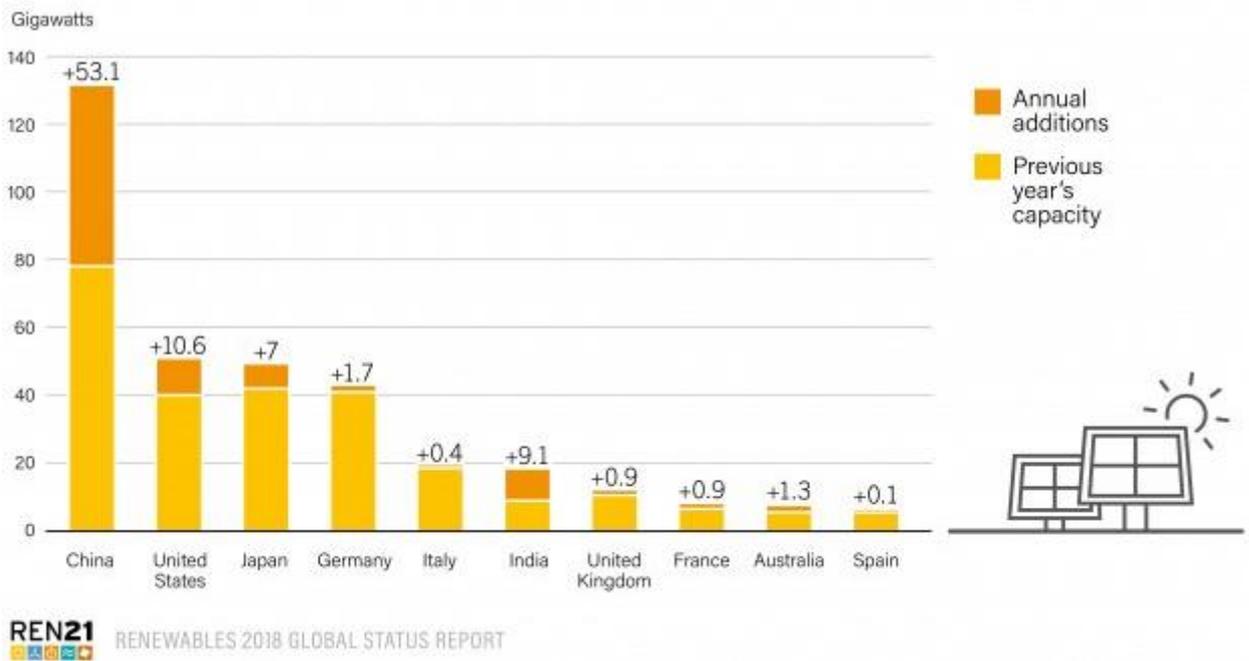
Total Renewable Power Generation Capacity, 2011-2017



[Fig. 1] Il grafico prodotto dall'istituto di Ecotech (College of renewable energy).

Ancora più sorprendente è la crescita registrata dall'Italia nell'utilizzo di tale energia: la nostra nazione, infatti, nel 2016 risultava essere il primo paese al mondo per uso di energia solare, coprendo l'8% del fabbisogno mondiale. Negli ultimi due anni è stata scavalcata da Cina, Stati Uniti, Giappone e Germania. Rilevante è anche il tasso di crescita dell'India che nell'ultimo anno ha raddoppiato la propria potenza solare installata raggiungendo pressoché il nostro paese.⁴

⁴ <http://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/energie-rinnovabili-2018-italia/>
Il grafico è stato pubblicato nel report "Renewables 2018 global status report" di REN21.



[Fig. 2] Maggiori capacità solari fotovoltaiche per paese, con relativi incrementi, del 2017.

Secondo il report di GSE s.p.a. - Gestore dei Servizi Energetici- agli inizi del 2017 risultano installati in Italia 742.340 impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili; questo numero è quasi interamente costituito da impianti fotovoltaici (98,6%), aumentati di circa 45.000 unità rispetto al 2015, che garantiscono una potenza di quasi 20.000 MW.

A livello di impatto ambientale, lo scenario delle energie rinnovabili è una realtà ormai consolidata, può dirsi ciò anche riguardo le politiche dei costi?

La risposta è più che positiva: negli ultimi anni la competitività dei prezzi della energia verde ha quasi raggiunto la rivale energia da combustibili fossili. Secondo un report dell'Agencia internazionale delle energie rinnovabili (IRENA), il costo della

generazione elettrica dell'eolico onshore è calato di circa un quarto dal 2010, ma ancora più sbalorditivo è il calo del 73%, dallo stesso anno, del costo del fotovoltaico: merito delle dinamiche di mercato, del continuo progresso tecnologico e del passaggio dai tradizionali meccanismi feed-in-tariff (incentivi tradizionali) alla tariffa fissa delle aste (che spiegheremo più avanti).

Un importante indicatore dei costi riguardanti la generazione di elettricità è il LCOE⁵ (levelized cost of energy) che indica il prezzo al quale la stessa elettricità dovrebbe essere generata da una determinata fonte per poter rientrare nelle spese, ossia trovare il break even point. Tale indicatore tiene conto dei costi nell'intero sistema di generazione dell'energia che si manifestano durante la vita utile dell'impianto:

- investimenti iniziali
- operatività e mantenimento
- costi del combustibile
- costi di capitale

Il LCOE tiene conto, ovviamente, anche delle quantità di energia generata. Al calcolo va anche inserito un tasso di sconto r , scelto attentamente in base alla serie storica dei tassi di interesse, e va tenuto conto della vita operativa n . La formula, dunque, derivante dal calcolo di questo indicatore è la seguente:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

⁵ La formula è inserita all'interno del report "*Renewable power generation costs*" pubblicato da IRENA – international renewable energy agency

dove:

LCOE = Costo livellato di generazione dell'elettricità

I_t = spese di investimento nell'anno t

M_t = spese operative e di mantenimento nell'anno t

F_t = spese di combustibile nell'anno t

E_t = generazione di elettricità nell'anno t

r = tasso di sconto

n = vita operativa del sistema

Nel 2017 i LCOE per l'energia del sole e del vento sono stati, rispettivamente, di 6 e 10 centesimi di dollari per kWh mentre, per gli impianti geotermici e bioenergie si aggirano intorno ai 7 centesimi: un ottimo risultato considerato che attualmente l'elettricità generata da combustibili fossili oscilla tra i 5 e i 17 centesimi di dollaro per kWh.⁶

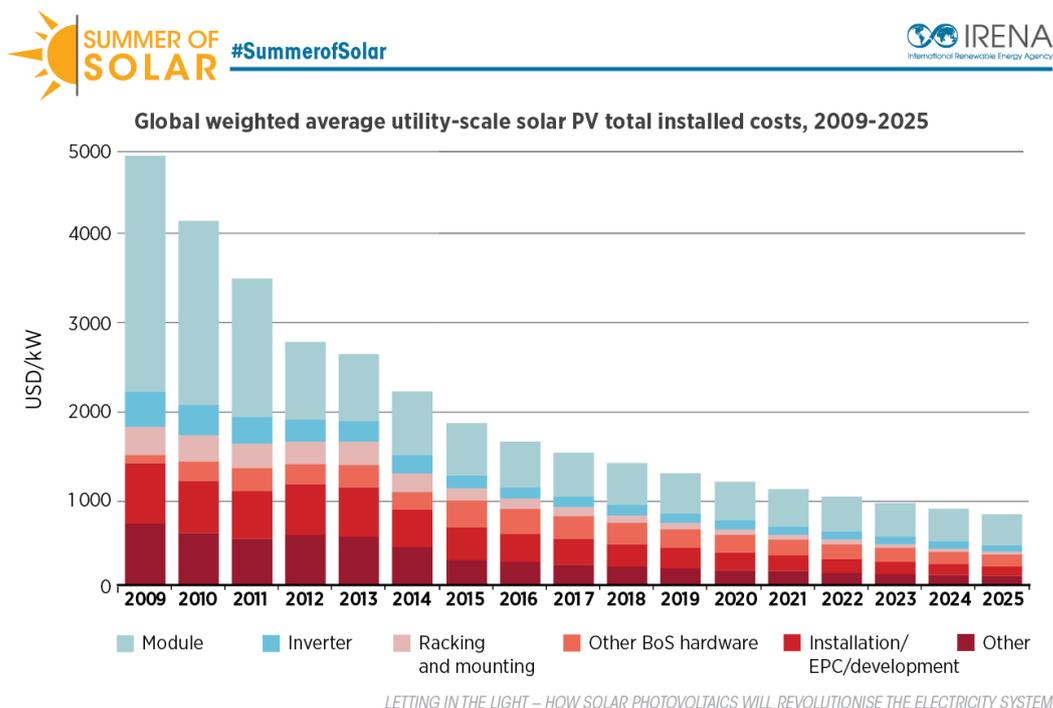
Una nota particolare va spesa per il nostro paese italiano, che negli ultimi 7 anni ha avuto un abbattimento dei costi record per quanto riguarda l'installazione del fotovoltaico su scala utility, con una riduzione del 79%.

In chiave futura il discorso è ancora più positivo a livello globale: già entro il 2019 si prevede di fornire, tramite solare ed eolico, energia elettrica ad un costo di soli 3 centesimi per kWh. Ma non è tutto, i costi totali di installazione del solare, come

⁶ <http://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/energie-rinnovabili-costi-fossili/>

L'analisi presente nel sito internet è stata portata avanti prendendo in considerazione il report “*Renewable power generation costs*” pubblicato da IRENA – international renewable energy agency

descritto nel grafico, tenderanno a calare nel loro complesso continuamente nel passare degli anni, con una previsione di riduzione del 30% tra il 2019 e il 2025.



[Fig. 3] Costi complessivi ponderati per impianti solari fotovoltaici.⁷

Come ha affermato Adnan Z. Amin, direttore generale dell'IRENA, “*Passare alle energie rinnovabili nella nuova produzione elettrica non è più, semplicemente, una decisione rispettosa dell’ambiente, ma anche – in modo schiacciante – una mossa economica intelligente*”. A guidare questo successo saranno soprattutto le pratiche di acquisto più competitive, nonché il consolidamento di una nuova fondamenta di sviluppatori di progetti di medie e grandi dimensioni, con esperienza nel settore.

Come affermato in precedenza, nella politica ambientale il profilo economico-finanziario svolge un ruolo cardine. In un futuro prossimo, come già nel presente, l’elettricità non avrà più la funzione di semplice commodity da fornire a prescindere dal suo uso finale, ma il suo valore si baserà sostanzialmente sul metodo di

⁷ http://www.IRENA.org/newsroom/infographics?IRENA_topic=6c0df1ac3dc743d39d48ad8ec82665d4

produzione, conservazione e utilizzo. Oggi più che mai, il business model legato all'elettricità sta vivendo un cambiamento radicale, coinvolgendo processi di sviluppo e implementazione di nuove tecnologie. La sempre crescente “domanda” di energia, in correlazione alla necessità di diminuire sempre più le emissioni di anidride carbonica, richiede un ineluttabile aumento della quota di produzione da fonti rinnovabili. La diminuzione dei costi di investimento, collegata ad economie di scala dovute dai crescenti volumi di produzione di pannelli a livello globale, ha permesso di incrementare vertiginosamente la quantità di elettricità prodotta. In ottica futura però, per raggiungere determinati livelli di produzione energetica derivante da fonti rinnovabili, come la nuova soglia obbiettivo della direttiva rinnovabili approvata dall'UE a Giugno 2018 – copertura del 32% di consumo energetico derivante da rinnovabili entro il 2030 – la nuova sfida è quella di ricercare, o semplicemente ottimizzare, modelli di business che permettano di diminuire ancor di più i costi. Negli ultimi anni sono scesi in campo sistemi molto avanzati di reti elettriche intelligenti associate a soluzione di accumulo a basso costo e utility grade. Sempre su questo tema, particolare successo stanno assumendo, soprattutto in paesi dove non esiste una rete elettrica estesa, servizi che hanno alla base la produzione di elettricità tramite micro-reti (mini-grid) domestiche. Queste soluzioni, oltre che giocare un importante ruolo in chiave di sostenibilità ambientale, hanno permesso di dimezzare i costi a milioni di famiglie.

Fino a qualche tempo fa, le mini-grid erano viste solamente come una soluzione temporanea, principalmente utilizzate a scopo prettamente domestico o comunque a livello di piccola comunità. Grazie all'innovazione tecnologica, questa prospettiva sta radicalmente cambiando, ponendo le mini-reti al centro del tema delle energie rinnovabili, con una trasformazione di queste ultime che permetterà di soddisfare esigenze energetiche molto più grandi, anche a livello industriale e nazionale.⁸

⁸ <http://www.green.it/mini-grid-rinnovabili-garantire-laccesso-allenergia-tutti-entro-2030/>

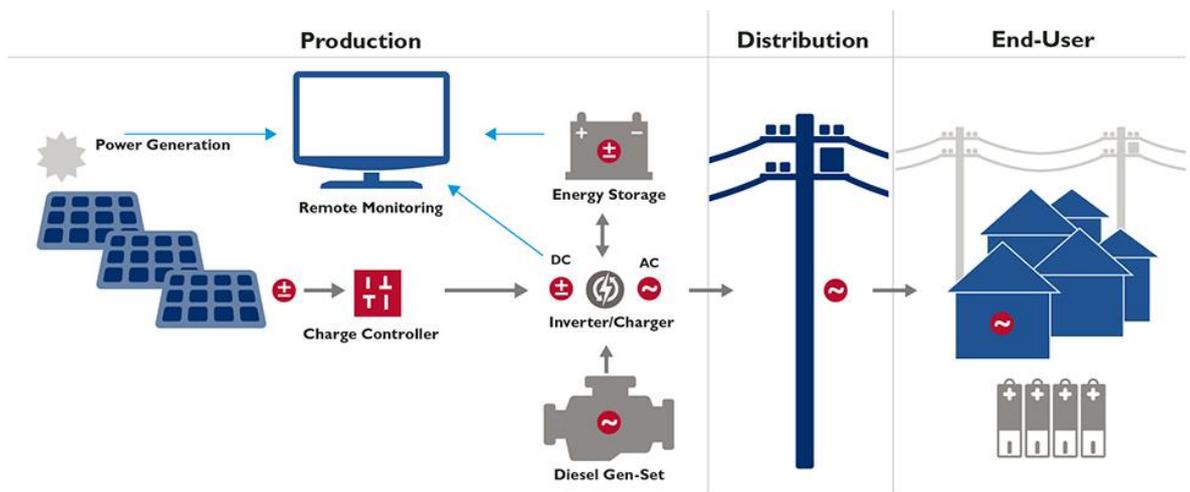
Nel mondo circa un miliardo di persone usufruiscono dell'elettricità in maniera altalenante e un altro miliardo ha un accesso completamente negato alla corrente elettrica. Per riuscire a rendere entro il 2030 l'elettricità accessibile a tutti sarebbe necessario raddoppiare il ritmo di espansione, e le soluzioni off-grid potrebbero colmare addirittura il 60% di questa generazione aggiuntiva.

Nel rapporto fornito da IRENA *“Innovation Outlook: Renewable Mini-grid”* si evidenzia come l'innovazione tecnologica, accompagnata dall'innovazione nei modelli di business e finanza, condurrà ad una diminuzione di circa il 60% dei costi di produzione di energia elettrica da mini-grid rinnovabili nei prossimi 20 anni, motivo per cui le stesse mini-reti diventeranno fortemente competitive rispetto a qualsiasi altro impianto di generazione elettrica nelle aree più problematiche del pianeta. A sua volta la riduzione dei costi di produzione comporterà un ulteriore sviluppo nel campo delle mini-reti, con conseguente aumento della produzione energetica rinnovabile.

1.2. Il sistema delle mini-grid

Una mini-grid è definita come una piccola rete che fornisce energia a un piccolo assortimento di edifici residenziali, uffici o stabilimenti commerciali in una determinata località. Le funzioni di questi impianti sono principalmente tre:

- generare elettricità da una singola fonte di energia o da un mix di fonti
- spostare l'elettricità dal “sito” di generazione agli utenti finali
- fornire delle connessioni che permettano agli stessi clienti di utilizzare l'elettricità generata



[Fig. 4] L'immagine mostra le varie componenti che lavorano insieme nel sistema delle mini-grid⁹

Ogni sistema include varie componenti (il collegamento è esterno), che si basano sulle risorse disponibili, sui servizi desiderati e sulle caratteristiche dell'utente. In generale un sistema di mini-grid è composto da:

- uno o più impianti di generazione elettrica
- un generatore diesel di back-up
- una batteria, ossia un sistema di accumulo elettrochimico di energia
- una rete di distribuzione in bassa tensione
- punti di consegna dell'energia provvisti di contatori elettronici¹⁰

Sul lato tecnico, uno degli elementi più innovativi risiede sicuramente nel sistema di integrazione e controllo: questo permette, infatti, di collegare e far funzionare in modo sinergico i diversi dispositivi, e il sistema di monitoraggio e fatturazione dell'energia, composto dai cosiddetti "contatori intelligenti". Questi ultimi, sotto la supervisione dell'operatore dell'impianto, consentono l'implementazione di soluzioni innovative di vendita di energia elettrica, come quella prepagata: un utente,

⁹ <https://www.usaid.gov/energy/mini-grids/technical-design/components>

¹⁰Le componenti dei sistemi delle mini-grid sopracitati sono elencate all'interno nell'articolo 4/2017 "Piccole reti crescono" della rivista Qualenergia

per esempio, acquista in anticipo una determinata quantità di energia che consumerà tramite un conto a scalare. Quando il cliente terminerà il credito potrà decidere di ricaricare il suo conto energia. Se il cliente risulta insolvente, l'operatore può interrompere l'erogazione del servizio.

Per quanto concerne la grandezza, una mini-grid può variare dai 10-20 kW fino a qualche MW, in base al numero di utenti e dall'uso dell'energia. Un punto di forza di queste tecnologie risiede nella possibilità di poter aumentare velocemente la potenza dell'impianto col semplice aumento del numero di pannelli fotovoltaici e di connessioni alla rete.¹¹

Dal lato dei costi di realizzazione, particolare peso assume il costo delle batterie per lo stoccaggio dell'elettricità. Una delle soluzioni principali degli anni precedenti è stata, infatti, al fine di erogare energia continuamente, installare un generatore diesel minimizzando il pacco batterie: questo ha spinto a una prima forte produzione di mini-grid alimentate principalmente dal solo generatore diesel.

Negli ultimi anni, comunque, si è accentuata sempre più la produzione, tramite sistemi di ibridizzazione da fonti rinnovabili, degli stessi impianti. Questo sistema, oltre i vantaggi ambientali, permette di risolvere alcuni problemi logistici legati al trasporto dei combustibili, e riduce a sua volta i costi d'esercizio rendendo più sostenibile l'impianto.

I modelli di business delle mini-grid variano in base a tre principali fattori:

- proprietà e gestione dei beni di distribuzione e di generazione della mini-rete (enti pubblici, privati o comunitari, partnership pubbliche o private o altri modelli ibridi)
- dimensioni (variabile, come accennato in precedenza, da pochi kilowatt fino a circa dieci megawatt)

¹¹ <https://www.qualenergia.it/articoli/20171206-elettrificazione-rurale-il-ruolo-delle-mini-grid-africa/>

- cliente (che possono includere famiglie, piccole imprese, grandi clienti di ancoraggio o una combinazione di tutti e tre)¹²

Ci sono diverse strategie utilizzate per rendere questi modelli di business un successo, compresa la gestione della domanda, la promozione dell'uso finale produttivo, la qualità del servizio elettrico, la progettazione delle tariffe, la riscossione delle entrate e il finanziamento degli utenti finali.

Ci occuperemo più avanti di questi temi.

1.3. Mini-grid ibridi

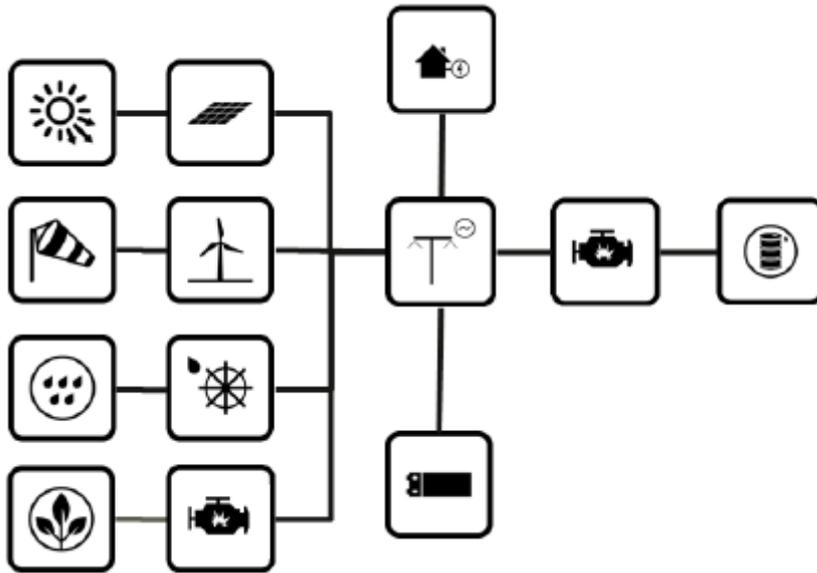
La mini-griglia ibrida combina almeno due diversi tipi di tecnologie per la generazione di energia e distribuisce elettricità a più utenti attraverso una rete indipendente. Pertanto, la mini-rete è alimentata da un mix di fonti di energia rinnovabile e un gruppo elettrogeno, generalmente fornito con diesel, utilizzato come riserva. La stessa risulta una soluzione tecnologica matura ed economica che fornisce elettricità di alta qualità e affidabile per l'illuminazione, le comunicazioni, l'approvvigionamento idrico o energia motrice, ed altri servizi. Un sistema energetico ibrido che funziona come entità autonoma può fornire quasi la stessa qualità e servizi della rete nazionale. Inoltre, con le adeguate disposizioni, è tecnologicamente possibile collegare una mini-rete alla rete nazionale. Nei paesi in cui la rete nazionale può fornire agli utenti solo poche ore di energia elettrica al giorno e spesso soffre di black-out, le comunità rurali servite da una mini-rete ibrida potrebbero in teoria ricevere un servizio più affidabile rispetto ai loro concittadini urbani.

Grazie all'unione di diverse tecnologie con diverse fonti energetiche si possono ottenere grandi vantaggi competitivi rispetto all'utilizzo di una singola tecnologia. La

¹² <https://greenminigrid.se4all-africa.org/how-it-works/help-desk-developers-and-operators/mini-grid-business-models>

combinazione delle fonti di energia rinnovabile con un gruppo elettrogeno si è dimostrata la soluzione meno costosa per le comunità rurali. Poiché le rinnovabili funzionano "senza carburante", non sono soggette al prezzo del carburante o alla volatilità dell'offerta. Tuttavia, i sistemi rinnovabili non sono programmabili, il che significa che dipendono dalla disponibilità della risorsa in un momento specifico. I gruppi elettrogeni diesel, al contrario, sono dispacciabili e possono fornire elettricità quando programmato. Combinando queste due fonti, è possibile coprire una varietà di profili di carico mobili. Inoltre, la combinazione di varie fonti rinnovabili è semplicemente più vantaggiosa in molti scenari: si pensi alle fluttuazioni stagionali delle risorse, con i collettori solari fotovoltaici che integrano l'energia eolica durante i mesi con meno vento o che si accumulano quando la generazione idroelettrica cala durante la stagione secca. In merito, invece, alle variazioni energetiche giornaliere, l'energia solare ha un picco di produzione intorno a mezzogiorno, mentre gli impianti eolici possono funzionare quando soffia il vento. Le batterie aggiungono stabilità al sistema immagazzinando l'energia per il picco di consumo quando la produzione da fonti rinnovabili è insufficiente (per compensare la mancanza di energia solare durante le ore notturne).¹³

¹³ Le informazioni riguardanti le mini-grid ibride sono state rielaborate mediante la lettura del report "Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned" dell'Alliance for Rural Electrification (ARE)



[Fig. 5] Vari componenti presenti nelle mini-grid ibride: energia solare, energia eolica, risorsa idroelettrica, risorsa da biomassa, riserve di petrolio, fotovoltaico, energia eolica, energia idroelettrica, generatore, batterie, rete di distribuzione locale e domanda di energia locale.¹⁴

Prima di addentrarci in maniera più specifica nel business model del sistema delle mini-grid ibride facciamo prima alcune considerazioni. Ci sono due fattori chiave da considerare quando si valuta l'idoneità di un sistema, la struttura dei costi del sistema e la qualità del servizio. Le tecnologie delle energie rinnovabili hanno strutture di costo molto diverse rispetto alle altre energie: quelle non rinnovabili presentano un investimento del capitale iniziale molto più basso ma, tuttavia i costi di esercizio annuali sono molto più elevati a causa dell'elevato funzionamento, della manutenzione e dei costi del carburante (più avanti entreremo nello specifico della struttura dei costi del modello ibrido).

La qualità del servizio è il secondo fattore da tenere in considerazione. I gruppi elettrogeni diesel forniscono energia su richiesta (supponendo che ci sia combustibile adeguato), il che significa che operano in base alle esatte esigenze della comunità

¹⁴ L'immagine è stata inserita nell'articolo "Analysis of mini-grid installations: An overview on system configurations" di C. Werner e Ch. Breyer

rurale. Dall'altra parte, le fonti energetiche rinnovabili sono soggette a variabilità giornaliera e stagionale, sebbene la produzione di energia possa essere più o meno prevista.

Pertanto, i sistemi che funzionano al 100% sul gasolio hanno il vantaggio di essere teoricamente dispacciabili su richiesta. Tuttavia, in un contesto rurale, la possibilità di eseguire un gruppo elettrogeno non corrisponde sempre alla disponibilità di carburante per far funzionare il generatore. Le condizioni isolate e talvolta inaccessibili nelle zone rurali rendono molto difficile la fornitura di carburante per gestire un sistema che alimenta più di dieci famiglie per diverse ore al giorno. Anche gli impatti ambientali locali devono essere presi in considerazione. I gruppi elettrogeni sono rumorosi e inquinanti e hanno un impatto diretto sulla salute degli utenti, soprattutto quando i generatori si trovano vicino alle case.

I sistemi di alimentazione 100% rinnovabili devono fare affidamento sull'uso di una batteria per immagazzinare energia in modo che l'elettricità sia disponibile anche quando le fonti rinnovabili non lo sono per brevi periodi (da un paio d'ore a diversi giorni a seconda della domanda e della capacità della batteria). Tuttavia, al fine di fornire una qualità del servizio affidabile (nessun blackout), i sistemi di energia rinnovabile devono avere una capacità di generazione maggiore.

La qualità del servizio elettrico può essere definita in termini di capacità di servire diversi tipi di utenti, disponibilità (ore al giorno) e continuità (nessun blackout).

Il Sustainable Energy for All Global Tracking Framework ha fornito diversi livelli per valutare la qualità del servizio elettrico:

- fornitura di elettricità affidabile o inesistente
- servizi elettrici affidabili, seppur di base, come l'illuminazione durante le ore serali e la ricarica del telefono

- fornitura di energia elettrica per un tempo limitato per apparecchi di potenza superiore a 50 W come TV e ventilatori
- fornitura per elettrodomestici e usi produttivi superiori a 200W
- vicinanza alla qualità della griglia
- elettricità di rete di qualità

1.3.1.Struttura

Come descritto in precedenza, le mini-grid sono principalmente caratterizzate da tre aree: produzione, distribuzione e domanda. Queste aree possono variare notevolmente in base alle risorse, ai servizi desiderati da fornire e alle caratteristiche dell'utente.

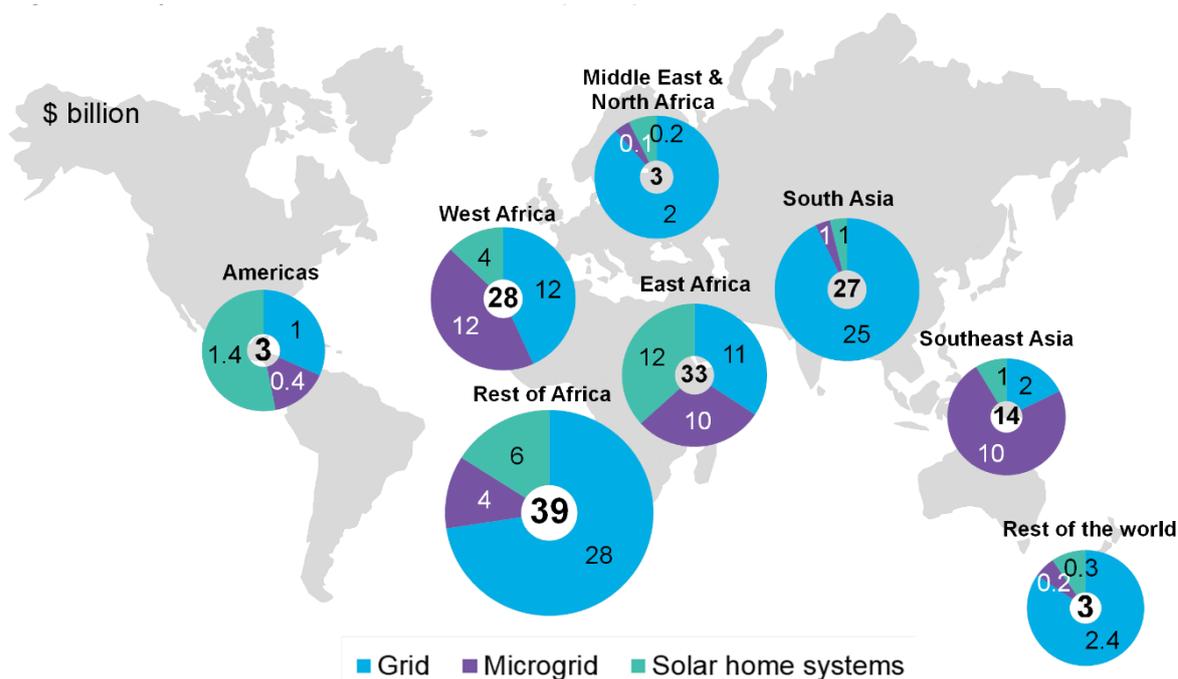
Il report *“Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned”* dell’Alliance For Rural Eletrification (ARE) spiega come nella produzione ci siano principalmente attività di generazione, di stoccaggio (batterie), le attività dei convertitori (convertitori, raddrizzatori, inverter per convertire la corrente continua in CA) e dei componenti di gestione (sistemi di gestione dell'energia). Il sottosistema di produzione determina la capacità del sistema ibrido di fornire elettricità e collega tutti i componenti attraverso la “bus bar” (cioè il cablaggio elettrico che collega insieme i diversi componenti) alla tensione richiesta (CA / CC) per il sottosistema di distribuzione.

Con la distribuzione includiamo l'attrezzatura di distribuzione. Questo sottosistema è incaricato di distribuire l'elettricità prodotta agli utenti tramite la mini-rete. I problemi principali riguardano l'utilizzo di una mini-griglia di distribuzione basata su DC o AC e la possibilità di creare una griglia monofase o trifase. Questa decisione avrà un impatto sul costo del progetto e determinerà principalmente i dispositivi che possono essere utilizzati.

Nel sottosistema della domanda includiamo tutte le apparecchiature sul lato dell'utente finale del sistema, come contatori, cablaggio interno, messa a terra e dispositivi che utilizzeranno l'elettricità generata dalla centrale ibrida.

Il design delle mini-grid influenza direttamente la struttura dei costi del progetto e determina non solo il prezzo dell'energia prodotta, ma anche la qualità dei servizi forniti agli utenti.

La fase di valutazione iniziale di qualsiasi progetto di successo deve integrare un'analisi delle condizioni locali e dei bisogni della comunità rurale e massimizzare il coinvolgimento e il supporto della comunità nelle considerazioni di progettazione. Il coinvolgimento locale è una necessità per ridurre le possibilità di fallimento del progetto e qualsiasi immagine negativa delle rinnovabili nella regione.



Source: Bloomberg NEF. Note: East Africa refers to the six countries of the East African Community. Numbers may not add up due to rounding.

[Fig. 6] Mappa degli investimenti (in trilioni di dollari) in grid, micro-grid, sistemi solari domestici. Fonte Bloomberg NEF

1.4. Modelli operativi delle mini-grid (report “policy briefing” GVEP International)

La gestione delle mini-grid può avvenire tramite varie strutture finanziarie e istituzionali. Le stesse mini-reti possono essere possedute e gestite dallo stato, dal settore privato o dalle comunità. Come spesso accade, può esserci una combinazione degli stessi attori, siano questi gestori o proprietari di diverse parti del sistema, così come per la produzione, distribuzione e gestione della domanda.

Per la copertura dei costi di capitale iniziali possono essere usati diversi modelli di finanziamento: tale discorso vale anche per i costi operativi e di manutenzione.

Sulla base del report di GVEP International “Policy briefing”, possiamo distinguere quattro tipi di business model basati sulle istituzioni e sui sistemi di finanziamento (World Bank, 2008a, USAID, ARE, 2011):

- modello basato sulla comunità. In questo caso, la comunità diventa il proprietario e l'operatore del sistema e fornisce servizi di manutenzione, raccolta delle tariffe e gestione. Un esempio adeguato, fornito dallo stesso report, riguarda il caso dello Sri Lanka: il progetto Off-grid Services Delivery ha sistemi di micro-idro, che sono di proprietà di società cooperative basate sulla comunità, e gestite allo stesso tempo da queste ultime, mentre il governo mantiene un certo controllo sulle specifiche tecniche e sulla sicurezza nel suo ruolo di fornitore di sussidi (USAID / ARE, 2011). L'esempio della comunità tende a essere più diffuso tra i paesi in via di sviluppo in cui sia settore pubblico che privato rimangono limitati
- modello basato sul settore privato. Un attore privato può gestire il sistema delle mini-reti, sebbene possano esservi varie forme a seconda che la proprietà della mini-grid venga mantenuta o trasferita a un altro attore, in base ai tipi di contratti (ad esempio con l'utilità o con gli utenti finali) e a seconda dei tipi di sussidi utilizzati. Un esempio importante riguarda i paesi della Somaliland e del Puntland, dove gli operatori del settore privato forniscono oltre il 90% del potere in aree urbane e peri-urbane utilizzando mini reti private locali
- modello basato sull'utilità: in questo approccio, un'azienda di servizi pubblici è responsabile di tutto o parte del sistema elettrico. La società può essere un'istituzione pubblica nazionale, un investitore di proprietà o una cooperativa. L'approccio basato sull'utilità è il più comune per l'elettrificazione rurale nei paesi in via di sviluppo
- modello di business ibrido: questo approccio combina diversi aspetti di quelli sopra menzionati al fine di massimizzare l'efficacia e l'efficienza coinvolgendo diverse entità che possiedono e gestiscono diverse parti del sistema. Ad esempio, un'azienda di servizi pubblici o un'azienda privata potrebbe implementare e possedere un sistema di alimentazione a mini-reti di energia rinnovabile, mentre un'organizzazione basata sulla comunità la gestisce

quotidianamente e un'azienda privata fornisce il supporto tecnico e i consigli di gestione

1.5. Utility locale, multinazionale e opportunità di sviluppo

Il report “*policy briefing*” di GEVP International, affronta il tema delle utility, locali e non, e delle opportunità fornite dalle mini-grid. Il sistema delle mini-griglie, tra i numerosi vantaggi permette, come già detto in precedenza, di aumentare l’affidabilità dell’approvvigionamento elettrico. Inoltre, grazie alla loro minore “scala” e maggiore proprietà a livello locale della infrastruttura fisica o della gestione, permettono di ridurre problemi come il furto di energia: un problema del genere è più frequente quando la gestione è lontana dalla base dei clienti. In termini di affidabilità dell’approvvigionamento, come già sottolineato nei paragrafi precedenti, le mini-griglie presentano il grosso vantaggio di garantire energia quando uno dei componenti va ad intermittenza.

Questi sistemi possono aiutare a migliorare le prestazioni ambientali in termini di efficienza energetica e emissioni di carbonio. I sistemi ibridi a mini-griglia, ad esempio, incorporano spesso una fonte rinnovabile del 75-99% (USAID / ARE, 2011). Tra le tecnologie di energia rinnovabile, gli studi economici indicano che i sistemi a biomassa, biogas, geotermico, eolico e micro-idro che costano 6-15 dollari per kWh, sono le potenziali alternative di generazione per le mini-reti nei paesi in via di sviluppo, ipotizzando ovviamente che per le energie rinnovabili ci siano abbastanza risorse disponibili.

Le mini-griglie offrono opportunità per i paesi in cui i sistemi di rete pubblica non sono ben sviluppati e dove c'è un vivace settore privato. Sono anche adattabili, in quanto diversi sistemi possono essere collegati alle griglie man mano che si espandono.

Questi sistemi, inoltre, stanno diventando più attraenti dal punto di vista economico in quanto il costo delle tecnologie rinnovabili diminuisce e i prezzi del carburante

aumentano. Gli schemi richiedono ancora sussidi, ma si tratta spesso di una percentuale di investimenti inferiore rispetto ai sussidi della griglia.

Nella terza conferenza internazionale “*Off grid renewable energy conference*” di IOREC 2016, (con la partecipazione di IRENA, agenzia internazionale per le energie rinnovabili), si è rimarcato più volte come il modello di business delle mini-grid sia certamente l’opzione migliore per l’elettrificazione, soprattutto nelle aree in via di sviluppo: a livello globale, in diversi contesti, tali sistemi sono più convenienti e affidabili che mai, fornendo una vasta gamma di servizi. Le soluzioni di energia rinnovabile off-grid non sono più un'opzione marginale ed è già ben consolidato e riconosciuto il loro ruolo all'interno di una strategia nazionale per raggiungere l'accesso universale in un tempo abbastanza limitato. Queste strategie possono rafforzare gli sforzi dei governi per accelerare il ritmo dell'elettrificazione.

A livello locale le strategie di elettrificazione rurale dovrebbero tenere conto delle risorse rinnovabili disponibili, della domanda locale di servizi elettrici, della redditività tecno-economica di diverse soluzioni tecnologiche e della capacità esistente di determinare le opzioni di elettrificazione più adatte per le diverse aree. In ogni caso, a causa della forte evoluzione della tecnologia, che impatta direttamente sui costi e sulla domanda, la strategia dovrebbe essere flessibile.

Queste soluzioni di energia rinnovabile devono essere introdotte il prima possibile nei processi di pianificazione dell'elettrificazione regionale e nazionale in modo da fornire indicazioni al settore pubblico e privato, nonché alle banche di sviluppo e ai donatori, per collaborare, mobilitare e indirizzare le risorse verso opzioni di elettrificazione basate sulle mini-reti.

Nella stessa “*Off grid renewable energy conference*” di IOREC 2016, viene più volte rimarcato come queste soluzioni di energia rinnovabile off-grid svolgeranno un ruolo centrale nelle strategie dei paesi per raggiungere l'accesso universale all'elettricità in modo tempestivo e sostenibile. L'opportunità di sviluppo è immensa, ma richiede sforzi mirati per creare un ambiente che consenta migliorarsi continuamente.

Le basi per accelerare l'implementazione di energie rinnovabili fuori rete comprendono:

- politiche e regolamenti dedicati
- permessi riguardo i framework istituzionali
- modelli di business e finanziari personalizzati
- soluzioni tecnologiche adattate

Questi quattro elementi dovrebbero fornire la base ai fornitori di servizi per accedere al mercato, implementare tecnologie off-grid e contribuire allo sviluppo. A questi punti di forza se ne aggiungono altri due che riguardano da una parte sforzi complementari per costruire capacità adeguate lungo tutta la catena del valore (ad esempio istituzioni finanziarie, comunità) e dall'altra parte identificare i collegamenti intersettoriali (ad es. isi finali produttivi) per migliorare ulteriormente la sostenibilità degli interventi.

1.6. Tariffe delle mini-grid e raccolta dei ricavi

Le mini-reti hanno delle tariffe che devono coprire tutti i costi della mini-rete più un margine che include:

- costi fissi (capex¹⁵, costi di gestione e costi operativi)
- costi variabili (costi del carburante, materie prime della biomassa, manutenzione e alcuni costi operativi variabili)¹⁶

¹⁵ I capex, o spese di capitale, sono i costi relativi allo sviluppo o fornitura di asset durevoli per il prodotto o sistema.

¹⁶ Informazioni tratte dall'analisi contenuta nel report *Renewable energy technologies: cost analysis series, Solar Photovoltaics* di IRENA

Le tariffe possono includere una commissione fissa o di capacità (che è indipendente dal consumo) e un prezzo sull'energia che può essere basato sul consumo oppure prefissato.

La tariffa ha un livello preimpostato che dipende principalmente dalla domanda prevista. Ciò può essere un eventuale ostacolo nel caso in cui, decisa la tariffa, la domanda non si concretizzi: risulta, infatti, assai difficile aumentare la tariffa senza ridurre a sua volta la domanda.

Per quanto concerne i ricavi, una delle principali sfide nel business model delle mini-grid riguarda la ricerca di un giusto equilibrio tra la redditività commerciale e la capacità, nonché la volontà, degli utenti finali a pagare. Il successo di questo flusso di ricavi da parte degli utenti può dipendere dai seguenti molteplici fattori:

- accessibilità delle tariffe
- disponibilità degli utenti a pagare
- tecnologia di misurazione
- misure antifurto
- personale responsabile della raccolta dei ricavi
- tipo di tariffa che può essere adattata ai vincoli locali (affronteremo più avanti il tema della regolamentazione)

Sicuramente, il flusso dei ricavi è strettamente correlato al tipo di tariffa adottata, che può essere basata su diversi criteri:

- energy-based (queste tariffe sono basate sull'energia consumata in kWh)
- power-based (queste tariffe sono basate sul consumo energetico atteso e sono calcolate su base Watts)
- tariffa forfettaria o tariffa di servizio
- pagamento in anticipo o dopo l'uso

- consumo energetico limitato o illimitato per diversi gruppi di clienti
- domanda gestita o meno
- impostazione con o senza pianificazione automatica del carico in caso di sovra-richiesta
- pagamento tramite piccoli incrementi, pagamenti settimanali o mensili
- pagamento tramite contanti o altre tipologie
- ricavi raccolti da parte del personale dell'azienda o da fornitori terzi¹⁷

La stessa tariffa definisce anche la tecnologia di misurazione che deve essere utilizzata: può essere un semplice limitatore di carico per le tariffe forfettarie, fino ad arrivare ai cosiddetti contatori intelligenti che consentono il pagamento anticipato dell'elettricità gestito dalla domanda.

Il mancato pagamento e il furto possono essere ridotti al minimo, ad esempio utilizzando le tariffe di pagamento anticipato e controllando regolarmente la sicurezza intorno alla rete di distribuzione. Particolare importanza nel sistema assume il controllo, il bilanciamento e il monitoraggio sul pagamento dei clienti.

La domanda di energia elettrica può essere stimolata fornendo un sostegno finanziario agli utenti finali della mini-rete: gli stessi possono chiedere finanziamenti per coprire i costi iniziali delle connessioni, delle installazioni elettriche interne e degli acquisti di apparecchiature elettriche. Questo aiuto finanziario può essere fornito direttamente dallo sviluppatore o tramite terze parti come istituti di finanziamento. In alcuni casi possono esserci anche delle sovvenzioni, ad esempio tramite aiuti basati sulla produzione, che collegano il pagamento di fondi pubblici alla fornitura di collegamenti.

¹⁷Fonte: <https://greenminigrid.se4all-africa.org/how-it-works/help-desk-developers-and-operators/mini-grid-business-models>

1.7. I finanziamenti

Il miglioramento progressivo delle energie rinnovabili off-grid richiederà un migliore accesso ai finanziamenti per le imprese e i consumatori. Nonostante gli investimenti siano cresciuti negli ultimi anni, sono ancora lontani dagli obiettivi di accesso universale. Sono responsabili una serie di fattori, tra cui il disallineamento tra il volume tipico del progetto e lo strumento finanziario, la mancanza di informazioni sulle fonti di finanziamento disponibili, il settore privato relativamente inesperto, così come le istituzioni finanziarie e relativi vincoli di capacità e la mancanza di infrastrutture finanziarie per facilitare le transazioni.

Alcuni aspetti chiave evidenziati a IOREC 2016 per catalizzare gli investimenti includono:

- necessità di un impegno coerente, guidare e impegnarsi a livello di politica pubblica come disponibilità ad unire diverse fonti di finanziamento e adattarle al settore off-grid. Rimangono gap nelle forme di finanziamento per lo sviluppo di progetti / imprese, specialmente nelle fasi iniziali in cui è necessario capitale ad alto rischio per costruire mercati, provare nuovi approcci, entrare in nuove aree geografiche e catalizzare ulteriori investimenti
- i cicli di erogazione dei finanziamenti pubblici sono spesso troppo lunghi e dovrebbero essere elaborati più rapidamente: devono essere esplorate nuove fonti per integrare i finanziamenti pubblici. Questi possono includere fondazioni in grado di erogare capitali rapidamente, oltre a sovvenzionare la folla per aumentare piccole quantità. È fondamentale sapere a chi rivolgersi per ottenere finanziamenti e una solida documentazione di progetto: possono essere utilizzate piattaforme come IRENA Sustainable Energy Marketplace e Project Navigator, 3

- la creazione di un pool di capitali locali attraverso iniziative guidate dai paesi e la creazione di disponibilità di finanziamenti locali per i programmi di accesso all'energia potrebbe essere un modo per facilitare lo sviluppo e il miglioramento del settore. Lo sblocco dei finanziamenti locali a basso costo contribuirà anche ad affrontare il rischio di valuta estera. I sistemi di garanzia sono strumenti importanti per sostenere il finanziamento e affrontare i principali rischi di investimento, compresi i rischi politici, valutari e di acquisto
- l'aggregazione di progetti di mini-reti può essere un modo efficace per ridurre i costi di finanziamento e i rischi specifici del progetto. Il raggruppamento potrebbe aiutare ad accedere a un pool più ampio di finanziamenti altrimenti inaccessibili per le transazioni a basso valore
- dovrebbero essere sviluppati metodi pratici per collegare i consumatori rurali ad un metodo “asset based financing”. Questi potrebbero essere legati a un target specifico per le banche (con bassi tassi di interesse e finanziamenti a lungo termine) e creando una struttura di garanzia dei rischi per gli istituti finanziari
- attingendo all'esperienza di paesi come il Bangladesh, la microfinanza può essere efficace nello sbloccare il capitale disponibile dal settore dei consumatori / settore informale. Le soluzioni di microcredito implicano non solo la comprensione della storia creditizia del consumatore ma anche il comportamento di quest'ultimo

È importante comprendere non solo l'economia della mini-rete, ma anche le opzioni di finanziamento disponibili e le fonti per gli investimenti nella mini-rete. Il nascente stato del settore della mini-rete, così come la pressione politica per limitare le tariffe a livelli inferiori rispetto a quelli che rispecchiano pienamente i costi, sono i motivi

principali per giustificare la necessità di sovvenzioni¹⁸. Le sovvenzioni in conto capitale sono un metodo comune per ridurre i costi del progetto. Possono compensare gli elevati costi dell'infrastruttura di rete e delle connessioni degli utenti ed essere erogati a intervalli. Le sovvenzioni in conto capitale possono essere calcolate in base al numero di connessioni, al costo totale del capitale o all'IRR del progetto. Le sovvenzioni in genere supportano progetti per ottenere IRR azionari del 15-20%, che non si adattano ai maggiori rischi incontrati nei progetti dei paesi in via di sviluppo. Oltre ai costi di capitale, i finanziamenti possono essere utilizzati per fornire assistenza tecnica (AT) ai lavori di fattibilità per rendere i progetti investibili o per compensare il rischio di sviluppo fornendo sovvenzioni per far fronte agli impegni azionari. Mentre la struttura e il volume delle sovvenzioni sono importanti, attirando privati il capitale richiede un efficiente processo di esborso. I programmi di sovvenzione che non sono reattivi e generano elevati costi di transazione e sono forniti da agenzie governative inefficienti, non riusciranno a fornire gli stimoli settoriali che mirano a raggiungere.

Il capitale necessario per avviare un'impresa o per costruire un progetto di infrastruttura è solitamente ottenuto aumentando la finanza dell'aziendale o del progetto. Le attività di distribuzione e generazione delle mini-grid possono essere finanziate utilizzando entrambi gli approcci. Una società privata che costruisce queste risorse potrebbe raccogliere fondi a livello aziendale, o potrebbe costituire uno Special Purpose Vehicle (SPV) per il quale potrebbe organizzare il project financing. Una utility potrebbe fare l'uno o l'altro, ma una comunità probabilmente non avrebbe un bilancio record per aumentare le finanze aziendali. In genere, le mini-griglie della community verrebbero sviluppate e implementate da uno sviluppatore di progetti di terze parti che strutturerebbe un'entità di progetto, in cui verrebbero sollevati finanziamenti e in cui la comunità avrebbe una proprietà basata sul loro contributo in termini di terra, manodopera, materiali, ecc. Ci sono diversi motivi per cui la finanza

¹⁸ Tenenbaum et al., 2014

di progetto è - o meglio sarà - appropriata per le mini-reti. Analogamente ad altre attività di generazione di energia, le mini-reti sono ad alta intensità di capitale, sebbene i sistemi siano piccoli. Le mini-reti possono essere di proprietà degli SPV, in quanto il finanziamento è basato sul flusso di cassa. Tuttavia, la finanza di progetto è una sfida impegnativa a breve termine. Anche i progetti di mini-grid in bundle (raggruppati) sono relativamente piccoli e la finanza di progetto è difficile da tenere sotto i 20 milioni di euro. Gli investitori azionari di project finance accettano tassi interni più bassi di rendimento (IRR) a causa della prevedibilità dei flussi di cassa, che le mini-griglie non necessariamente forniscono. Poiché la finanza di progetto per mini-griglie è difficile da trovare, la maggior parte delle società di sviluppo di mini-grid stanno raccogliendo finanziamenti aziendali da investitori azionari per costruire progetti dimostrativi e sviluppare i loro modelli di business. Attraverso la finanza aziendale, uno sviluppatore può essere finanziato in più transazioni mentre distribuisce i sistemi, in contrasto con un progetto di infrastruttura che richiede un grande impegno finanziario a "chiusura finanziaria" prima dell'inizio della costruzione.

È necessario comprendere il profilo e le esigenze degli investitori azionari che possono finanziare mini-grids. L'equity in fase iniziale (seed) può essere acquistata da angel investors¹⁹, un finanziamento leggermente successivo può essere fornito da fondi di capitale di rischio e capitale di espansione da fondi di private equity²⁰, family office e mercati dei capitali pubblici. Le decisioni di investimento si basano sul modello di operatore, sulle opportunità di mercato, sul track record del team di gestione e sulla scalabilità percepita dell'azienda. Un numero crescente di

¹⁹ L'angel investor è una persona fisica che si appassiona ad una startup o comunque un'azienda in fase di crescita, la finanzia e l'aiuta, portando, oltre al capitale, la propria esperienza, conoscenze, contatti. Il business angel a differenza dei fondi di investimento investe risorse proprie e spesso la sua motivazione non è esclusivamente finanziaria. Fonte: <https://www.startupbusiness.it/cose-un-business-angel-e-come-puo-finanziare-la-startup/88557/>

²⁰ Fondo che svolge attività di investimento nelle quote societarie di un'impresa target, con l'obiettivo di contribuire alla crescita dell'azienda nel proprio mercato di riferimento e di monetizzare, al termine del periodo temporale prefissato dall'inizio, l'investimento effettuato. Fonte: <https://www.icer.it/private-equity-modalita-fondi/>

investitori focalizzati sull'Africa si identificano come investitori di impatto con il mandato di conseguire un impatto sociale e ambientale oltre ai rendimenti finanziari e che sono misurati dalle creazioni di lavoro, dal nuovo / migliorato accesso all'energia o dall'elusione del carbonio. Mentre alcuni accettano rendimenti più bassi rispetto al rischio, molti investitori mirano a rendimenti relativamente elevati (ad esempio il 20% + IRR azionari). Le numerose sfide associate alle mini-grids offrono rendimenti adeguati al rischio insufficienti per gli investitori che cercano una crescita elevata e iniziative scalabili, con rendimenti potenziali più elevati. Oltre agli investitori privati, le banche multilaterali di sviluppo e le istituzioni finanziarie per lo sviluppo (collettivamente "DFI") progettano, finanziano e gestiscono strutture che forniscono equity. Questi attori tipicamente danno la priorità all'impatto sullo sviluppo e alla sostenibilità finanziaria e forniscono capitale di crescita a società consolidate o capitali per progetti più grandi. Mentre le mini-griglie presentano una serie di sfide per questi finanziatori, c'è un crescente interesse nel perseguire mini-grid come opportunità praticabili²¹.

1.8. Barriere allo sviluppo e sostenibilità economica

Il business model delle mini-grid, collegato alla forte diminuzione dei costi dell'energia, assume sempre più un ruolo di assoluta importanza in chiave di sviluppo sostenibile. Tuttavia, ci sono alcune problematiche di rilevante importanza che impediscono la diffusione a livello globale di questi sistemi e, addirittura, rendono la penetrazione di questo business abbastanza marginale.

In primo luogo, troviamo la barriera della regolamentazione, basata su tre aspetti principali:

²¹Le informazioni sono state elaborate sulla base del report "*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*" (2014)

- in molti Stati si parla di diversi modelli e processi autorizzativi per una molteplicità di aspetti legati a: diritti sui terreni, valutazioni degli impatti ambientali, autorizzazioni da parte delle municipalità, compatibilità con la rete nazionale e infine gli standard tecnici. Un semplice esempio può essere rappresentato dall'Italia in cui le mini-grid non sono sostenibili a causa della regolamentazione correlata al monopolio di ENI
- un quadro tariffario flessibile correlato al costo di generazione dello specifico progetto o un meccanismo di sussidio verso l'investitore
- gli aspetti relativi alla rete nazionale, nel caso in cui voglia inserirsi nell'area occupata dalla mini-grid e, perciò, le condizioni riguardo l'integrazione tecnica e commerciale con la stessa rete, ovvero le "vie d'uscita" che permettano all'investitore di recuperare l'investimento²²

L'altro aspetto fondamentale riguarda la sostenibilità economica: questi sistemi, seppur considerata la continua innovazione tecnologica, presentano comunque importanti costi a livello di installazione, operativo e di mantenimento. Un costo rilevante è proprio quello dello storage (accumulo) di energia, che può essere però ridotto grazie a sistemi smart, che abbiamo citato nei paragrafi precedenti. In questo contesto assume particolare importanza lo Stato nel quale si investe: i ricavi derivanti dall'implementazione delle mini-grid sono fortemente correlati alla willingness to pay, o in altre parole, alla volontà o disponibilità a pagare l'energia da parte dei consumatori, perciò è chiaro che varieranno parecchio da nazione a nazione. In questa tesi ci occuperemo principalmente del continente africano, dove i tassi di elettrificazione sono molto bassi poiché i governi non hanno le capacità finanziarie tali da coprire i costi di investimento per garantire a tutti gli abitanti l'accesso all'elettricità. Considerato che stiamo parlando di impianti di piccola taglia, risulta davvero complicato portare avanti questi progetti in nazioni in via di sviluppo come

²² Fonte: <https://www.qualenergia.it/articoli/20171206-elettrificazione-rurale-il-ruolo-delle-mini-grid-africa/>

quelle africane, con tante aree rurali mal collegate coi centri urbani principali. Tuttavia, come vedremo nei prossimi capitoli, non mancano i casi di successo, siano questi pubblici, privati o di modello ibrido.

La sostenibilità economica perciò è un argomento molto delicato, soprattutto in base al contesto socioeconomico dei singoli paesi: alcune possibili soluzioni, come vedremo più avanti, riguardano il sistema degli incentivi, sia privati che pubblici; dall'altra parte, lo sviluppo tecnologico, se terrà gli stessi ritmi degli ultimi ventitrenta anni, consentirà di abbattere ancora di più costi legati all'energia e renderà questi modelli economicamente sostenibili ovunque.²³

1.8.1. L'esempio di Enel Green Power in Etiopia

Come abbiamo detto, la regolamentazione è una delle principali barriere allo sviluppo dei sistemi delle mini-grid: un importante esempio è quello di Enel Green Power (EGP), società nata come spin-off di Enel Produzione, che si occupa della produzione di energia elettrica derivata da fonti rinnovabili quali solare, eolico, idroelettrico, geotermico e da biomasse.

Da anni EGP distribuisce energia elettrica nel continente africano, e nella scelta del paese target per i suoi investimenti tiene in considerazione tre requisiti:

- un'economia sana
- un piano energetico che preveda una serie di impianti da produttori indipendenti
- un piano regolatorio trasparente

Sulla base di questi requisiti, ha portato avanti importanti investimenti in Kenya, Zambia, Marocco, Sudafrica. Nel 2016, la stessa società è stata selezionata miglior

²³ Ho portato avanti questa analisi sulle barriere allo sviluppo e sulla sostenibilità economica grazie ad un'intervista al dottor Maurizio Manenti, Innovation Manager e Business Development Manager di Solarfields.

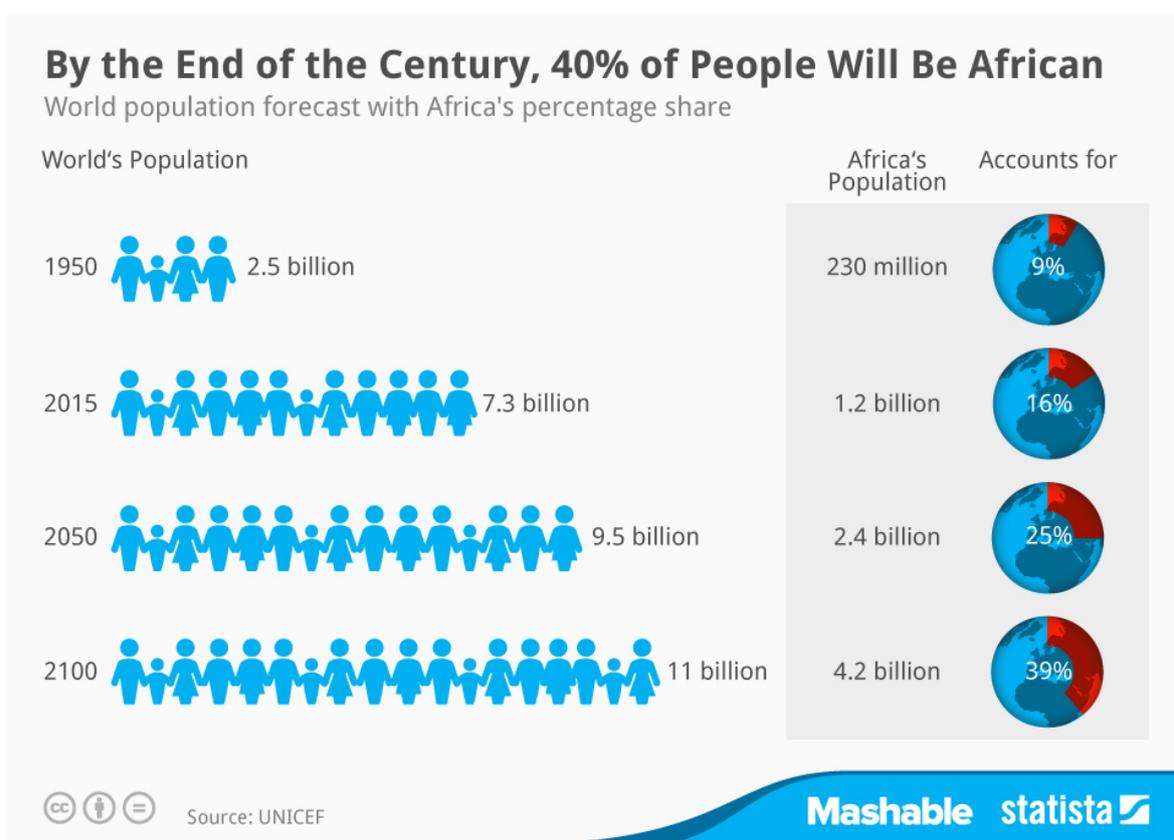
offerente per un progetto fotovoltaico da 100 MW nella gara per il solare lanciata dalla utility locale Ethiopian Electric Power (“EEP”) nel quadro del Growth and Transformation Plan (“GTP 2”) del governo etiope ottenendo così il diritto a sviluppare, costruire e gestire 100 MW di capacità fotovoltaica a Metehara.²⁴ Nel progetto erano presenti implementazioni di sistemi di mini-grid che però non sono state interrotte a causa di una molteplicità di motivi, soprattutto di carattere socio-economico ma anche regolamentare. L’area di riferimento è caratterizzata da molte aree rurali distanti dai centri urbani dove è presente la rete nazionale, il che rende i costi di mantenimento e installazione delle mini-griglie molto più elevati. Inoltre, la regolamentazione non è chiara: non è presente nessuna garanzia in caso di arrivo della rete nazionale in tali aree rurali. Di solito questi aspetti sono risolti da agenzie regolatorie, che però non sono presenti nel territorio. Ad aggravare la situazione, è la scarsa willingness to pay dai clienti, correlata ad una forte crisi economica del Paese. Tutti questi fattori, hanno reso l’implementazione delle mini-grid insostenibili, sia dal punto di vista economico che da quello regolatorio; l’unica eccezione sarà un ospedale alimentato dalle mini-reti di EGP, il St. Luke Catholic Hospital.²⁵

²⁴ Fonte: <https://www.enelgreenpower.com/it/media/press/d/2017/10/enel-entra-in-etiopia-con-una-gara-per-il-solare>

²⁵ Ho portato avanti l’analisi di questo paragrafo grazie ad un’intervista al dottor Michele Porri, Business Developer Manager di Enel Green Power. Vedi informazioni riguardo l’intervista nell’appendice.

2. Il contesto Africano

Dopo aver discusso della gestione delle mini-grid, focalizziamoci adesso sul continente africano, in modo da analizzare dei modelli di business idonei per questo paese, facendo particolare attenzione alla loro politiche e regolamentazioni. L’Africa è il terzo continente per superficie al mondo, e vanta una popolazione di circa 1,2 miliardi di abitanti: la crescita dell’ultimo mezzo secolo è stata spaventosa, passando da 285 milioni nel 1960, agli attuali 1,2 miliardi nel 2017; solo dal 2005 il tasso di crescita è rimasto costante, a circa il 2,4%.²⁶ Come mostra la figura 7, secondo le previsioni di UNICEF, l’Africa già nel 2050 vedrà raddoppiata la propria popolazione con 2,4 miliardi di abitanti, circa un quarto degli abitanti mondiali.²⁷



[Fig.7] Riferimento alla popolazione mondiale in relazione alla popolazione africana, in miliardi, e rapporto percentuale. Fonte UNICEF

²⁶ Fonte: <http://jsonpedia.org/annotate/resource/html/it:africa>

²⁷ Fonte: <https://www.statista.com/chart/2654/africas-population-growth/>

2.1. Economia

L'economia africana è molto difficile da descrivere: il continente vanta di una grande quantità di risorse idriche, naturali, forestali, minerarie e, soprattutto, energetiche (gas naturale e petrolio), ma queste sono mal distribuite oppure non coinvolgono la popolazione locale nel ricavo economico derivante dal loro sfruttamento. Delle 54 nazioni africane, 25 addirittura appaiono come le più povere al mondo, mentre altre hanno livelli di vita paragonabili ai paesi occidentali (Sud-Africa).²⁸ Con l'eccezione del Sudafrica e dei paesi del Nord Africa, che hanno tutti sistemi di produzione diversificati, l'economia della maggior parte dell'Africa può essere caratterizzata come sottosviluppata. Le ragioni di tale povertà sono molto complesse e vanno sicuramente ricercate nella storia: il colonialismo prima e la decolonizzazione poi, hanno impedito alle società africane di svilupparsi in maniera naturale, facendo spesso retrocedere i processi produttivi, creando barriere al libero movimento di cose e persone, facendo cadere i primi governi nel dispotismo e nella corruzione che per anni hanno impedito allo stesso paese di sfruttare le proprie potenzialità sotto tutti i punti di vista. L'Africa nel suo insieme ha abbondanti risorse naturali, ma gran parte della sua economia è rimasta prevalentemente agricola e l'agricoltura di sussistenza coinvolge ancora oltre il 60% della popolazione.²⁹

Negli ultimi anni ci sono stati grandi passi in avanti, con una crescita economica sostenuta e un notevole miglioramento della qualità della vita: agli inizi degli anni duemila, il continente ha rafforzato progressivamente la sua posizione economica uscendo da un periodo buio di abbassamento del reddito pro-capite, durato circa un quarto di secolo. Una delle principali ragioni che ha trainato il paese in questo cambiamento, è stata sicuramente lo sviluppo del settore terziario: da sempre il paese ha avuto un'economia basata sul settore primario e questa transazione ha spronato

²⁸Fonte:<http://www.korallion.it/index.php/occupazione-economica-quanto-incide-il-saccheggio-dei-territori/occupazione-economica-quanto-incide-il-saccheggio-dei-territori-africa.html>

²⁹ Fonte: <https://www.britannica.com/place/Africa/Economy>

consumi interni e ridotto la dipendenza dalle esportazioni di risorse naturali. Lo sviluppo economico ha avuto un ruolo cardine anche a livello umano: standard di vita, salute e istruzione. Questo miglioramento è riconducibile anche al calo di conflitti e guerre: secondi i dati del Centro Studi Confindustria la percentuale dei paesi in guerra è passata dal 19% nel 1990 al 6% nel 2016.³⁰

Nonostante questi progressi però, gran parte della popolazione vive ancora nella povertà e circa la metà non ha accesso all'elettricità.

Per quanto riguarda il settore finanziario, la maggior parte dei paesi subsahariani vedono un dominio degli istituti multinazionali. Istituti finanziari e banche sono considerati poco attendibili e spesso insolubili in caso di crisi economica. Gli investitori locali e, più in generale le industrie, fanno affidamento a banche istituzionali e con conti in valuta estera: nella maggior parte delle transazioni l'euro sta prendendo il posto del dollaro statunitense che rimane però il principale riferimento per le agenzie dell'ONU. Nel continente vengono investiti il 60% dei capitali africani, il restante 40% all'estero.³¹

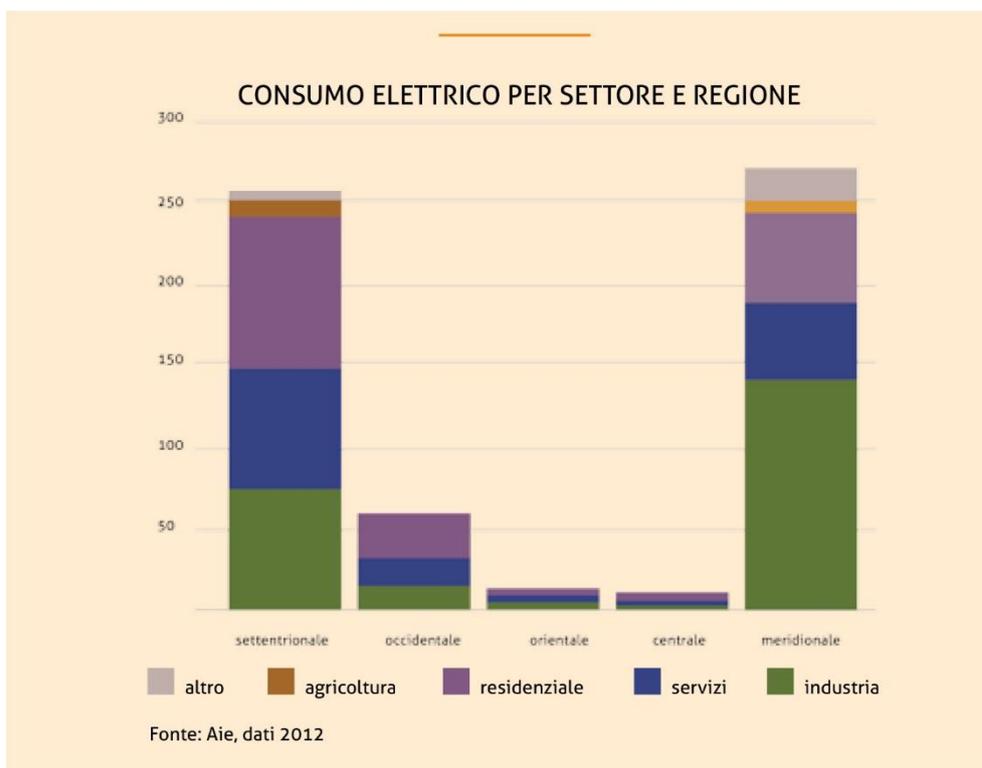
2.2. Settore energetico

L'Africa è riccamente dotata di risorse energetiche: le riserve di carbone, il gas naturale e il petrolio rappresentano rispettivamente il 3,6%, il 7,5% e il 7,6% delle riserve globali.³²

³⁰Fonte: <http://www.exportiamo.it/aree-tematiche/13614/leconomia-africana-e-il-suo-ruolo-decisivo-nello-scacchiere-mondiale/>

³¹ Fonte: <http://www.mediterraneanparliament.cc/?p=2020>

³² Fonte: https://au.int/sites/default/files/documents/32251-doc-ica_-africa_energy_atlas_stc.pdf



[Fig.8] Grafico attinente l'utilizzo di energia elettrica per settore in relazione alle regioni settentrionali, occidentali, orientali, centrali e meridionali. Fonte AIE, dati 2012

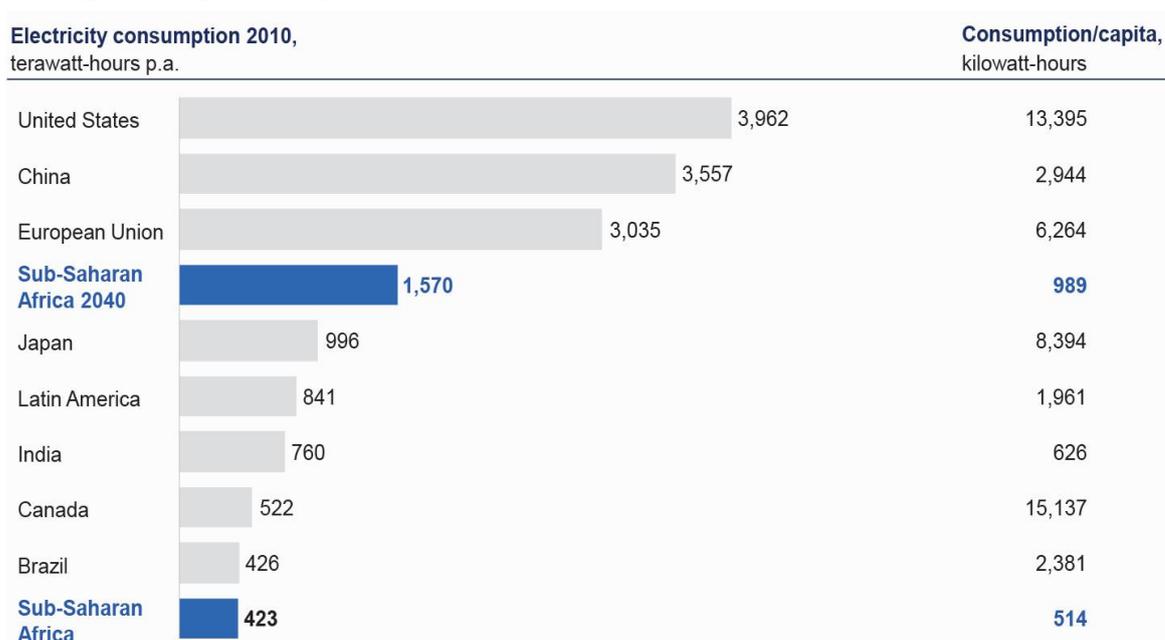
L'utilizzo e lo sviluppo dell'energia variano ampiamente in tutto il continente, con alcuni paesi africani che esportano energia verso i vicini o verso il mercato globale mentre altri non dispongono nemmeno di infrastrutture di base o di sistemi per acquisire energia.

La Banca Mondiale ha dichiarato che 32 delle 48 nazioni del continente sono in crisi energetica: lo sviluppo energetico non ha tenuto il passo con l'aumento della domanda nelle regioni in via di sviluppo, mettendo a dura prova le risorse esistenti del continente nel primo decennio del nuovo secolo. Dal 2001 al 2005, il PIL per oltre la metà dei paesi dell'Africa subsahariana è aumentato di oltre il 4,5% all'anno, mentre la capacità di produzione è cresciuta dell'1,2%.³³

³³Fonte: https://ipfs.io/ipfs/QmXoyvizj3knFiJnKLwHCnL72vedxjQkP1mo6uco/wiki/Energy_in_Africa.html

L'energia in Africa è un prodotto scarso rispetto al mondo sviluppato – nell’Africa sub-sahariana il consumo annuale è di 518 KWh, la stessa quantità di elettricità utilizzata da un individuo degli Stati Uniti in 25 giorni.

Exhibit A Although sub-Saharan Africa consumes less electricity than Brazil, by 2040 its demand will reach a level equal to today's consumption in Latin America and India combined.



Source: Key World Energy Statistics, Organisation for Economic Co-operation and Development and the International Energy Agency, 2013, iea.org; World Development Indicators, World Bank Group, worldbank.org

In tutto il continente solo il 10% degli individui ha accesso alla rete elettrica, e di questi il 75% proviene dai due quintili più ricchi del reddito complessivo. Meno del 2% delle popolazioni rurali del Malawi, dell’Etiopia, del Niger e del Ciad hanno accesso all’energia elettrica. L’approvvigionamento elettrico in Africa ha generalmente raggiunto solo settori ricchi, urbani della classe media e commerciali, scavalcando le grandi popolazioni rurali e i poveri delle aree urbane. L’industria elettrica in Africa affronta il paradosso economico che con l’aumento dei prezzi si proibirà l’accesso ai loro servizi: non ci si può permettere di implementare

Inoltre, l'Africa ha un tasso di elettrificazione medio del 24%, mentre il tasso nel resto del mondo in via di sviluppo si avvicina al 40%. Anche nelle aree coperte dalla rete elettrica, la potenza è spesso inaffidabile: il settore manifatturiero perde energia in media 56 giorni all'anno. In Senegal il potere è fuori 25 giorni all'anno, in Tanzania 63 giorni e in Burundi 144 giorni. Frequenti interruzioni di corrente causano danni alle vendite, alle attrezzature e scoraggiano gli investimenti internazionali.³⁶ Secondo il periodico *African Business*, *"i poveri collegamenti di trasporto e gli alimentatori irregolari hanno arrestato la crescita delle società nazionali e scoraggiato le imprese straniere dall'insediare impianti di produzione nel continente"*.

Nonostante la sua inaffidabilità, il servizio elettrico nell'Africa subsahariana costa anche più che in altre parti del mondo. La tariffa richiesta nell'Africa subsahariana è di 0,13 dollari, rispetto a 0,04 - 0,08 nel resto del mondo in via di sviluppo.³⁷

Il professor Iwayemi dell'Università di Ibadan in Nigeria ha affermato che *"il problema fondamentale dell'energia che affligge l'Africa è ... fornire e mantenere un accesso diffuso per la popolazione a forniture affidabili e convenienti di energia ecologicamente più pulita per soddisfare i requisiti di rapida crescita economica e miglioramento degli standard di vita."*

Sviluppo sociale e sviluppo economico sono perciò i pilastri su cui si dovrà reggere l'Africa nei prossimi 30 anni: è necessario sviluppare i vari settori, in particolare industria e servizi, ma per fare ciò è abbastanza chiaro che siano le infrastrutture e la stessa energia a dare avvio a questo processo. A livello di costi, l'elettrificazione risulta abbastanza complessa e un ruolo da perno può essere proprio quello delle energie rinnovabili.

³⁶ https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_Africa

³⁷ <http://www.islam4africa.net/en/more.php?catId=14&artId=264>

2.3. Energie rinnovabili: l'implementazione delle mini-grid

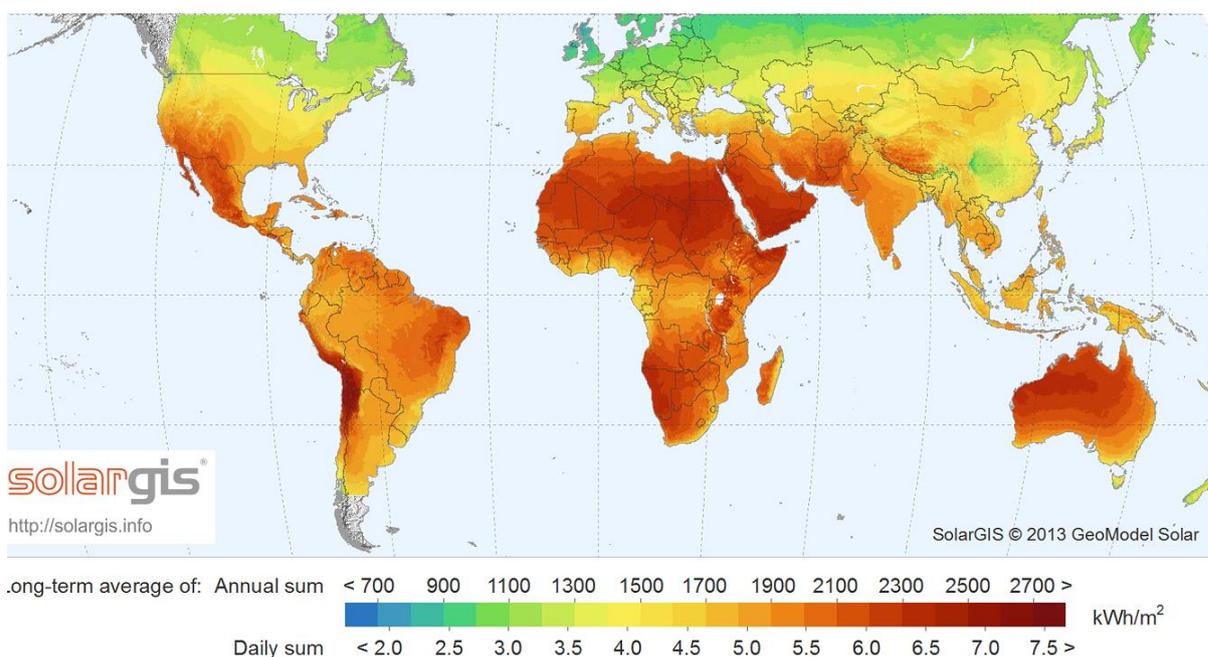
Come accennato nel capitolo precedente, l'Africa è ricca di risorse naturali e tra queste sono comprese anche le fonti rinnovabili di cui solo una piccola parte è stata sfruttata: solo il 5% del potenziale idroelettrico del continente e addirittura solo lo 0,6% dell'energia geotermica (circa 60 MW su 14000).³⁸

D'altra parte, è abbondante l'uso di combustibili da biomassa che mette in pericolo la biodiversità e rischia di danneggiare ulteriormente o distruggere il paesaggio. L'86% dell'energia da biomassa africana viene utilizzata nella regione subsahariana, escluso il Sudafrica, in correlazione ad una forte necessità di promuovere l'efficienza energetica laddove è disponibile l'accesso all'energia.

L'Africa è il continente più soleggiato della Terra, soprattutto perché ci sono molte aree perpetuamente al sole come l'immenso deserto del Sahara. Ha risorse solari molto più grandi di qualsiasi altro continente. Le foreste pluviali sono considerevolmente più nebulose ma ottengono comunque una buona irradiazione solare a causa della vicinanza con l'equatore. La distribuzione delle risorse solari in tutta l'Africa è abbastanza uniforme, con oltre l'85% del paesaggio del continente che riceve a almeno 2.000 kWh / (m² anno). Uno studio recente indica che un impianto di generazione solare che copre solo lo 0,3% dell'area che comprende il Nord Africa potrebbe fornire tutta l'energia richiesta dall'Unione europea.³⁹

³⁸https://ipfs.io/ipfs/QmXoypizjW3WknFiJnKLwHCnL72vedxjQkDDP1mXW06uco/wiki/Energy_in_Africa.html

³⁹<https://www.coursehero.com/file/p772qoa/4-5-Renewable-energy-resources-edit-See-also-Renewable-energy-Hydro-electric/>



[Fig.10] Mappa globale delle irradiazioni solari. Fonte Solargis

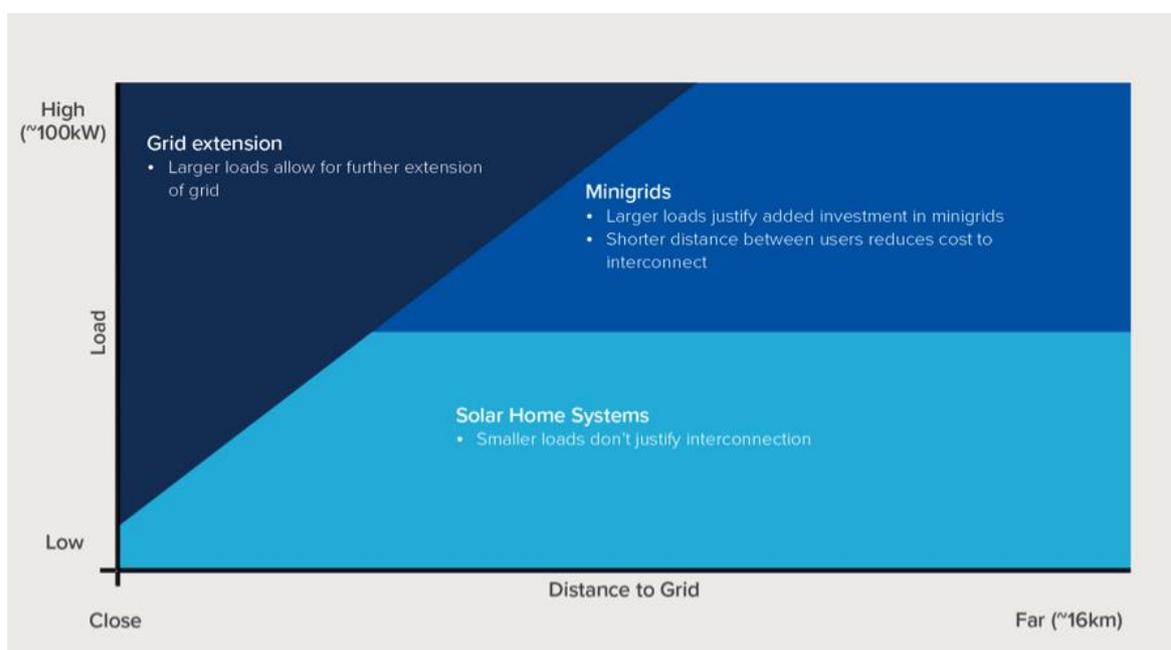
Sebbene l'energia solare sia usata nell'Occidente per soddisfare i bisogni energetici a grandi agglomerati urbani, in Africa tale energia risolverebbe vari problemi a livello di piccoli centri locali, per esempio per il rifornimento elettrico di piccole comunità o per la purificazione dell'acqua (tramite dissalazione e pompaggio), uno dei problemi principali dell'Africa sub-sahariana.

Come già affermato, l'accesso all'energia è un prerequisito fondamentale per migliorare l'economia e la qualità della vita: la sempre maggiore domanda di energia rende il continente un laboratorio per sperimentare soluzioni innovative e richiede, oggi più che mai, ingenti investimenti nel settore elettrico, e il rinnovabile è un asset strategico in questo contesto.

Il continente africano presenta un grosso problema a livello strutturale: il mancato accesso all'energia elettrica nella maggior parte delle regioni è causato anche dal fatto che le stesse reti nazionali non raggiungono numerose zone rurali; ecco perché le mini-grid coi loro bassi costi possono essere una soluzione chiave. D'altra parte,

nascono vari problemi di regolamentazione, oltre che socioeconomici, che andremo ad analizzare successivamente.

L'elettrificazione rurale migliora la qualità della vita delle persone e consente lo sviluppo economico di queste aree. Ad oggi, l'elettrificazione rurale in Africa si è basata prevalentemente sull'estensione della rete i cui progressi sono rimasti lenti a causa dell'elevato costo dell'estensione in aree remote e da budget di stato limitati per l'elettrificazione. È quindi consigliabile estendere la rete centrale solo laddove ha senso dal punto di vista economico, e gestire mini-reti in villaggi fuori dalla portata della rete centrale applicando sistemi stand-alone (come Solar Home Systems e sistemi pico-PV) in aree scarsamente popolate con un debole potenziale di domanda. La futura elettrificazione si baserà in gran parte sulle mini-reti; l'Agenzia internazionale per l'energia (IEA) prevede che oltre il 50% della popolazione rurale attualmente senza accesso all'energia sarà soddisfatta con l'elettricità tramite mini-reti.⁴⁰



[Fig. 11] Il grafico mostra la relazione tra distanza dalla rete pubblica più vicina (ascisse) e domanda di energia (ordinate) dimostrando come le mini-grid siano la soluzione ottimale. Fonte <https://www.riusa.eu/it/notizie/2017-minigrid-africa.html>

⁴⁰ Fonte: Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs, 2014

Secondo il report “*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*” (2014), quando si utilizzano le mini-griglie come parte di un portafoglio di elettrificazione rurale, si consiglia ai responsabili politici di adeguare le politiche e i quadri normativi a uno o più modelli di operatori idonei. Le mini-griglie possono essere gestite da utility, società private dedicate, organizzazioni basate sulla comunità o una combinazione di queste. In pratica, queste quattro opzioni principali sono chiamate modelli di utilità, privati, di comunità e di operatori ibridi. Sempre in base allo stesso report, la scelta preferita del modello dipende dalle circostanze nazionali, sociali e politiche nonché dalle dimensioni e dalla struttura delle mini-reti. Oggi, sempre più governi stanno cercando di attirare finanziatori privati e operatori di mini-reti private in previsione di budget pubblici limitati. Gli ostacoli principali all'attuazione e al funzionamento della mini-rete attualmente sono legati a questioni socioeconomiche, politiche, normative, economico-finanziarie.

2.4. Politica e regolamentazione delle mini-grid

Prima che la politica e la regolamentazione della mini-rete possano essere progettate, deve essere presa la decisione politica di base sull'opportunità di includere le mini-reti nella strategia di elettrificazione rurale. La base per questa decisione dipende principalmente dal modello di mini-reti adottato. Ulteriori decisioni strategiche devono essere prese prima di passare alla pianificazione dettagliata della regolamentazione e alla sua attuazione. Queste decisioni riguardano elementi già discussi nel primo capitolo:

- l'approccio generale da adottare (centralizzato vs. decentrato)
- il finanziamento diretto (governo vs. privato)
- le tariffe (tariffe sovvenzionate rispetto a quelle che coprono i costi)

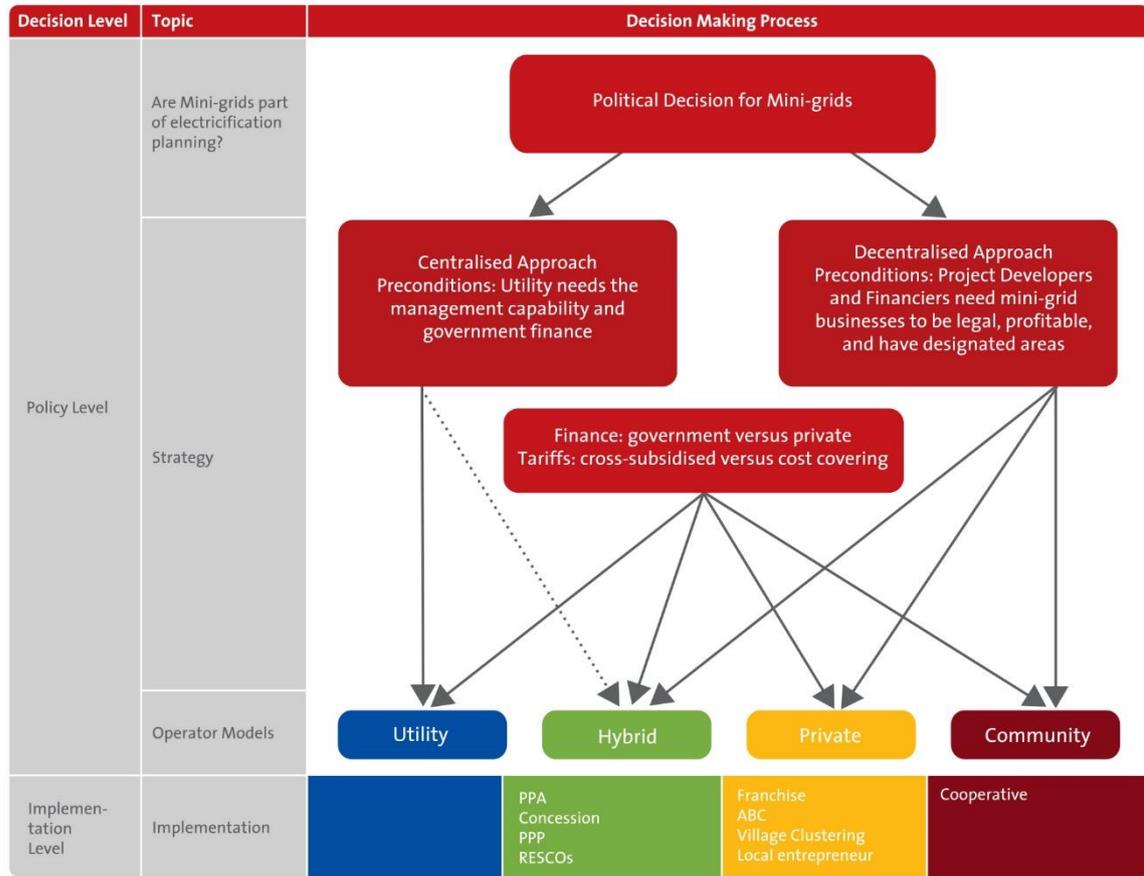
Queste decisioni determinano le policies dei modelli di gestione delle mini-grid che possono essere applicati in un paese (potrebbe anche essere utile prendere in considerazione più di un modello di operatore). In altre parole, sono punti di partenza cruciali. Nei prossimi paragrafi approfondiremo meglio le regolamentazioni degli approcci centralizzati e decentralizzati (in ottica di reti nazionali), del finanziamento diretto e delle tariffe. Al fine di ottenere un quadro regolamentare completo, approfondiremo anche la politica fiscale e dei sostegni finanziari.

2.4.1. Reti nazionali: approccio centralizzato vs. decentralizzato

La maggior parte dei governi in Africa ha sviluppato strategie nazionali di elettrificazione seguendo l'approccio centralizzato o decentralizzato. Nel primo, le entità del governo nazionale come utenza pubblica, agenzie di elettrificazione rurale o ministeri intraprendono l'elettrificazione da sole o insieme e l'estensione della rete nazionale è solitamente il mezzo principale per l'elettrificazione, con le mini-reti che hanno un ruolo minore. Con l'approccio decentralizzato, gli attori privati e comunitari assumono l'impegno dell'elettrificazione di aree lontane dalla rete nazionale, ma spesso col supporto delle stesse istituzioni pubbliche nella pianificazione, implementazione e gestione delle mini-griglie.⁴¹

⁴¹ Fonte: *“From the Bottom Up; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa”* (Tenenbaum et al., The World Bank 2014).

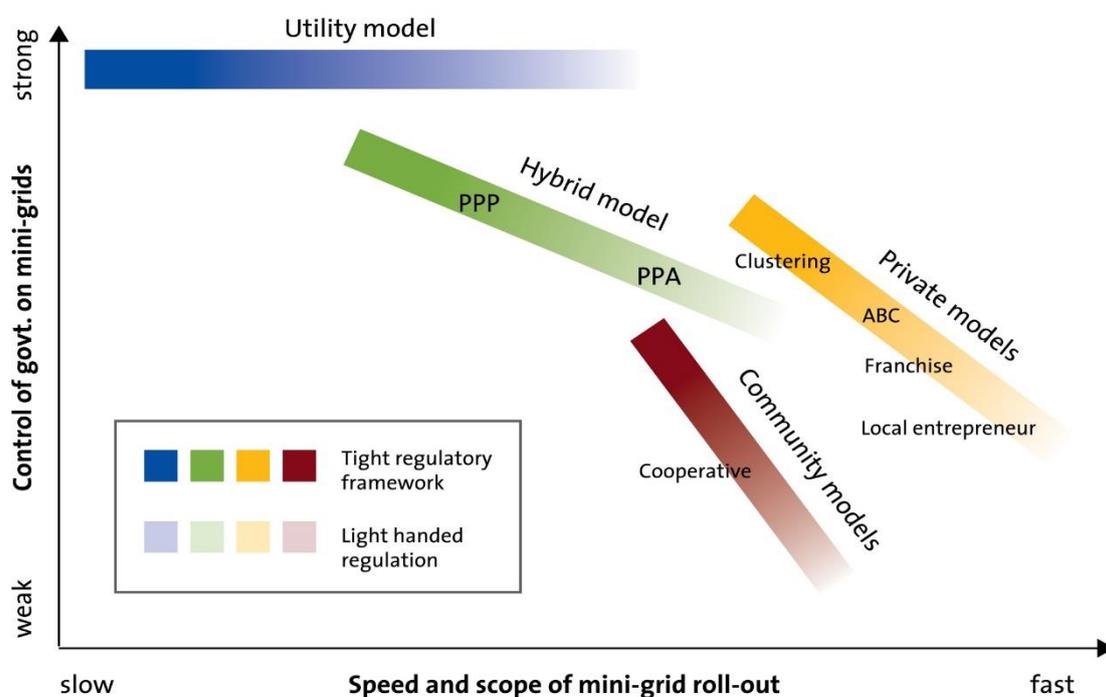
Figure 9 Strategic decision paths for mini-grids



[Fig. 12] Schema illustrativo dei percorsi decisionali strategici da adottare nella politica dei sistemi delle mini grid. Fonte: “Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs” (2014)

Le mini-griglie possono essere parte integrante di entrambi gli approcci. Nell'approccio centralizzato, ad un ente pubblico viene dato il mandato di installare e gestire mini-reti, oppure lo stato può possedere e / o gestire attività delle mini-grid di generazione e / o distribuzione. Nell'approccio decentralizzato, le società o le comunità private sono autorizzate a possedere e gestire la generazione, la distribuzione o entrambi i tipi di attività. Seguire entrambi i modelli in parallelo è possibile, ma richiede maggiori sforzi e capacità, compresi strumenti e regolamenti specifici per definire chiaramente i ruoli e le responsabilità di tutti gli attori. I governi devono decidere quale approccio seguire, o se perseguire entrambe le tracce allo stesso tempo. L'implementazione della mini-rete può essere accelerata se i processi

normativi vengono semplificati e gli attori ricevono gli strumenti e le linee guida necessari per lo sviluppo delle mini-reti.



[Fig.13] Grafico illustrativo della relazione tra il controllo del governo sulle mini-grid e la velocità e attuazione degli stessi sistemi, sulla base dei modelli ibridi, privati e basati sulla comunità. Fonte: “Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs” (2014)

I livelli di coinvolgimento del governo e i tipi di modelli di operatori sono interdipendenti e determinano il ritmo e l'eventuale successo dell'attuazione delle stesse griglie (vedi un'indicazione qualitativa nella figura 13). Strumenti di supporto come sussidi, agevolazioni fiscali, ecc. possono accelerare il roll-out.⁴²

2.4.2. Politiche di finanziamento: public vs. private

Abbiamo già accennato nel primo capitolo come il capitale da investire nei progetti delle mini-grid possa derivare da diverse fonti di finanziamento. Sempre sulla base

⁴² Fonte: Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs, 2014

del report “*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*” (2014), il finanziamento iniziale di mini-reti può essere fornito dal settore pubblico, dal settore privato, dalle comunità o da donatori stranieri (sia pubblici che privati). Il finanziamento pubblico è l'approccio principale per l'approccio centralizzato che utilizza le utility e le loro reti nazionali per migliorare l'accesso all'elettricità mentre l'approccio decentralizzato di solito coinvolge altri attori: questo è per lo più un fatto necessità; i budget pubblici sono limitati e il costo dell'investimento per fornire l'accesso all'elettricità è elevato. È ampiamente riconosciuto che, per fornire un accesso universale all'elettricità, è necessario un investimento privato nella maggior parte dei paesi in via di sviluppo. Gli investimenti privati sono attratti più facilmente dagli operatori privati. Anche i contributi comunitari (finanziari o in natura) sono importanti in quanto migliorano la sostenibilità finanziaria di un progetto.

2.4.2.1. I sostegni finanziari

Gli aspetti finanziari ed economici svolgono un ruolo importante nel promuovere lo sviluppo e il funzionamento sicuro delle mini-reti. La politica e la regolamentazione possono aiutare a creare e assicurare la stabilità a lungo termine dei flussi di cassa per i vari modelli di operatori. I fattori più importanti comprendono i pagamenti dei consumatori (ad esempio tariffe e spese di connessione), il sostegno del governo (sovvenzioni e sussidi), i flussi finanziari da parte degli investitori (capitali e prestiti) e altri incentivi fiscali (tasse / riduzioni dei dazi, bonus di rendimento, ecc.). Il ruolo dei responsabili di tali politiche e delle autorità di regolamentazione non è solo quello di istituire questi strumenti, ma anche di approvare che i progetti per l'implementazione delle mini-reti possano beneficiare di finanziamenti o sostegni. Questo dovrebbe essere per lo più fatto da un fondo di elettrificazione rurale che fornisce direttamente sovvenzioni e sussidi.

Sovvenzioni e sussidi sono strumenti di sostegno finanziario che incentivano gli attori a fornire elettricità alle regioni e a quei gruppi di popolazione che non hanno i mezzi finanziari per permettersi da soli i costi dell'elettricità. In generale per le mini-griglie, la combinazione di sussidi, tariffe e costi di connessione deve coprire tutti i costi sostenuti durante la pianificazione, l'implementazione e il funzionamento della mini-rete per consentire una stabilità di lungo termine. Le sovvenzioni possono anche tradursi in tariffe più basse per i clienti. La progettazione di un regime di sovvenzioni e sussidi è impegnativa ma essenziale. In generale, i sussidi devono essere abbastanza alti da consentire ai clienti di aumentare l'accesso all'elettricità, e quindi aumentare la domanda di elettricità e migliorare l'economia del sistema elettrico, che a sua volta può attirare più investimenti. Inoltre, un'agenzia dedicata, molto spesso un fondo di elettrificazione rurale, deve gestire queste sovvenzioni, approvare mini-griglie ammissibili e monitorare il corretto utilizzo di questi fondi. Per le mini-grids, queste sovvenzioni possono essere fornite durante la fase di pianificazione / pre-investimento del progetto (per studi di fattibilità, sviluppo del piano aziendale, pianificazione tecnica, sviluppo delle capacità e costi di transazione), durante l'implementazione / costruzione (ad es. sovvenzioni in conto capitale, sussidi di connessione), o durante il funzionamento (sovvenzioni operative, rabbocco tariffario). Le sovvenzioni possono anche essere rese disponibili al gestore della mini-rete al raggiungimento di determinati traguardi (sovvenzioni basate sui risultati). Un importante esempio può essere quello della Tanzania, che offre sussidi di connessione, basati sui risultati, di 380 euro per ogni nuova connessione in una mini-rete privata.

Una delle principali sfide in ottica di finanziamento delle mini-grid è l'accesso al debito: i prestiti possono essere facilitati da vari meccanismi basati su politiche e regolamenti; questi includono strumenti di debito a copertura pubblica per eliminare o ridurre la necessità dei prestatori commerciali riguardo requisiti di rischio/rendimento di mercato, garanzie di prestito per compensare il rischio di default assunto da istituti di credito come banche commerciali, assicurazione riguardo

rischi nazionali, strumenti di mitigazione del rischio di cambio e un'assicurazione più ampia per rischi commerciali o di altro tipo. Uno strumento di supporto del debito pubblico o di credito può fornire o agevolare prestiti a lungo termine e a basso interesse che i finanziatori commerciali non offrirebbero da soli. Ad esempio, la linea di credito istituita dalla Banca Mondiale in Tanzania nell'ambito del programma TEDAP o il fondo di debito micro-idro in Nepal, che è stato istituito da GIZ ed implementato da AEPC, hanno allungato la durata dei prestiti offerti ai piccoli produttori di energia e agli operatori di mini-reti.⁴³

2.4.3. Politica delle tariffe

I responsabili politici dovrebbero definire delle strutture tariffarie per le mini-reti che stabiliscano un equilibrio tra redditività commerciale e capacità e disponibilità economiche dei consumatori. Tuttavia, così come abbiamo visto nel primo capitolo, i costi di generazione dell'energia elettrica per le mini-griglie sono superiori alle tariffe di rete e perciò sorge un problema di eguaglianza politica riguardante se e come sovvenzionare l'elettricità.

Il report “*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*” (2014) elenca tre opzioni su come affrontare questi problemi:

- una tariffa elettrica nazionale uniforme, con tariffe uguali per le mini-grid e i consumatori nazionali di rete in tutto il paese, che di solito implica sovvenzioni incrociate per i clienti rurali dell'elettricità
- tariffe ridotte per le mini-reti a livello nazionale che riflettono principalmente i costi: necessitano di un consenso nazionale

⁴³ Le informazioni presenti nel paragrafo dei sostegni finanziari sono una rielaborazione del report “*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*” (2014)

- un'introduzione progressiva di tariffe che riflettano i costi, iniziando a livello locale, per capire o meno la sostenibilità politica (tuttavia, questa è un'opzione ad alto rischio per gli sviluppatori di progetti)

Secondo il testo *“From the Bottom Up; How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa”* (Tenenbaum Bernard, Greacen Chris, Siyambalapitiya Tilak, Knuckles James; 2014), *"Pochissime delle nuove leggi nazionali sull'elettricità in Africa impongono una tariffa nazionale uniforme. Invece, le leggi africane sull'elettricità di solito richiedono che il regolatore stabilisca tariffe che riflettano i costi. (...) Ma ciò non accade nella pratica."*

Con tariffe che rispecchiano i costi, solo le persone che consumano elettricità forniscono i ricavi per il recupero degli investimenti in mini-grid e dei costi O & M⁴⁴. La questione dell'equità entra in gioco qui: perché i poveri delle aree rurali dovrebbero pagare un prezzo più alto per l'elettricità (e i servizi fondamentali che fornisce), quando la classe urbana, media e alta, usufruisce dell'elettricità sovvenzionata dal paese nel suo insieme? D'altra parte, le comunità rurali sono generalmente disposte a pagare un prezzo equo per una potenza elettrica coerente. Tuttavia, le tariffe puramente orientate ai costi sono relativamente elevate per le mini-reti, anche se potrebbero essere la soluzione più economica per aumentare l'accesso all'elettricità in molte regioni. Un esempio da prendere in considerazione riguarda la Tanzania nella quale sono state emanate in tempi recenti le regole della mini-griglia di seconda generazione, che implicitamente consente agli operatori delle mini-rete di

⁴⁴ Con "Costi O & M" si fa riferimento a tutti i costi effettivi di cassa, manutenzione e amministrazione relativi ai progetti o parte di essi o richiesti in relazione alla soddisfazione di un requisito legale, sostenuti o pagabili da parte della società o di qualsiasi società di progetto in un particolare calendario o anno fiscale o altro periodo a cui tale termine è applicabile. Fonte <https://definedterm.com/a/definition/45974>

applicare tariffe più elevate delle tariffe dell'utilità nazionale se ciò è necessario per la sostenibilità commerciale.⁴⁵

Con una tariffa nazionale uniforme la domanda principale è: chi sta sovvenzionando le tariffe della mini-rete? È l'intera popolazione, attraverso sovvenzioni extra finanziate dai bilanci governativi, o clienti esistenti attraverso tariffe elettriche più elevate (sovvenzioni incrociate)? In effetti, l'elettrificazione nella maggior parte dei paesi era ed è sostenuta finanziariamente dai governi, e sovvenzionare le mini-griglie può essere l'opzione migliore per fornire elettricità di qualità ovunque, in maniera tale che le mini-reti siano un sistema più appropriato delle alternative disponibili. Trovare una combinazione di entrambi è probabilmente la soluzione più pragmatica per aumentare l'elettrificazione. Ad esempio, questo approccio potrebbe combinare sussidi con "tariffe riflettenti", consentendo solo un IRR⁴⁶ di progetto limitato del 12 - 18% da raggiungere attraverso la raccolta di tariffe e riducendo il rischio dell'investitore attraverso finanziamenti da fondi pubblici. Tuttavia, al fine di far funzionare questo o simili approcci, è necessario un consenso nazionale su diversi livelli tariffari nazionali, o la decisione per un'introduzione progressiva di tariffe che riflettano i costi, o una definizione ampliata dell'accesso all'energia e la possibilità di valutare il costo dei servizi elettrici.⁴⁷

⁴⁵ Le informazioni sulle tariffe in Tanzania sono state da me rielaborate dopo la lettura del report “*MINI-GRIDS FOR ENERGY ACCESS IN SUB-SAHARAN AFRICA - Status and Lessons from Tanzania*” (2016 | Lily Odarno, WRI; Estomih Sawe and Maneno Katyega, TaTEDO)

⁴⁶ Il tasso di rendimento interno (IRR) è una metrica utilizzata nel capital budgeting per stimare la redditività dei potenziali investimenti. Il tasso di rendimento interno è un tasso di sconto che rende il valore attuale netto (VAN) di tutti i flussi finanziari da un particolare progetto pari a zero.

⁴⁷ Rielaborazione delle informazioni presenti nel report “*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*” (2014)

2.4.4. La politica fiscale

La politica fiscale (e le normative) può supportare l'implementazione della mini-rete attraverso tasse e dazi all'importazione, ammortamenti accelerati o sussidi. Le imposte sul reddito, sugli utili societari, sulle vendite, sulle proprietà, sul valore aggiunto o altre imposte dovrebbero essere almeno sul livello dell'offerta di rete convenzionale e possono essere ulteriormente ridotte per stimolare il mercato della mini-rete (ad esempio mediante crediti di imposta sugli investimenti e sulla produzione). Lo stesso vale per i dazi, le tasse e le fees⁴⁸, che possono essere ridotte o esonerate per attrezzature o componenti della mini-grid per sostenere il mercato. In generale, più basse sono le tasse e i costi di importazione, minori saranno le tariffe per l'energia elettrica. L'ammortamento accelerato⁴⁹ consente un carico fiscale più basso nei primi anni di un progetto: ciò dovrebbe essere consentito anche per le risorse fornite tramite sovvenzioni, che devono essere sostituite alla fine del loro ciclo di vita. Queste regole fiscali dovrebbero essere chiare e affidabili per migliorare la fiducia degli investitori.⁵⁰

2.5. Quadro istituzionale

Gli attori pubblici (ministeri del governo, agenzie di elettrificazione rurale, regolatori dell'energia, ecc.) devono riconciliare le realtà istituzionali, politiche e finanziarie con le aspirazioni di sviluppo rurale e l'obiettivo di raggiungere il più alto tasso possibile di accesso all'elettricità. Poiché le mini-griglie possono fornire un accesso elettrico di alta qualità nelle aree rurali, un numero crescente di governi africani mira a includere mini-griglie nelle loro strategie di elettrificazione. I governi stanno quindi assegnando

⁴⁸ Le fees sono intese come tasse sulle importazioni

⁴⁹ L'ammortamento accelerato è una tecnica contabile che consiste nell'ammortizzare il costo di un'immobilizzazione o, in generale, di un investimento in un lasso di tempo inferiore a quello di norma praticato con l'obiettivo di ricavarne dei vantaggi di tipo fiscale

⁵⁰ Fonte: “*Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*” (2014)

ruoli e responsabilità a specifici enti pubblici per supportare le mini-reti e stanno creando anche nuove agenzie pubbliche per assumere responsabilità precedentemente assegnate. Alcuni modelli richiedono una regolazione più sofisticata che pone esigenze più elevate di funzionalità nell'assetto istituzionale. Qualunque sia il modello scelto, delle istituzioni efficaci ed efficienti sono essenziali per il successo.

2.5.1. Gli stakeholder istituzionali

In generale, gli stakeholder istituzionali della mini-rete dovrebbero avere responsabilità specifiche che sono chiaramente assegnate a un singolo attore per consentire un maggiore rapporto costo-efficacia e accessibilità. Quando la responsabilità è suddivisa tra diversi soggetti pubblici, si consigliano riunioni regolari di coordinamento e consultazione al fine di armonizzare le azioni.

Un quadro generale e ben dettagliato dei ruoli e delle responsabilità tipiche degli attori pubblici in merito alla politica e ai regolamenti delle mini-grid è fornito dal report *“Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs”* (2014):

- Ministero dell'Energia / Infrastruttura: pianificare obiettivi di elettrificazione rurale, strategia, visione e missione; progettare e amministrare la politica energetica e la pianificazione nazionale; Definire la strategia di elettrificazione rurale (inclusa la selezione degli operatori dei diversi modelli); approntare l'allocazione delle risorse pubbliche; creare il quadro normativo e istituzionale della mini-rete
- Ministero del tesoro / delle finanze: fornire un budget per l'elettrificazione rurale; disporre e coordinare borse di studio e prestiti agevolati per l'elettrificazione rurale; fornire input sulle tariffe elettriche nazionali e sui

sussidi; determinare la stabilità della politica di investimento; progettare e implementare incentivi fiscali

- energy regulator: facilitare l'attuazione degli obiettivi di elettrificazione rurale, visione e missione; formulare e attuare la regolamentazione tecnica (standard di qualità tecnica e di servizio, requisiti di interconnessione della rete principale); formulare e attuare la regolazione economica (tariffe, PPA, ecc.); emettere e monitorare la normativa legale (licenze, requisiti di autorizzazione); “media dispute”; fornire una funzione di consulenza ad altre entità
- agenzia nazionale per l'ambiente: garantire che la mini-rete soddisfi gli standard ambientali nazionali; emettere le licenze; monitorare la conformità con le normative ambientali
- agenzia di elettrificazione rurale: guidare l'implementazione dei modelli di operatori nazionali selezionati; in alcuni casi, svolgere compiti regolamentari specifici delegati alla REA; gestire i cicli di progetto della mini-rete, i prestiti per i canali e le sovvenzioni per i progetti (ad esempio attraverso un fondo di elettrificazione rurale); monitorare e valutare i progetti di mini-rete; sviluppo di piani di elettrificazione
- autorità / amministrazioni regionali / locali: supporto all'identificazione delle aree target; autorizzare l'uso del suolo; assegnare i permessi di costruzione; riconoscimento dei permessi di utilizzo delle risorse, ad es. diritti idrici; promuovere programmi di mini-rete; facilitare il contatto con gli utenti

3. Casi

3.1. La Tanzania come caso di successo per lo sviluppo del business delle mini-grid

Nel contesto africano, la Tanzania è una delle principali nazioni che negli ultimi anni è andata incontro ad un importante processo di elettrificazione basato sulle fonti di energia rinnovabili. La nazione gode di stabilità politica e ha visto tassi di crescita economica di circa il 7 per cento negli ultimi dieci anni. Indicatori di benessere sociale (istruzione, salute, nutrizione, occupazione) sono migliorati notevolmente durante questo periodo, ma la povertà rimane diffusa, in particolare nelle zone rurali, dove vive circa il 75% della popolazione. Circa il 28% degli abitanti del paese vive al di sotto della soglia di povertà. La popolazione risulta molto giovane e con un tasso di crescita molto elevato: gli abitanti sono passati da 44 milioni nel 2012 a più di 50 milioni nel 2016, con un tasso medio del 2,9%. La crescita demografica è, ovviamente, fortemente correlata all'aumento di domanda di elettricità.

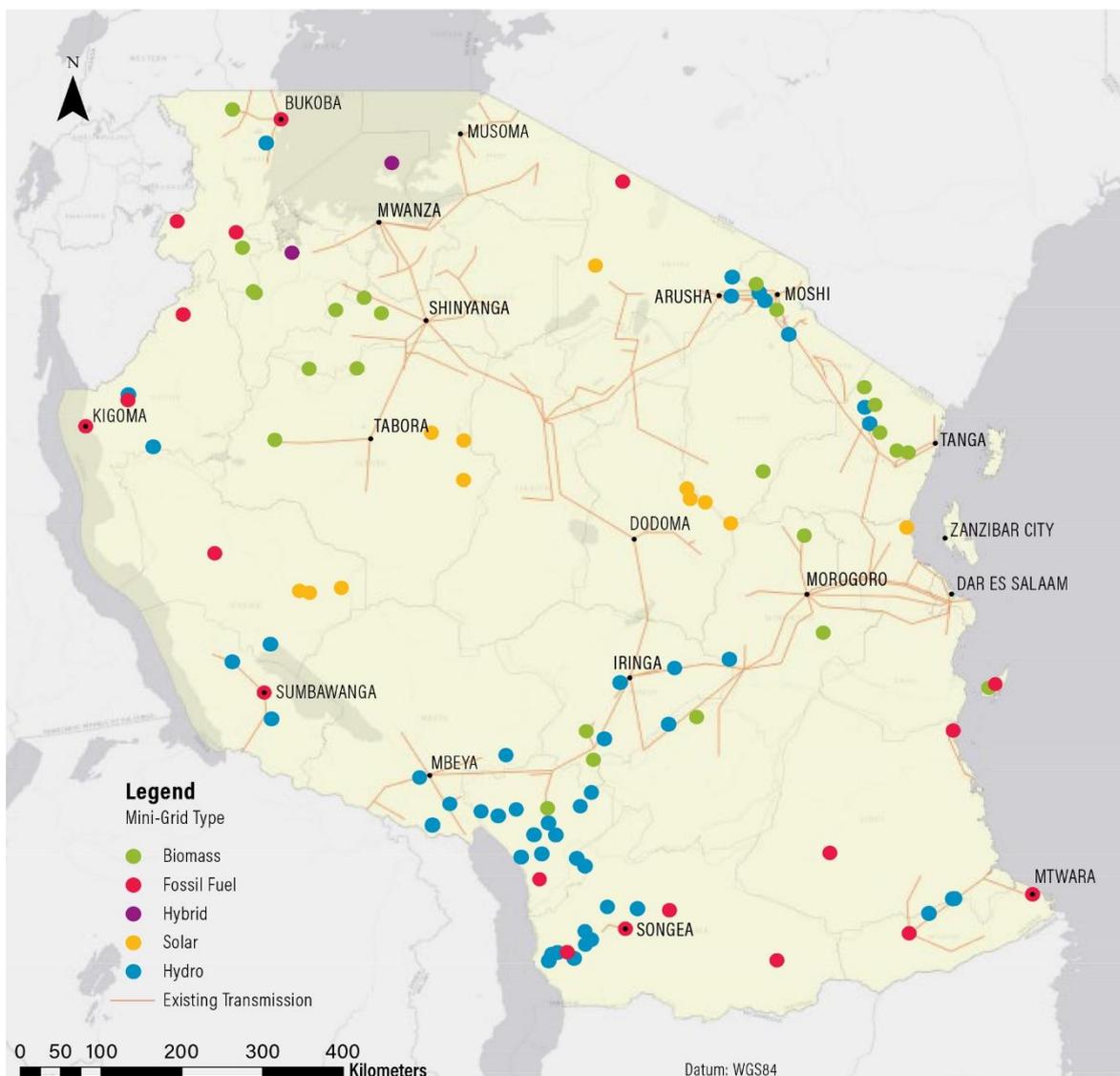
Le sfide per il settore energetico della Tanzania sono simili alle sfide che devono affrontare gli altri paesi nell'Africa sub-sahariana. L'utility nazionale, la Tanzania Electric Supply Company (TANESCO), lotta per mantenere la solvibilità finanziaria. Il settore elettrico della Tanzania è in gran parte integrato verticalmente: TANESCO possiede la maggior parte delle attività di generazione e tutte le attività di trasmissione e distribuzione. Come parte della sua strategia di riforma del settore dell'approvvigionamento elettrico 2014-2025, la Tanzania prevede di separare lo stesso settore e separare le funzioni di generazione, trasmissione e distribuzione di TANESCO, privatizzando eventualmente alcuni componenti. Queste riforme stanno alla base del progetto di sviluppo del paese, che mira ad avere un reddito "medio" entro il 2025.⁵¹

⁵¹ Le informazioni sono state da me rielaborate sulla base del report "*ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania*" (2017)

3.1.1. La diffusione delle mini-grid

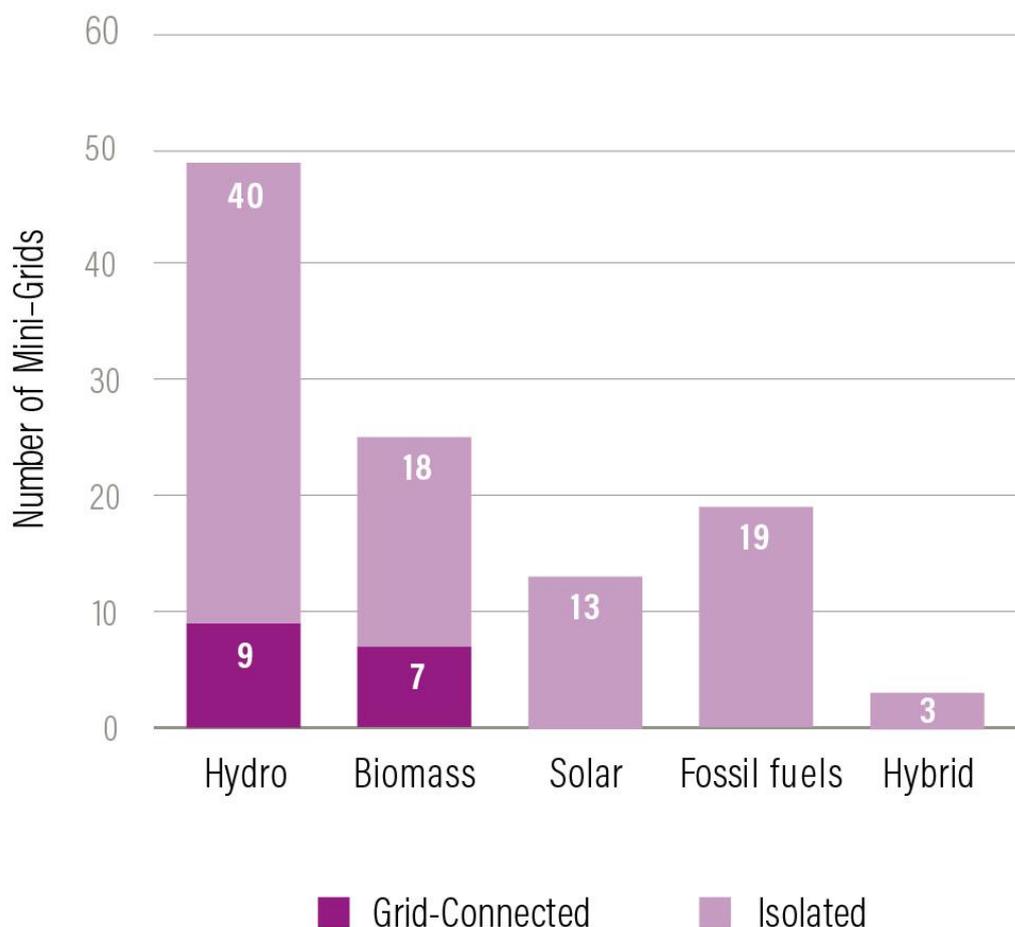
Dagli anni 90', la crescita del numero di abitanti che hanno ottenuto l'accesso all'elettricità è stata davvero notevole; secondo il database elaborato da World Bank, International Energy Agency e Energy Sector Management Assistance Program, nell'ultima decade il tasso di accesso è cresciuto dal 13% al 33% (sul totale della popolazione), con un'impressionante impennata tra il 2015 e il 2016 (un aumento di circa il 70%).

Le mini-grid hanno giocato un ruolo chiave in questo processo, iniziando a fornire elettricità già in età coloniale, agli inizi del Novecento. Nel 2016, la Tanzania ha conta almeno 109 mini-reti situate in 21 regioni, con una capacità installata totale di 157,7 MW per un totale di circa 183.705 clienti: solo 16 di queste (15%) sono collegate alla rete nazionale; le altre 93 (85 percento) operano come mini-griglie isolate.



[Fig.14] Immagine rappresentante la diffusione dei tipi di mini-grid in Tanzania in base al tipo di alimentazione: da biomassa, fossile, ibrido, solare, hydro. Vengono rappresentate anche le trasmissioni esistenti. Fonte: “ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania” (2017)

Le mini-reti da combustibili fossili hanno molte più connessioni rispetto all'idro e alla biomassa assieme, anche se hanno capacità installate simili, probabilmente perché le grandi centrali a biomassa e idroelettriche vendono elettricità alla rete e tendono a servire clienti commerciali più grandi.



[Fig.15] Tabella rappresentante i numeri di mini-grid per fonte di energia rinnovabile

Prima del 2015 solo le mini-griglie con una capacità installata superiore a 1.000 kW potevano richiedere contratti di acquisto standardizzati per piccoli produttori di energia (SPP)⁵² per vendere energia a TANESCO. Nel 2015 la soglia è stata abbassata

⁵² Gli SPP sono fornitori di elettricità gestiti in modo indipendente che vendono energia elettrica ai clienti al dettaglio su una mini-rete o all'utenza nazionale sulla rete principale o su una mini-rete isolata, o verso entrambi. Gli SPP vengono generalmente definiti in base alla loro dimensione (ad esempio, meno di 10 megawatt [MW]), al carburante utilizzato (ad esempio, diesel e biomassa) o alla loro tecnologia (ad esempio, il fotovoltaico solare). I piccoli distributori di energia (SPD) sono un tipo di entità correlata ma differente. Al contrario degli SPP, gli SPD non generano elettricità: la loro attività principale è la distribuzione. Comprano energia all'ingrosso, in genere da un'utenza nazionale, e la rivendono al dettaglio a famiglie e imprese. Fonte "From the Bottom Up How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa" (2014)

a 100 kW; il limite superiore a 10.000 kW. I sistemi idroelettrici dominano in termini di numero di mini-reti, pari al 45 per cento del totale. I sistemi a biomassa e combustibili fossili sono prossimi (22,9% e 17,4%, rispettivamente); le mini-griglie solari rappresentano l'11,9 per cento; e i sistemi ibridi rappresentano solo il 2,8% del numero di mini-griglie nel paese. I sistemi nella gamma da 10 a 100 kW sono i più comuni (30,3%), seguiti dai sistemi che generano 1.000-10.000 kW (27,5%), 100-1000 kW (24,8%) e meno di 10 kW (17,4%).

Si prevede che le mini-grid alimentate a “hydro” rimarranno la tecnologia dominante se verrà mantenuto l'attuale supporto finanziario. Le mini-reti diesel e di gas naturale (tutte di proprietà della Tanzania Electric Supply Company) rappresentano la stragrande maggioranza dei clienti della mini-rete. Gli impianti diesel e di gas naturale sono grandi (in media 3,8 MW) e relativamente poco costosi da installare, ma richiedono frequenti interventi di manutenzione e parti di ricambio che non sono prontamente disponibili nelle zone rurali. Le mini-reti idroelettriche sono più piccole (media 672 kW) e la maggior parte di esse sono installazioni run-of-river.⁵³ Sono costosi da costruire ma di lunga durata e relativamente poco costosi da utilizzare.

La maggior parte degli impianti a biomassa (media 2,1 MW) sono unità di proprietà commerciale: sono moderatamente poco costosi da costruire e mantenere, ma l'approvvigionamento di carburante e la preparazione possono risultare complicati. I consumatori hanno familiarità con i sistemi solari autonomi; hanno meno familiarità con i più grandi sistemi di mini-griglie solari che forniscono servizi a un gruppo di utenti. Le mini-griglie solari non hanno ancora raggiunto una vera e propria fase di affermazione, ma nel lungo periodo dovrebbero diventare il sistema più competitivo grazie alla continua riduzione dei costi. Infine, esistono numerose mini-grid diesel piccole e informali: forniscono piccoli gruppi di famiglie in tutto il paese e non vengono registrati in documenti ufficiali.⁵⁴

⁵³ tipo di impianto di generazione idroelettrica in cui viene fornito poco o nessun deposito d'acqua.

⁵⁴ Il paragrafo è stato elaborato sulla base del report “ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania” (2017)

3.1.2. La politica istituzionale e regolatoria

Dai tempi coloniali fino all'indipendenza, il governo è stato l'unico partecipante nel settore dell'elettricità. La prima politica energetica nazionale è stata sviluppata nel 1992, ma il settore è rimasto completamente sotto il controllo del governo. La politica energetica riveduta del 2003 ha incoraggiato la partecipazione del settore privato, compresi gli investimenti privati nelle mini-reti di energia rinnovabile. Per consentire tale coinvolgimento, la Tanzania ha promulgato la legge sull'energia elettrica del 2008, che sostituisce l'ordinanza sull'elettricità del 1931, rivista l'ultima volta nel 1957; stabilisce le disposizioni commerciali e giuridiche in base alle quali la partecipazione del settore privato può contribuire allo sviluppo del settore energetico. La legge sull'energia rurale (2005) è stata emanata per trattare specificamente le questioni energetiche rurali. È stata istituita l'Agenzia per l'energia rurale (REA) come agenzia governativa per gestire la mobilitazione delle risorse, gli investimenti e la promozione delle energie rinnovabili e dell'elettrificazione nelle aree rurali, e l'Autorità regolatoria delle risorse energetiche e idriche (EWURA) come autorità autonoma per regolare l'acqua e settori energetici. La legge sull'energia elettrica conferisce all'EWURA l'autorità di stabilire regole che guidino le attività, le tariffe, i processi e le norme di interconnessione, lo scambio di elettricità, il sistema di distribuzione e le operazioni e la manutenzione (O & M) dei player con licenza nel settore dell'elettricità, compresi i piccoli produttori di energia (SPP) che operano con le mini-reti. La Tanzania ha inoltre istituito strumenti antitrust come il Fair Competition Tribunal per trattare la mediazione e la risoluzione di questioni relative al commercio equo, compresa l'industria energetica. Le mini-griglie non costituiscono un nuovo approccio di elettrificazione in Tanzania. Ciò che è nuovo è l'insieme di meccanismi politici, normativi e di finanziamento che mirano ad accelerare lo sviluppo delle mini-reti rinnovabili e il loro ampliamento.

Le principali parti interessate nel settore dell'elettricità includono:

- istituzioni governative
- operatori del settore privato
- organizzazioni non governative (ONG)

Riconoscendo il ruolo del settore privato e le opportunità di aumentare e diversificare l'approvvigionamento energetico, la Tanzania ha sviluppato una serie completa di politiche, atti di sostegno e regolamenti per incoraggiare gli attori privati a sviluppare risorse di energia rinnovabili distribuite su piccola scala. Il framework SPP affronta alcune delle barriere che precedentemente scoraggiavano lo sviluppo delle mini-grid commerciali o semi-commercial. Il framework SPP incorpora le tariffe feed-in (tariffe di acquisto dell'energia standardizzate [SPPTs] nel contesto tanzaniano) per gli SPP che utilizzano energia rinnovabile. Le tariffe feed-in sono meccanismi di supporto tariffario spesso utilizzati per incoraggiare lo sviluppo delle energie rinnovabili, prevedendo accordi di prezzo a lungo termine che possono fornire un ritorno sull'investimento per gli sviluppatori che vendono elettricità a un centro di servizi. In Tanzania EWURA determina queste tariffe e stabilisce il prezzo al quale TANESCO paga gli SPP per l'elettricità. Gli SPP possono scegliere di vendere energia elettrica a TANESCO attraverso l'interconnessione con la rete o con una mini-rete isolata di proprietà TANESCO. L'accordo è definito in un contratto a lungo termine (noto come accordo di acquisto di energia standardizzato [SPPA]) tra SPP e TANESCO. SPPT e SPPA consentono allo sviluppatore/ investitore di determinare se, data la tariffa, sarà in grado di recuperare il proprio investimento nel periodo del contratto di acquisto di energia. Il processo normativo per i progetti SPP nell'ambito di EWURA è stato snellito e semplificato. Gli SPP possono ottenere una licenza provvisoria di generazione e distribuzione che fornisce loro diritti di utilizzo esclusivo temporaneo per tre anni, durante i quali conducono valutazioni

preparatorie, studi, accordi finanziari, acquisizioni di terreni, costruzioni e altre attività che portano a una domanda di licenza finale (SIDA / DfID 2015).

Distinguiamo ora due momenti che hanno segnato un cambiamento radicale nella politica delle tariffe: le tariffe standard per l'acquisto di energia (SPPT) di prima generazione e quelle di seconda generazione. Le prime, applicate a partire dal 2008, erano tecnologicamente neutrali: tendevano a scoraggiare lo sviluppo delle mini-griglie solari ed eoliche, che hanno costi iniziali più elevati rispetto alle mini-reti idroelettriche e da biomassa. Le revisioni degli SPPT fatte nel 2015 hanno tenuto conto delle diverse tecnologie rinnovabili, delle dimensioni degli impianti e delle caratteristiche specifiche del sito, fornendo una riflessione più accurata delle differenze di costo delle diverse tecnologie; inoltre, un altro importante cambiamento delle tariffe di seconda generazione, è che queste risultano ancorate al dollaro USA. Il cambiamento aiuta gli sviluppatori a ottenere finanziamenti in dollari, ma potrebbe rendere più difficile ottenere finanziamenti in scellini tanzaniani nel caso in cui la valuta si deprezzasse.⁵⁵

3.1.3.I modelli adottati in Tanzania

Sulla base del report “*ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania*” (2017), possiamo affermare che in Tanzania le mini-grid operano secondo quattro modelli, che abbiamo avuto modo di descrivere nel primo capitolo (ad eccezione del modello ibrido da quale possono derivare più tipi di modelli):

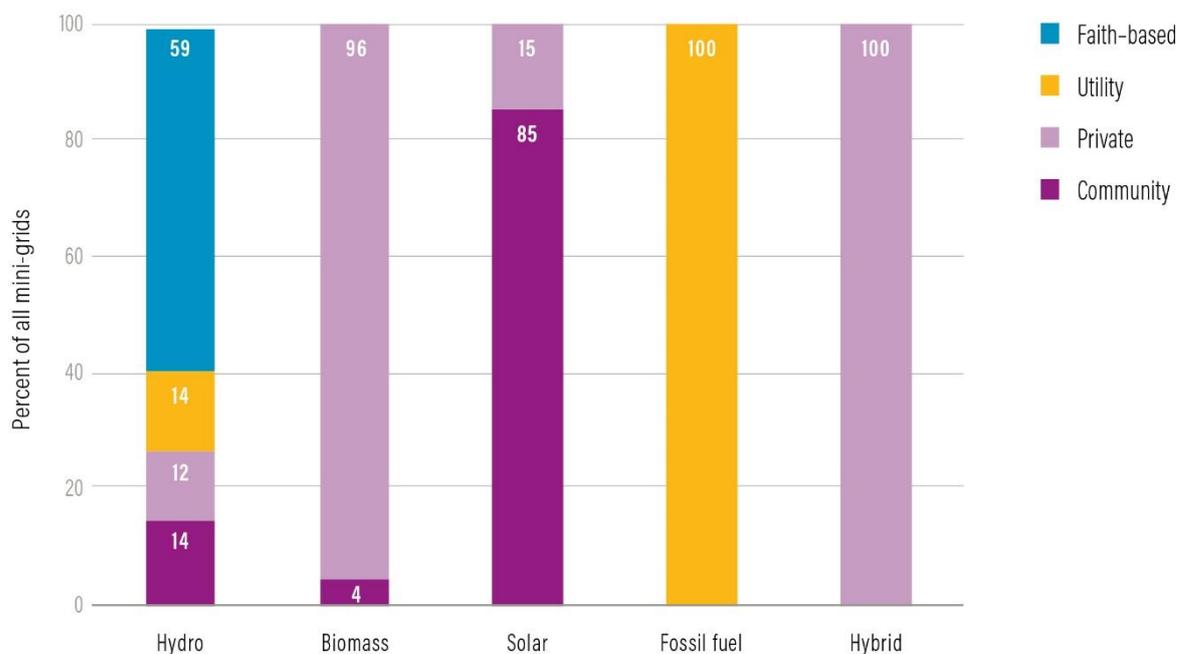
- modello basato sulla comunità. Questo modello operativo è praticato da 19 mini-griglie, tra cui la mini-rete idroelettrica LUMAMA a Ludewa e 10 villaggi serviti da mini-griglie solari containerizzate. Le piante e le reti sono

⁵⁵ Le informazioni presenti in questo paragrafo sono una rielaborazione del report “*From the Bottom Up How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa*” (2014) e del report “*ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania*” (2017)

di proprietà delle comunità che servono. Un comitato elettorale del villaggio viene eletto dai consumatori ed è responsabile della gestione della rete. Il comitato ha un presidente eletto, segretario e tesoriere. Il mandato del comitato eletto è di tre anni

- modello basato sul settore privato: questo modello operativo operativo è praticato, tra gli altri, dalla mini-rete idroelettrica Mwenga nel distretto di Mufindi, nella regione di Iringa; la mini-rete di biomasse Tanganica Wattle Company (TANWAT) a Njombe Township, nella regione di Njombe; e il pico-solargeneratore Devergy nel villaggio di Saadan, nel distretto di Bagamoyo, nella regione costiera
- modello basato sull'utilità: TANESCO, l'azienda nazionale della Tanzania, possiede e gestisce 17 mini-griglie diesel a Kigoma, Rukwa, Ruvuma e alcune parti di Lindi e Mtwara, con dimensioni che vanno da 300 kW a 8.200 kW. Possiede e gestisce anche due mini reti di gas naturale, a LindiMtwara (17.750 kW) e Somanga-Kilwa (7.500 kW). Inoltre, possiede, gestisce e gestisce una mini-rete idroelettrica da 840 kW a Uwemba, nella regione di Njombe, una regione che è anche fornita dalla rete nazionale. Le tariffe TANESCO sono uniformi in tutto il paese. Si applicano a tutti i consumatori al dettaglio che acquistano energia elettrica da TANESCO tramite la principale griglia o le sue mini-reti
- modello basato sulla proprietà e funzionamento: Le mini-griglie basate sulla fede sono di proprietà di organizzazioni come le chiese, che di solito sovvenzionano molto le loro tariffe. Possiedono almeno 29 mini-griglie in Tanzania (tutte idroelettriche). Forniscono elettricità per sé stessi e vendono l'eccesso a prezzi altamente sovvenzionati (quasi gratis) agli abitanti dei villaggi. I clienti non misurano, e non pagano per le connessioni alla linea di servizio. Gli impianti e le reti di distribuzione sono costruiti con sovvenzioni da donatori d'oltremare. La maggior parte delle strutture sono senza equipaggio; sono visitate regolarmente dai tecnici dell'organizzazione, che

forniscono manutenzione. Le tariffe al dettaglio sovvenzionate di fede presentano sfide per i fornitori che applicano tariffe che rispecchiano i costi. Nei primi anni '90, TANESCO ha completato una mini-rete idroelettrica da 840 kW a Uwemba, dove esisteva già una mini-rete idroelettrica da 200 kW (di proprietà e gestione della diocesi cattolica romana di Njombe). Di fronte a questa competizione, TANESCO non ha potuto connettersi con nuovi customers nel villaggio fino a quando non ha rinunciato alle tariffe di connessione (T 177.000 nelle zone rurali) e introdotto una tariffa di sicurezza



[Fig.16] Tabella rappresentante il numero di mini-grid per modello utilizzato (in percentuale).

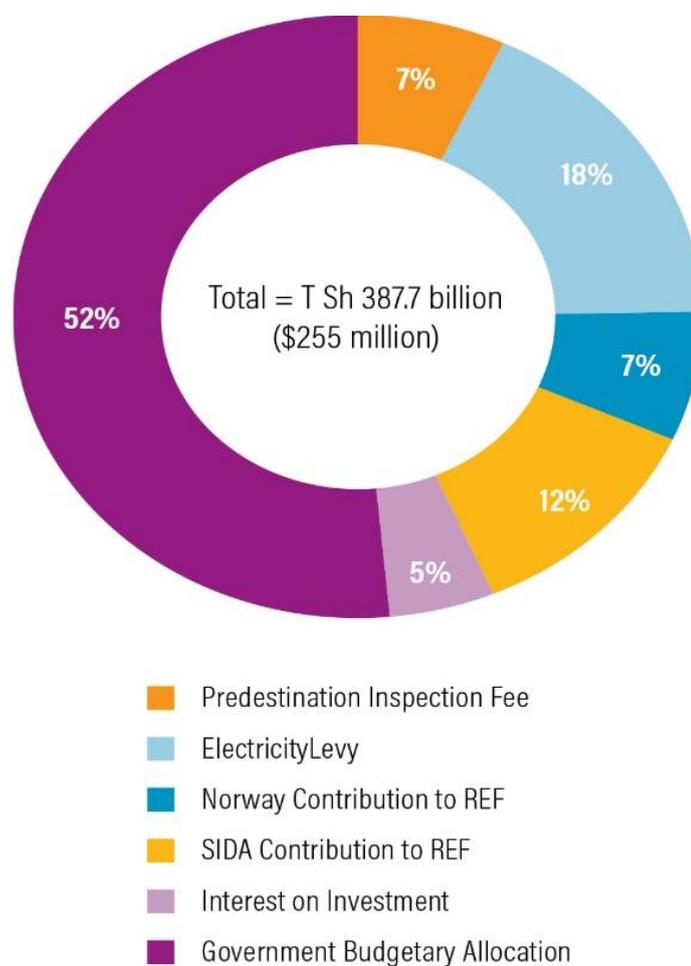
I modelli basati sulla comunità hanno avuto un successo misto con la gestione, l'erogazione dei servizi e la riscossione delle entrate. La proprietà della comunità e la partecipazione allo sviluppo e alle operazioni del progetto sembrano essere un fattore chiave per la sostenibilità. Le più grandi mini-reti di proprietà privata che sono collegate alla rete incontrano difficoltà nel ritardare il pagamento delle vendite

all'ingrosso all'utenza nazionale. I clienti domestici pagano in tempo, ma le tariffe al dettaglio devono essere elevate per coprire i costi a lungo termine. I costi operativi e di manutenzione delle reti rurali di mini-rete gestite da TANESCO sono elevati, ma all'utenza è consentito addebitare ai clienti rurali solo una tariffa "di lunga durata" bassa. La tariffa della linea di vita è sovvenzionata in modo incrociato dalle tariffe per gli utenti più grandi, ma anche loro non riescono a riflettere pienamente i costi. Nel corso degli anni hanno operato molte mini-reti di proprietà di organizzazioni religiose, ma di solito si sono rivelate non finanziariamente autosufficienti.

3.1.4. Le fonti di finanziamento delle mini-grid

Prendiamo ancora una volta in considerazione il report *“ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania”* (2017). Le fonti di finanziamento influenzano anche l'ubicazione dei progetti delle mini-reti. Il governo e i donatori sono molto influenti nelle decisioni di sviluppo delle mini-reti piuttosto che sistemi di sub-trasmissione. Tale influenza può essere utilizzata per promuovere prodotti e servizi forniti dagli investitori. Ad esempio, il villaggio di Leganga si trova a soli 4 chilometri dalla linea di media tensione (MV) di Kongwa Kiteto. La sottotrasmissione sembrerebbe un'opzione migliore per il villaggio. La mancanza di coordinamento tra le parti - Ministero dell'Energia e dei Minerali, Agenzia per l'energia rurale (REA) e donatore / sviluppatore - e l'interesse per la parte del donatore hanno contribuito alla decisione di sviluppare una mini-grid solare piuttosto che costruire una linea di sottotrasmissione dalla rete nazionale. L'impatto ambientale non è un fattore importante nello sviluppo della mini-griglia. Le valutazioni di impatto ambientale di tutti i progetti di generazione di elettricità devono essere approvate dal Ministero dell'Ambiente e dal Consiglio Nazionale di Gestione dell'Ambiente prima che i progetti possano essere costruiti; nessun progetto

è stato respinto a causa di aspetti ambientali, probabilmente per motivi legati alla piccola scala delle mini-reti rurali.



[Fig.17] Grafico riportante i costi dei componenti di una rete di distribuzione, in base agli standard nazionali per i progetti di elettrificazione. Fonte: "ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania" (2017)

SOURCE	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2007-14
Government budgetary allocation	11,600	12,100	22,100	14,700	56,500	43,800	40,800	201,500
Interest on investment	35	500	722	1370	3,400	7,350	4,480	17,900
Contribution by the Swedish International Development Cooperation Agency (SIDA)				7,040	16,400	22,700		46,100
Contribution by the government of Norway							26,200	26,200
Electricity levy			8,300	14,600	11,000	28,600	5,950	68,500
Predestination inspection fee					5,431.5	19,076.6	2,934.6	27,442.7
Total	11,600	12,600	31,200	37,700	92,800	121,500	80,300	388,000
Total in millions of dollars	10.1	9.6	23.3	25.5	58.9	76.8	50.8	255

[Fig.18] La tabella rappresenta un esempio ipotetico dei costi associati all'implementazione di una mini-rete idroelettrica da 2 MW. Fonte: "ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania" (2017)

Il grafico (Fig.17) illustra i costi dei componenti di una rete di distribuzione, in base agli standard nazionali per i progetti di elettrificazione. La Fig. 18 fornisce un esempio ipotetico dei costi associati all'implementazione di una mini-rete idroelettrica da 2 MW. Il numero di clienti che una mini-grid può servire dipende dal tipo di cliente (residenziale, commerciale, TANESCO). Ad esempio, ipotizzando un fattore di potenza di 200 kW x 0,8 x un fattore di carico x 24 ore al giorno, un impianto genererebbe 16,360 kWh al giorno. Se il consumo medio fosse di 50 kWh al mese, l'impianto potrebbe servire fino a 9.216 clienti.

I contributi delle tante parti interessate sono necessari per raccogliere fondi sufficienti per l'elettrificazione. Il governo ha istituito il Fondo per l'energia rurale (REF) tramite la legge sull'energia rurale del 2005 per fornire sovvenzioni a promotori qualificati per i costi del capitale del progetto e l'assistenza tecnica e per cofinanziare progetti

pilota. Tra il 2007/08 e il 2013/14, il fondo ha raccolto 255 milioni di dollari, ovvero una media di 36,4 milioni di dollari all'anno. I finanziamenti governativi (sotto forma di allocazione del bilancio e prelievo dell'elettricità) hanno rappresentato circa il 70% delle entrate REF di questo periodo. La maggior parte del fondo viene utilizzata per finanziare progetti di sub-trasmissione, che possono collegare più persone a un costo inferiore per cliente. Il REF supporta anche mini-grid basate sulla comunità che altrimenti aspetterebbero anni per l'estensione della rete. Tuttavia, i fondi appaiono inadeguati per un paese con livelli di elettrificazione bassi come la Tanzania. Il ministero dell'Energia e dei minerali osserva che i fondi pubblici e dei partner di sviluppo non sono sufficienti per consentire alla Tanzania di raggiungere i suoi obiettivi sociali ed economici nell'ambito della Tanzania Development Vision 2025 (Ministero dell'energia e dei minerali 2014). Il governo si è impegnato a sostenere le riforme del settore energetico in parte per attirare più capitali privati.

Le fonti commerciali spesso considerano il finanziamento dell'elettrificazione rurale come rischioso, a causa di una varietà di fattori, la mancanza di familiarità con la tecnologia e il reddito basso e variabile di molti consumatori rurali. Le società che accedono all'energia che hanno raccolto finanziamenti significativi sono tipicamente di proprietà o gestite dall'estero e hanno le connessioni e le risorse per aumentare il capitale sul mercato globale (Sanyal et al., 2016). Le banche spesso non sono disposte a dare credito a uno sviluppo che non può fornire un solido track record di capacità, collaterale⁵⁶ e altri requisiti commerciali per i progetti di elettrificazione rurale. Vi sono anche debolezze strutturali nel modello finanziario delle mini-griglie, che tendono ad avere alti costi di progetto e di connessione, e bassi consumi per cliente, rendendo così elevati i costi energetici. Non tutti i clienti possono permettersi i costi di connessione o i pagamenti nel corso del tempo, il che può ostacolare l'avvio del progetto e limitare lo sviluppo in grado di supportare e abilitare mini-griglie

⁵⁶ Bene reale o finanziario concesso in garanzia del puntuale pagamento di un debito. Se alla scadenza, il debitore non è in grado di pagare quanto previsto, il creditore può rivalersi sul bene, per es. vendendolo, e utilizzando tutto o parte del ricavato per soddisfare il suo credito.

autofinanziabili. Alla luce di queste sfide, alcune reti di multi-proprietà basate sulla comunità hanno incontrato difficoltà nella raccolta dei premi.

È difficile per i promotori / sviluppatori del progetto stabilire la fattibilità economica e finanziaria di progetti relativamente piccoli e stabilire adeguate garanzie per ottenere finanziamenti privati. Può anche essere difficile quantificare i benefici immateriali, che potrebbero contribuire ad attrarre finanziamenti pubblici complementari. Ad oggi, non vi è ancora molto da registrare per ottenere prestiti commerciali. Il finanziamento rappresenta ancora un ostacolo importante per accelerare lo sviluppo delle mini-reti. Per affrontare questa barriera, il governo della Tanzania, attraverso il progetto di sviluppo e accesso allo sviluppo finanziato dalla Banca mondiale (TEDAP), ha sviluppato accordi in cui alcune delle fonti di finanziamento sono state utilizzate per assistere gli investitori/ sviluppatori del progetto attraverso prestazioni e sovvenzioni di matching e strutture di linea di credito. I fondi sono stati coordinati, gestiti e promossi dalla REA, sostenuti da varie parti interessate, tra cui EWURA. Questi meccanismi finanziari, in concomitanza con le modifiche alla regolamentazione e i costi in calo per alcune tecnologie di mini-rete, hanno contribuito a far aumentare l'attività.⁵⁷

⁵⁷Fonte: “ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania” (2017)

3.2. Il caso di JUMEME Rural Power ltd

La JUMEME Rural Power ltd è un operatore di sistemi di mini-grid, presente in Tanzania, nata da una joint venture⁵⁸ di partner con elevata esperienza in diversi settori: Insensus, l'università di St Augustine (Tanzania), TerraProject e RP Global. Cofinanziata dall'Unione Europea, il suo scopo è quello di fornire l'accesso all'elettricità nelle zone rurali e piccoli centri urbani della stessa nazione tramite l'utilizzo di sistemi di energia ibrida solare-diesel collegati a reti di distribuzione a media e bassa tensione. La capacità dei sistemi è progettata per supportare grandi motori e pompe per scopi produttivi e abitazioni private. L'elettricità di JUMEME viene fornita con un pacchetto completo di supporto e sviluppo che comprende servizi di consulenza gratuiti per le imprese locali nel ridimensionamento dell'elettricità, finanziamento di componenti per aziende locali e clienti privati e un pacchetto di marketing che attrae investitori esterni nella comunità recentemente elettrificata.⁵⁹

Il business model di JUMEME si basa su tre principali pilastri:

- fornire elettricità sette giorni su sette, 24 ore su 24, a quelle attività con motori elettrici di media taglia, dai 10 KW in su: JUMEME fornisce sistemi molto più grossi rispetto ai competitor
- utility: fornire elettricità alla rete nazionale, liberalizzarla e perciò ottenere un cash flow costante, con una conseguente stabilità finanziaria
- productive user of energy, ossia fornire tutta una serie di servizi, a livello di facilities⁶⁰, per sviluppare l'economia della stessa area in modo da aumentare la propria base di clienti e quindi l'ammontare di ricavi: i piccoli imprenditori,

⁵⁸ Accordo tra due o più imprese che si impegnano a collaborare per il perseguimento di uno specifico obiettivo

⁵⁹ Informazioni rielaborate dal sito ufficiale di JUMEME: http://www.jumeme.com/#about_us

⁶⁰ Il facility management è l'attività organizzativa che controlla tutte le attività che non riguardano il core business di un'azienda, ovvero produttività d'ufficio, utilities, sicurezza, telecomunicazioni, servizio mensa, manutenzioni, ecc.

laddove non esiste l'accesso all'elettricità, sfruttano i servizi forniti da JUMEME in maniera tale da ridurre la lunghezza della propria value chain⁶¹⁶²

Recentemente, la società ha ricevuto una sovvenzione dal Fondo Energia Sostenibile per l'Africa (SEFA) gestito dalla Banca africana di Sviluppo per sostenere lo sviluppo dell'ibrido solare grazie a sistemi di mini-rete nella Tanzania rurale. Gli obiettivi principali di questo progetto sono: sviluppare e gestire un ampio portafoglio di mini-rete ibride solari indipendenti nei centri di crescita rurale in Tanzania utilizzando il modello di business e di gestione del rischio della Micro-Power Economy.⁶³

Questo caso è una delle prove che se un progetto privato riguardo il sistema delle mini-grid è portato avanti con la giusta gestione e saggezza, può avere efficacia sia in termini di massimizzazione dei ricavi sia a livello di impatto sociale.

3.2.1. La partnership

Come detto nel paragrafo precedente, JUMEME è una joint venture nata dall'accordo tra diversi partner; in primo luogo Inensus, vantando di una lunga esperienza in tema di sistema delle mini-grid, è stato uno dei primi operatori privati in Africa con l'utilizzo di energia pulita. Attraverso la società Enersa (Energie Rurale Sahélienne) che Inensus ha fondato in Senegal nel 2010, è stato sviluppato un modello tariffario che offre "blocchi" di elettricità prepagata (fissando un limite di potenza e una quantità autorizzata fissa di elettricità in un tempo prestabilito che potrebbe o non potrebbe essere usato). In JUMEME, Inensus ha mixato questo piano tariffario con le funzionalità "Pay-as-you-go" (PAYG - significa che pre-paghi per un pre-

⁶¹ La value chain è la serie di fasi coinvolte nella produzione di un prodotto o servizio che viene venduto ai consumatori.

⁶² Ho elaborato le informazioni di questo capitolo grazie da un'intervista al General Manager della stessa JUMEME, il dott. Davide Ceretti.

⁶³Fonte:https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Procurement/Project-related-Procurement/GPN_-_tanzania_-_Power__3-15.pdf

determinato ammontare di energia, acquistando poi ad incrementi) per consentire ai clienti modelli di consumo più flessibili.

RP Global e TerraProjects sono specialisti in investimenti in energie rinnovabili e gestione di progetti. L'Università di St Augustine in Tanzania è un'università locale che fornisce risorse umane qualificate, aiuta a formare futuri uomini d'affari e serve come punto di ancoraggio nella regione.

JUMEME sta inoltre collaborando con Energy4Impact (E4I), ex Global Village Energy Partnership (GVEP), esperta nello sviluppo di imprese energetiche nell'Africa orientale. E4I è responsabile per stimolare gli imprenditori e attrarre gli investitori. Excel Hort Consulting, un altro partner, ha sede in Uganda e porta esperienza nello sviluppo e nel miglioramento delle catene del valore dell'agricoltura e dell'agrobusiness nella regione.

La joint venture ottimizza il modo in cui i diversi partner lavorano insieme centralizzando la gestione finanziaria, commerciale e tecnica di base del progetto attraverso JUMEME, creando allo stesso tempo forti connessioni tra i partner e dividendo attività pratiche e analisi in base alle competenze dei partner.⁶⁴

3.2.2. La scelta dell'area target e lo sviluppo del progetto

I principali fattori che influenzano la scelta dell'area target su cui investire sono da una parte la densità della popolazione, e quindi l'analisi delle stesse aree rurali in correlazione con la distanza dalla rete nazionale, e dall'altra la willingness to pay (vedi paragrafo 1.8.) degli stessi customer attraverso un'accurata analisi socioeconomica. Anche il piano regolamentare ha un'importanza chiave in questa scelta, ma la Tanzania presenta, come abbiamo visto nei capitoli precedenti, una regolamentazione abbastanza chiara rispetto alle altre nazioni africane, garantendo molti incentivi alle società che forniscono elettricità alle aree rurali e non: rimangono tuttavia alcuni dubbi riguardanti le garanzie in caso di arrivo della rete nazionale

⁶⁴ Fonte: <https://www.researchgate.net/publication/317185644/download>

laddove si ha installato un impianto di mini-grid (anche se un tale evento potrebbe essere inserito come rischio nel business plan, o, più semplicemente, si potrebbe comprare e distribuire la stessa energia della rete nazionale).

Recentemente JUMEME ha scelto di installare un sistema di mini-reti nell'isola di Ukara perché offre l'opportunità di combinare servizi elettrici e sviluppo economico in un'area inaccessibile alla rete. La densità della popolazione, rispetto ad altre aree rurali della Tanzania, è relativamente elevata con circa 463 abitanti per chilometro quadrato. Ciò significa che i costi di espansione della rete verso i villaggi vicini sono relativamente bassi. E poiché Ukara è un'isola, non vi è alcun rischio immediato di arrivo della rete nazionale. È importante sottolineare che l'isola offre molte opportunità agricole ed economiche per usi produttivi di energia elettrica; ad esempio, sono presenti coltivazioni di riso. JUMEME intende implementare un progetto che colleghi gli agricoltori e le organizzazioni che finanziano le pompe per l'irrigazione del riso: in questo modo si dovrebbe stimolare la produttività e le vendite di elettricità. Un altro esempio è la pesca. Sebbene raggiungere Ukara con i traghetti da Mwanza (la seconda città della Tanzania) richieda circa sei ore (raggiungibile attraversando un'isola più grande, Ukerewe), importanti risorse di pesce hanno spinto le fabbriche di pesce a collegare l'isola direttamente a Mwanza con le proprie barche. Il progetto ha un budget di 16 milioni di euro, di cui circa la metà è finanziato da investimenti privati. Il resto è coperto da sovvenzioni, tra cui 7,4 milioni di euro dall'UE attraverso il Fondo per l'energia ACP dell'UE. Le sovvenzioni minori sono fornite dalla partnership Energia e Ambiente (Africa meridionale e orientale), dal Fondo per l'Energia Sostenibile per l'Africa (gestito dalla Banca per lo sviluppo africano), dall'Overseas Private Investment Corporation (OPIC) e dal Global Climate Partnership Fund (GCPF)⁶⁵. Grazie alle norme di facilitazione della Tanzania per gli SPP (vedi paragrafo 3.1.1. “Diffusione delle mini-grid in Tanzania”), JUMEME è stata in grado di istituire tariffe PAYG semi-variabili che significano che le famiglie,

⁶⁵ (Nolan L.,2016) <https://www.energy4impact.org/fr/business/news/JUMEME-lance-son-premier-mini-reseau-alimente-energie-solaire-sur-lile-dukara-en-tanza>

le PMI e le industrie vengono conteggiate in modo diverso in momenti diversi. Ad esempio, le aziende pagano meno per l'energia durante il giorno che di notte. Incentivare il business durante il giorno aiuta a bilanciare la domanda di energia con la produzione.

Come ha spiegato Fredrick Mushi di Energy4Impact, la strategia di JUMEME è di rendere il progetto fattibile servendo piccole imprese e anche progetti più grandi. L'idea è di aumentare il consumo di energia migliorando al tempo stesso le condizioni di vita locali in modo tale da aumentare indirettamente il consumo di elettricità delle famiglie. In altre parole, il solo consumo locale delle famiglie non è sufficiente a garantire la redditività delle mini-reti, quindi le aziende che operano durante il giorno rappresentano un'importante fonte di reddito che dovrebbe anche stimolare la crescita locale e eventualmente incrementare indirettamente le entrate delle famiglie.

Al fine di migliorare la comunicazione e l'integrazione locale, JUMEME ha istituito un Comitato per il Potere del villaggio, che ha il compito di discutere con la popolazione delle ultime decisioni e notizie relative al progetto di elettrificazione. JUMEME ha anche lanciato eventi promozionali e campagne di comunicazione porta a porta per migliorare la comprensione da parte dei clienti del potenziale dell'elettricità. L'azienda si impegna molto nello spiegare come sono organizzate le tariffe e come possono svilupparsi le opzioni di finanziamento⁶⁶

3.2.3. I ruoli nella gestione del business

Secondo Nico Peterschmidt, aggregare troppi partner aggiunge complessità e aumenta i costi di coordinamento di un'organizzazione. Per evitare ciò, il progetto vede al centro della gestione JUMEME e dall'altra parte Inensus collabora con aziende con le quali ha già avuto relazioni. Perciò, JUMEME è responsabile del business ovvero gestisce l'organizzazione generale del progetto. Oltre a progettare,

⁶⁶ Le informazioni sono state rielaborate sulla base del report *“Making mini-grids work Productive uses of electricity in Tanzania”* (2017)

installare e gestire l'impianto, JUMEME è il principale responsabile degli aspetti commerciali, finanziari e tecnici. Per quanto riguarda la stimolazione dell'uso produttivo dell'energia, JUMEME organizza analisi di mercato, supporto alla modellizzazione finanziaria e prestiti a breve termine rivolti agli imprenditori interessati. Fornisce inoltre supporto tecnico per aiutare a connettere o adattare macchinari. Energy4Impact si sta prendendo cura del supporto del business: la sua missione è quella di identificare, supportare e monitorare le attività commerciali locali; in particolare, stimolano le piccole imprese esistenti e incentivano gli imprenditori a collegare le imprese e investire in nuove macchine. L'obiettivo di E4I in Bwysia è quello di collegare almeno 50 imprenditori locali, attraverso formazione su misura, servizi di consulenza e tutoraggio a lungo termine. A metà del 2016, la società forniva energia a più di 35 piccole imprese (alcune delle quali erano state appena create). E4I aiuta inoltre gli imprenditori a selezionare strumenti efficienti dal punto di vista energetico e a sviluppare mercati. La seconda strategia di E4I è quella di provare a sviluppare attività industriali più grandi al fine di aumentare la creazione di ricchezza e il consumo di energia su scala più elevata.

Excel Hort Consulting (EHC) è responsabile di tutte le attività legate all'agricoltura aspetti di sviluppo. Il suo ruolo è quello di analizzare le catene del valore agricolo dell'isola, trovare lacune che l'elettricità può colmare e formare piccoli gruppi di agricoltori per aumentare l'accesso alla finanza e rafforzare il coordinamento. EHC intende fornire attrezzature, come pompe per l'irrigazione ed essiccatori di pesce. Nel lungo termine, EHC prevede anche di formare gli agricoltori, migliorare le loro pratiche e aiutarli a diversificare la produzione di pomodoro, carote e spinaci.⁶⁷

⁶⁷ Le informazioni sono state rielaborate sulla base del report *“Making mini-grids work Productive uses of electricity in Tanzania”* (2017)

3.2.4. L'accesso alle risorse finanziarie

JUMEME, come la maggior parte delle società che opera nel settore delle mini-grid, ha bisogno di diverse fonti di finanziamento: il 46% dei finanziamenti dei progetti derivano infatti da fondi pubblici e una buona parte da quelli locali. Ciò è imprescindibile, soprattutto perché le stesse mini-reti operano in piccole aree e quindi in bassa scala: ciò non permette di spalmare i costi fissi, che rappresentano il maggior ammontare di spese in questi sistemi.⁶⁸

JUMEME sta creando collegamenti con banche, locali e rurali, SACCO⁶⁹ e IFM⁷⁰. L'azienda ha un progetto per aumentare la domanda di elettricità promuovendo nuove imprese che utilizzano nuovi macchinari. All'interno del progetto, JUMEME monitora le interazioni tra i clienti e le istituzioni di microfinanza. Per incoraggiare l'avvio iniziale, JUMEME ha aiutato le prime aziende con sconti e condizioni favorevoli: gli imprenditori dovevano pagare solo il 10 per cento del costo delle attrezzature in anticipo (questo è stato progressivamente aumentato al 50 per cento), e una sovvenzione copriva un ulteriore 46% del prezzo di acquisto. Inoltre, agli imprenditori è stato offerto un periodo di prova di un mese per l'utilizzo dell'elettricità gratuitamente. Durante questo mese, JUMEME ha valutato il consumo aziendale e ha adattato i suoi prezzi. Tuttavia, questo schema di incentivi iniziali è ora terminato e tali sussidi non vengono più forniti in Bwysia. Nel maggio 2016 E4I ha avviato un accordo con Ukerewe SACCOS (una cooperativa di microfinanza tanzaniana) per aiutare a estendere i servizi finanziari ad altri utenti produttivi di energia elettrica. Questi utenti lavorano con il team di progetto (JUMEME, Excelhort ed E4I) e saranno

⁶⁸ Informazioni rielaborate grazie all'intervista al General Manager di JUMEME, Davide Ceretti

⁶⁹ Le SACCO sono associazioni volontarie in cui i soci raccolgono regolarmente i loro risparmi e successivamente ottengono prestiti che utilizzano per scopi diversi.

⁷⁰ Le IFM costituiscono il principale gruppo di intermediari finanziari che include a) le banche centrali, b) le banche residenti così come definite dalla legge comunitaria ("un ente la cui attività consiste nel ricevere dal pubblico depositi o altri fondi rimborsabili inclusi i proventi della vendita di obbligazioni bancarie al pubblico e nel concedere crediti per conto proprio"); c) i fondi comuni monetari e le altre istituzioni finanziarie residenti, quando la loro attività consiste nel ricevere depositi e, insieme e non, fondi altamente sostituibili ai depositi da enti diversi dalle IFM e nel concedere crediti e/o fare investimenti in titoli per proprio conto. Fonte: <http://www.bankpedia.org/index.php/it/107-italian/i/20732-istituzione-finanziaria-monetaria>

presentati al SACCOS al fine di diventare membri. E4I ha inoltre deciso di garantire determinati prestiti per aiutare gli imprenditori che non si qualificano secondo i criteri esistenti delle IFM e quindi finanziare una parte delle perdite che la SACCOS potrebbe subire quando erogano prestiti a tali mutuatari.⁷¹

3.2.5. La struttura tariffaria competitiva

Le normative tanzaniane hanno autorizzato tariffe di riduzione dei costi, consentendo a JUMEME di addebitare prezzi più elevati rispetto a quelli stabiliti dalle reti di TANESCO (sebbene i prezzi di JUMEME non siano ancora stati approvati da EWURA). Le tariffe addebitate sono ancora inferiori al costo di utilizzo dei generatori diesel locali e il raggruppamento di opzioni e servizi finanziari offerti rende il potere di JUMEME attraente per le aziende che desiderano migliorare le proprie attività. JUMEME ha progettato le sue tariffe dopo aver raccolto dati sugli schemi di consumo energetico degli imprenditori. Poiché i sistemi solari fotovoltaici generano energia molto economica durante il giorno rispetto a sera e notte (quando l'energia deve essere tolta dalle batterie), i prezzi dell'energia diurna sono stati fissati intorno a un quarto del prezzo totale per gli imprenditori. Ciò incentiva i modelli di utilizzo che uniformano i potenziali picchi di domanda nel tardo pomeriggio (TANESCO non ha questa flessibilità a causa dei vincoli normativi). Alla fine, alimentare un mulino o una pompa solare non è molto più costoso di quanto avverrebbe con TANESCO se fosse disponibile una connessione alla rete. Nel frattempo, non sono richieste commissioni anticipate di connessione domestica: queste sono finanziate dalla società, con il costo recuperato tramite bollette elettriche. Tuttavia, affrontare le diverse richieste da vari tipi di imprese rende incerto il

⁶¹ e ⁶² Le informazioni sono state rielaborate sulla base del report “*Making mini-grids work Productive uses of electricity in Tanzania*” (2017)

fatturato. Per mitigare tale rischio, JUMEME ha implementato un abbonamento mensile, diverso per ogni tipo di cliente⁷²

È ancora difficile parlare di autonomia economica anche nel caso JUMEME, poiché gran parte dei finanziamenti derivano proprio dal pubblico. Una nota positiva va spesa però nel grosso calo dei costi di impianto e manutenzione degli ultimi anni, che hanno permesso alla stessa società di aumentare vertiginosamente la propria competitività rendendola una dei maggiori player in Tanzania. Possiamo affermare che non esiste un business model perfetto per le mini-grid, ognuno cerca di creare il proprio secondo gli aspetti geografici ed economici del paese in cui si trova. Una chiave che potrà rendere questi sistemi sostenibili economicamente è sicuramente l'innovazione tecnologica che permetterà una notevole riduzione dei costi di capex e opex⁷³: la stessa JUMEME negli ultimi anni ha ridotto notevolmente i costi, come ad esempio l'abbattimento delle spese per i pannelli in termini di KW e circa l'80% delle spese per raccolta dati.⁷⁴

⁷³ Gli opex sono le spese operative relative alla gestione di un business, prodotto o sistema

⁷⁴ Informazioni rielaborate sulla base dell'intervista al Dottor Davide Ceretti, General Manager di JUMEME

3.3. Il caso Vulcan in Kenya: creazione di un modello economico sostenibile

In questo capitolo, grazie alle informazioni dei report “*mini grids in kenya, a case study of a market at a turning point*” (2017), e “*Financing the Future of Rural Electrification Achieving Mini-Grid Scalability in Kenya*” (2017), e sulla base di alcune assunzioni in relazione al contesto geografico e socioeconomico, cercheremo di rappresentare il modello economico di Vulcan.

Il Kenya, come la Tanzania, è una delle poche nazioni africane in cui lo sviluppo del processo di elettrificazione, sia urbana che rurale, ha avuto traguardi notevoli: nelle ultime due decadi, la popolazione con accesso all’elettricità è quadruplicata, arrivando alle soglie del 40% sul totale, con un tasso di crescita medio annuale del 12,5%. Il processo di elettrificazione ha colpito anche le zone rurali con un incremento di accesso del 12,6% negli ultimi 3 anni. Uno dei motivi principali che ha spinto questa crescita è sicuramente il framework politico adottato dal governo: pur avendo sempre fatto ricorso all’estensione della rete per aumentare il tasso di elettrificazione, dal 2009 ha accettato che le soluzioni off-grid avessero maggiori probabilità di velocizzare la stessa elettrificazione, soprattutto nelle aree rurali.⁷⁵

Vulcan Inc. è una società privata fondata dal filantropo, investitore e cofondatore di Microsoft Paul Allen. Fondata nel 1986, supervisiona le diverse attività commerciali e gli sforzi filantropici dello stesso fondatore.⁷⁶

Nel 2014, Vulcan Inc. ha investito in 10 mini-griglie a energia solare in villaggi distinti sparsi per tutto il Kenya, collaborando con SteamaCo per la gestione sul campo e la misurazione intelligente. Ogni mini-rete produce energia a corrente alternata (CA) esclusivamente da solare fotovoltaico con accumulo di batteria.

⁷⁵ Fonte: “*MINI GRIDS IN KENYA, A CASE STUDY OF A MARKET AT A TURNING POINT*” (2017), Castalia, Ecoligo

⁷⁶ Fonte: sito ufficiale di Vulcan Inc <http://www.vulcan.com/About>

Ciascuna mini-rete ha una dimensione compresa tra 1,5 e 8,6 kilowatt (kW) e fornisce energia a 15-62 clienti. Vulcan ha stabilito tre obiettivi per possedere e gestire le mini-griglie:

- dimostrare un modello di business praticabile per le mini-reti rurali con particolare attenzione alla scalabilità commerciale
- generare un impatto positivo sul piano sociale, ambientale ed economico fornendo energia pulita e sostenibile per alimentare la crescita economica
- catalizzare ulteriori investimenti in mini-reti condividendo risultati e lezioni con gli altri⁷⁷

Vulcan, attraverso un progetto basato su mini-grid a energia solare con batteria back-up e sistemi di piccola scala, ha cercato di dimostrare come questi sistemi possano offrire un ritorno sull'investimento commerciale, tramite l'applicazione di strategie mirate per ridurre le spese in conto capitale (capex), stimolare la crescita della domanda di elettricità ed estendere l'accesso ai programmi di sussidi nel breve periodo.

3.3.1 La struttura dei costi

La società, dal 2014, ha installato 34 kW di capacità fotovoltaica (PV⁷⁸), 257 kilowattora (kWh) di accumulatori di batterie e oltre 50 chilometri di cavi di distribuzione. Come abbiamo detto nel paragrafo precedente, ciascuna mini-rete di Vulcan ha una dimensione compresa tra 1,5 e 8,6 kilowatt (kW) e fornisce energia a un range compreso tra i 15 e i 62 clienti per ogni area coperta.

Come abbiamo descritto nel primo capitolo, le spese in conto capitale rappresentano la voce principale di costo nell'implementazione delle mini-grid. Nel caso di Vulcan

⁷⁷ Informazioni rielaborate sulla base del report “*Financing the Future of Rural Electrification Achieving Mini-Grid Scalability in Kenya*” (2017)

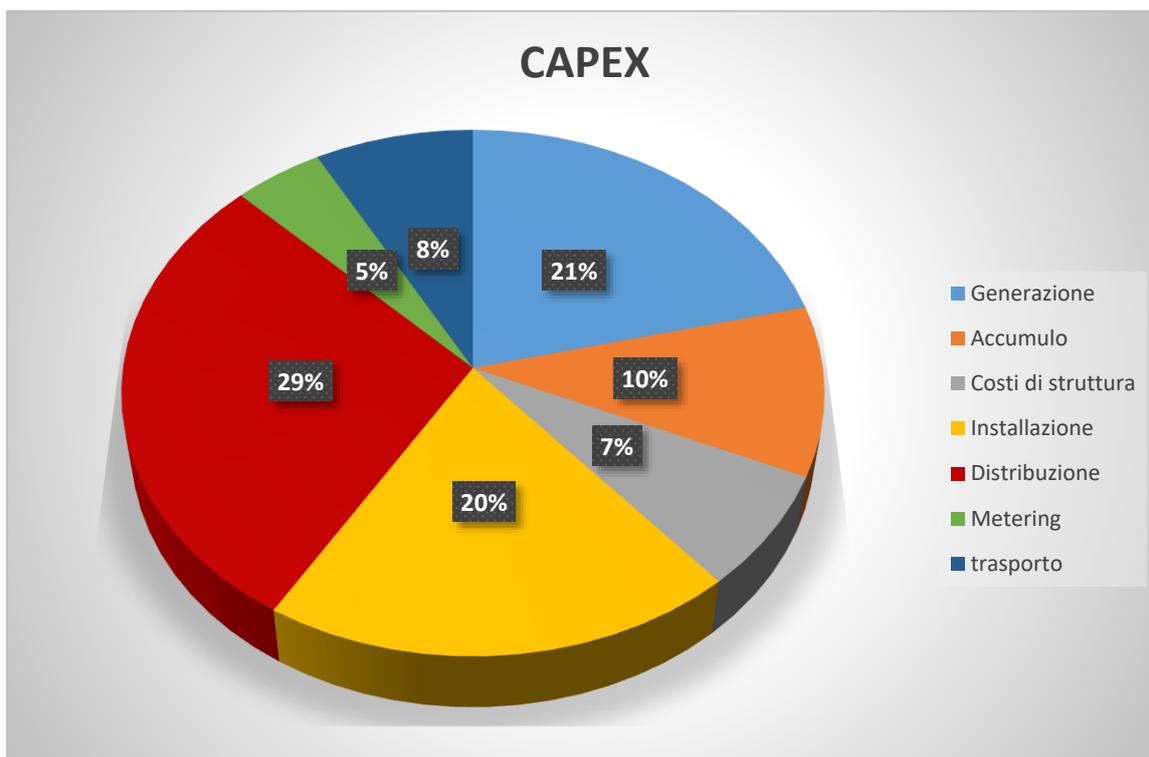
⁷⁸ PV è l'abbreviazione internazionale di conversione fotovoltaica, il procedimento fisico con cui una cella solare trasforma la radiazione del sole in elettricità

Inc, i capex totali del portafoglio ammontano a 435.702 dollari - circa 13dollari / W o 1.430 dollari per connessione cliente. Vediamo ora le singole voci che compongono i capex:

CAPEX	Costo (\$)	Dettagli
Generazione	92.170	Disposizione dei pannelli solari, convertitore di energia regolatori di carica
Accumulo	45.300	Flooded lead acid battery bank (428 Amp/h) ⁷⁹
Costi di struttura	30.975	Box di metallo contenente la strumentazione necessaria al controllo della carica e alla trasformazione dell'energia
Installazione	87.304	Tempo necessario al personale per le installazioni degli impianti di generazione e distribuzione
Distribuzione	124.955	Impianti e linee di distribuzione, contatori
Metering	19.656	Costi legati alla raccolta dati
trasporto	34.871	Trasporto del personale e delle attrezzature
TOTALE	435.231	

[Fig.18] Rielaborazione personale su excel dei dati contenuti nel report “*Financing the Future of Rural Electrification Achieving Mini-Grid Scalability in Kenya*” (2017) relativi alle voci dei costi in conto capitale.

⁷⁹ Tipo di batteria che consente di accumulare energia con bassi costi



[Fig.19] Rielaborazione personale del peso delle singole voci di costo sul totale Capex

Come possiamo notare gran parte dei capex sono composti dalle spese di distribuzione, generazione e installazione che, se sommati, ricoprono la metà esatta dei costi in conto capitale.

Dall'altro lato, la struttura dei costi è completata dagli Opex, ossia le spese operative per il mantenimento e la gestione corrente delle stesse mini-grid. Il funzionamento automatico delle mini-griglie tramite denaro mobile e misurazione intelligente integrata aiuta a limitare le spese operative. Di conseguenza, i costi di manutenzione e riparazione costanti sono i più variabili e di gran lunga la più grande spesa operativa. Il costo medio di mantenimento del portafoglio fino ad oggi è di 574 dollari al mese (60 dollari per impianto al mese), ovvero l'1,5% del capex all'anno. Gli Opex aumenteranno con l'invecchiamento delle apparecchiature e ci sarà bisogno di riparazioni più frequenti e, infine, sostituzioni.

Opex	Costo (\$)	Pagamento	Dettagli
Affitto	10	Mensile	Pagamento ai proprietari terrieri per l'uso dello stesso terreno
Agent retainer	20	Mensile	Pagamento a un agente locale per servizi come il rabbocco di batterie, la pulizia di pannelli solari e il servizio clienti locale.
Spese di misurazione intelligente	65	Mensile	Pagamento a SteamaCo per il controllo remoto delle apparecchiature e la trasmissione dei dati.
Licenza di business	75	Annuale	Pagamento per il rinnovo annuale di una licenza commerciale per ciascun sito.
Manutenzione e riparazioni	60	Mensile	Pagamento per la manutenzione e le riparazioni: questa voce varia molto a seconda del contesto

[Fig.20] Rielaborazione personale, sulla base del report “*Financing the Future of Rural Electrification Achieving Mini-Grid Scalability in Kenya*” (2017) degli Opex continuativi durante l’anno. Notare che l’affitto, l’agent retainer, le tasse di misurazione intelligente e le manutenzioni/riparazioni sono ammortizzate mensilmente. I valori sono indicativi e basati su una media ponderata di tutte le mini-grid di Vulcan Inc

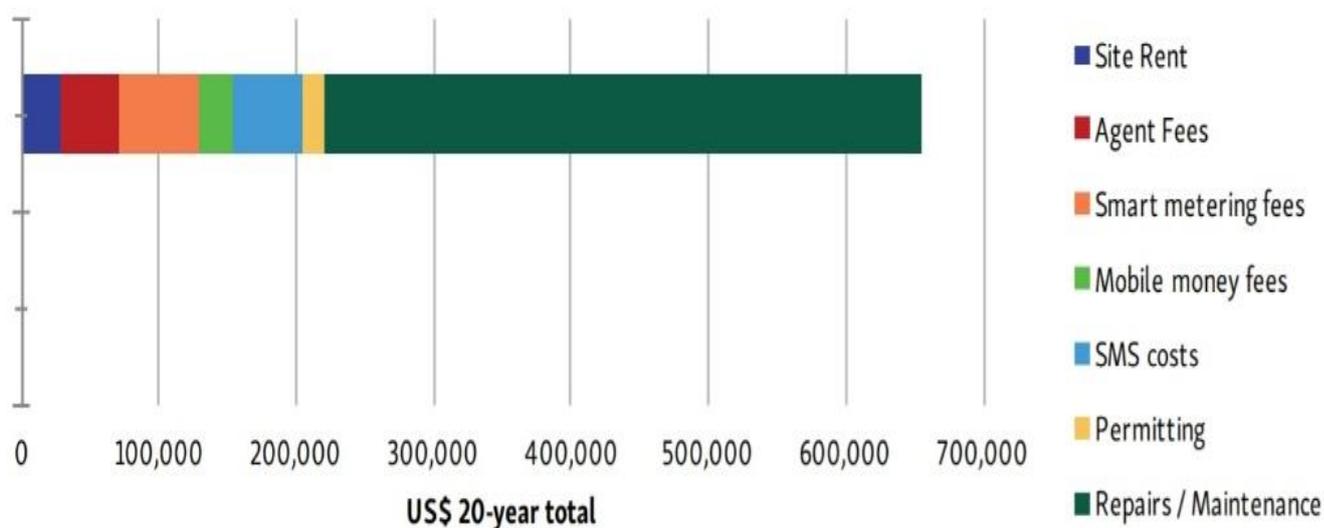
I costi diretti che attribuiamo alla vendita di energia elettrica, si suddividono in spese di denaro mobile, spese di comunicazione dei dati e IVA.

Spese di denaro mobile	Costo dell’1% per vendita di elettricità	Pagamento a Kopo per l’utilizzo della piattaforma mobile
Spese di comunicazione	Costo del 3% sul venduto	Pagamento all’operatore di rete mobile per le comunicazioni SMS per fornire assistenza clienti automatizzata.
IVA	Costo del 16% sul venduto	Pagamento all’autorità delle entrate del Kenya

Tra le voci che compongono gli opex, assumono particolare rilievo i costi di manutenzione e riparazioni, che possono essere così suddivisi:

Attività	Costo (\$)	Pagamento	Misure preventive
Riparazioni su connessioni danneggiate (cavi, relay)	3200	Per vendita	I cavi sopraelevati rispetto ai cavi trench possono essere più adatti ai tipici siti di mini-grid
Sostituzione di floodlight	400	Per vendita	Montare le luci di sicurezza sotto il pannello solare per evitare danni causati dalla pioggia
Costi della batteria (capocorda fuso, terminale corroso, acqua distillata, manutenzione della batteria)	550	Per vendita	Le batterie agli ioni di litio (e altre emergenti) stanno diventando sempre più competitive in termini di costi con batterie al piombo e potrebbero essere più adatte alle aree remote; programmi di formazione dettagliati e sviluppo delle capacità locali per migliorare la capacità degli agenti sul posto di mantenere il sistema a uno standard più elevato
Riparazione “recinto”	30	Per vendita	Utilizzare recinzioni pesanti

Nella previsione, fissiamo i costi di riparazione e manutenzione da gennaio 2017 in poi al 5% dei capex, in base alla durata prevista dell'attrezzatura. Vediamo, perciò, gli opex in una linea previsionale della durata di 20 anni.



[Fig.20] Grafico rappresentante i costi Opex previsionali in 20 anni. Fonte “*Financing the Future of Rural Electrification Achieving Mini-Grid Scalability in Kenya*” (2017) Notare bene che per ottenere queste grandezze, le spese mensili sono state rispettivamente moltiplicate prima per 10 (numero impianti), poi per 12 (per ottenere il costo annuo) e infine per 20 (il numero di anni presi in considerazione), mentre le spese annue sono state moltiplicate semplicemente per il numero di impianti e di anni presi in considerazione. Le spese di mantenimento contengono anche per ogni anno il 5% delle spese capex. Le spese di misurazione intelligente comprendono gli smart metering fees, i mobile money fees e gli sms costs.

La figura di sopra riassuntiva degli opex totali da sostenere nell'arco di 20 anni può essere così scomposta:

Opex	Costo (\$) annuo	Costo Totale in 20 anni (\$)
Affitto	1200	24000
Agent retainer	2400	48000
Spese di misurazione intelligente	7800	156000
Licenza di business	750	15000
Manutenzione e riparazioni	21750 (5% Capex annuo)	435000

N.B. Le spese di misurazione intelligente contengono gli smart metering fees, i mobile money fees e gli sms costs

3.3.2. La struttura dei ricavi

Esistono due fonti di entrate: le spese di connessione, addebitate a ciascun cliente come deposito prima della messa in servizio del sito, e le entrate elettriche, addebitate ai clienti su base Pay-As-You-Go (PAYG) in base ai kilowatt per ore di consumo. Le spese di connessione, ammontano a circa 11 dollari ognuna, spesa che deve essere sostenuta una sola volta dal cliente. La vera entrata, quella che va a creare il

cosiddetto ARPU, ossia il ricavo medio per utente, è proprio l’addebito per uso di elettricità. Secondo il report “*Financing the Future of Rural Electrification Achieving Mini-Grid Scalability in Kenya*” (2017), l’ARPU medio per utente mensile nel 2016 è stato di 6,75 dollari. La tabella seguente mostra il ricavo medio per utente per ciascuna mini-grid di Vulcan nel 2016.

Mini-grid	ARPU (\$)
Olturoto	7.30
Entesopia	10.32
Enkoireroi	6.43
Opiroi	5.01
Barsaloi	5.03
Marti	5.83
Merile	7.55
Olenarau	6.93
Namba Koloo	4.44
Media	6.75

Aumentare l'ARPU richiede il bilanciamento della domanda di energia con le tariffe. Impostare tariffe troppo basse non genera entrate sufficienti per recuperare i costi. Impostare tariffe troppo alte soffoca la crescita della domanda. La possibilità di addebitare una tariffa appropriata è influenzata dalla regolamentazione. Per stabilire le tariffe, è stato considerato il costo delle fonti energetiche esistenti e la willingness to pay. Grazie a programmi tariffari reattivi per offrire risparmi su fonti energetiche esistenti come diesel e kerosene, i ricavi totali sono aumentati del 16% tra il 2015 e il 2016 e si prevede che aumenteranno del 28% nel 2017 grazie a due principali fattori:

- elevato livello di coinvolgimento dei clienti
- domanda iniziale relativamente bassa: molti clienti erano connessi quando non avevano ancora carichi produttivi (ad esempio frigoriferi, impianto audio, televisori), poi però acquistavano altri apparecchi quando era evidente che potevano utilizzarli in modo economico

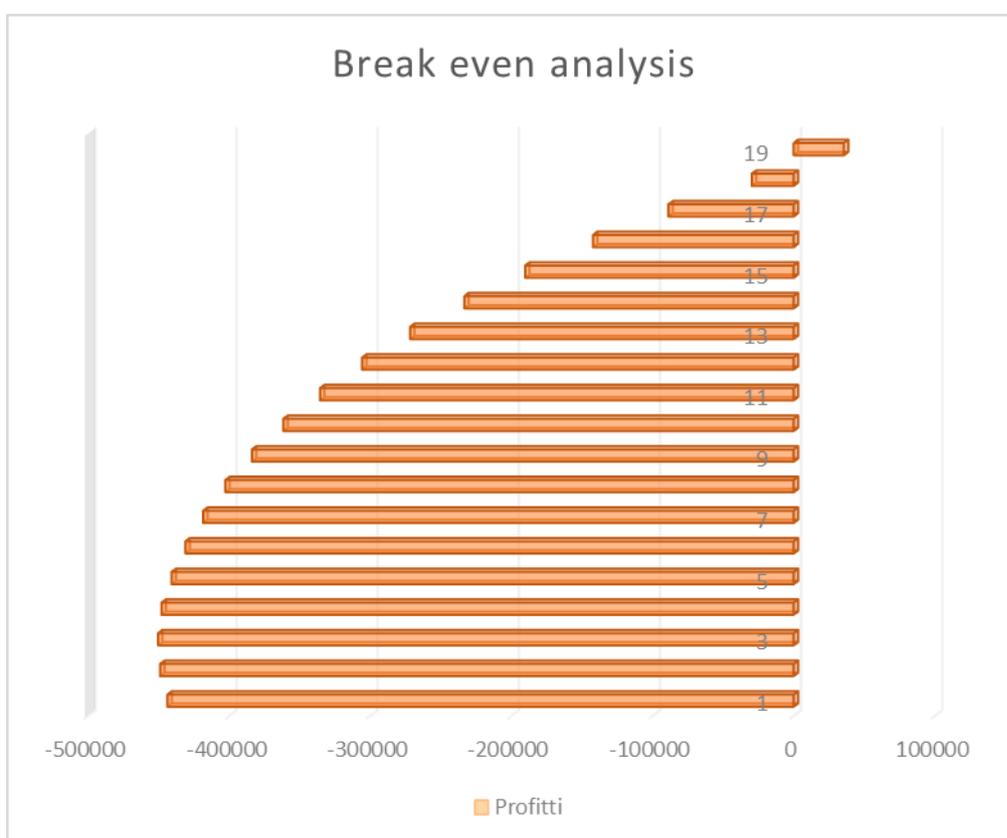
Questa forte crescita suggerisce che esiste la possibilità di stimolare ampiamente la domanda quando è disponibile energia scalabile a prezzi accessibili.

Considerato che per impianto sono collegati in media 35 clienti, tramite il prodotto con gli ARPU medi, possiamo affermare che i ricavi mensili derivanti dalle 9 mini-grid di Vulcan si aggirano intorno ai 2126 dollari mensili, nonché 25515 dollari annuali.

3.3.3. La fragilità della break-even analysis: il discounted cash flow

Sulla base delle strutture di costi e ricavi, possiamo procedere con una proiezione di quello che sarebbe il Pay-back nel medio-lungo periodo, ossia capire quando Vulcan riuscirà effettivamente coprire il proprio investimento e iniziare a generare profitti. È

abbastanza semplice notare che con un flusso di ricavi medio di 25515\$ ci vorranno parecchi anni per recuperare le spese di investimento Capex iniziali, e ancor più difficile (per lo più impossibile) sarebbe coprire gli Opex annuali (che come abbiamo visto prima, tra spese di manutenzione, misurazione, licenza, agent retainer e affitto ammontano a 33900 l'anno). Infatti, ponendo come esempio il tasso di crescita di accesso all'elettricità nelle zone rurali del 12,6% che si è manifestato in Kenya negli ultimi tre anni, e ipotizzando che questo rimanga costante per 5 anni diminuendo poi a circa la metà per gli anni successivi, notiamo che un ipotetico break even point⁸⁰ sarebbe raggiungibile solo dopo 19 anni.



[Fig.21] Elaborazione personale su Excel della stima dei profitti: il break even point, ossia il recupero totale dei costi con conseguente generazione di profitti, avviene al diciannovesimo anno. Vedi Tabella 2 e 3 dell'Appendice per maggiori dettagli

⁸⁰ Il break even point (BEP) è la quantità di fatturato che garantisce la copertura di tutti i costi e, quindi, assicura il risultato di parità

La break even analysis consente all'impresa di avere un primo indice del successo degli investimenti ma non tiene conto delle regole di attualizzazione dei flussi finanziari, perciò è consigliabile usarla solo nel breve periodo o quando occorre una stima immediata dei tempi di rientro.

In un progetto come questo, è consigliabile tenere conto di un tasso di sconto corretto per il rischio ed attualizzare i flussi di cassa secondo il metodo del Discounted Cash Flow⁸¹. Proviamo a considerare un tasso corretto per il rischio del 7%. Attraverso questo metodo finanziario notiamo come il pay back tramite DCF arriverà addirittura al 32esimo anno.

Anno	Cash flow	DCF
1	-7836,45	-443067
2	-4515,77	-447583
3	-1265,38	-448849
4	1927,026	-446922
5	5073,329	-441848
6	6517,907	-435330
7	7859,678	-427471
8	9105,408	-418365
.	.	.
32	21879,87	8384,015

[Fig.22] Elaborazione personale su Excel del DCF di Vulcan. Vedi Tabella 3 dell'Appendice per maggiori dettagli

Possiamo affermare che Vulcan non ha motivo di investire autonomamente nel progetto poiché non risulterebbe economicamente sostenibile prima del 32esimo anno. Tuttavia, tenendo in considerazione la politica dei sussidi delle mini-grid, e considerando la forte crescita di domanda che potrebbe derivare

⁸¹ Il discounted cash flow (DCF) è un metodo di valutazione di un investimento, basato sull'attualizzazione, secondo un tasso corretto per il rischio, dei flussi futuri attesi dall'attività in questione.

dall'implementazione di questi sistemi energetici, possiamo fare un'analisi ben diversa e molto più convincente. Ipotizziamo che, come nel caso di JUMEME, grazie ai sussidi pubblici si riesca a coprire circa il 40% dell'investimento iniziale, ossia delle spese capex (che diminuiscono a 261138 dollari). Prendiamo inoltre in considerazione la probabile ulteriore crescita di domanda correlata all'installazione delle mini-grid nelle aree rurali analizzate precedente, considerando un tasso di crescita del 19,5% nei primi 10 anni, che va poi a dimezzare in quelli successivi. Inoltre, rimodelliamo gli opex su base capex riducendoli dal 5% al 3,5% poiché le batterie agli ioni di litio hanno una durata prevista 2-3 volte superiore rispetto alle batterie al piombo di base e richiedono meno manutenzione. Sulla base di queste assunzioni (seppur parecchio realistiche) notiamo ora che il periodo di generazione di profitti, ottenuto sempre tramite analisi del DCF, arrivi molto prima, intorno al decimo anno:

	Cash flow	Discounted cash flow	
0	-1500	-262639	
1	2952,77404	-259686	
2	7624,59301	-252061	
3	12560,9377	-239500	
4	17811,3233	-221689	
5	23429,8565	-198259	
6	29475,8534	-168783	
7	36014,5238	-132769	
8	43117,7311	-89651	
9	50864,837	-38786,2	
10	53301,4656	14515,3	
11	55715,5217	70230,82	

[Fig.23] 1Elaborazione personale su excel dei flussi di cassa attualizzati con le nuove assunzioni (riduzione capex iniziali

del 40% tramite sussidi pubblici, riduzione opex di manutenzione del 20% grazie alla batteria agli ioni di litio, tasso di crescita della domanda del 19,5% per i primi 10 anni). Vedi Tabella 4 e 5 dell'Appendice per maggiori dettagli

3.3.4. L'analisi per scenari

Abbiamo visto nel nostro modello, grazie ad alcune assumption, che è possibile arrivare ai profitti tra il decimo e l'undicesimo anno. L'aspetto che sicuramente ha impattato di più sulla riduzione del pay-back period è l'assumption relativa alla diminuzione dei capex grazie ai finanziamenti pubblici. Viceversa, sul lato dei ricavi abbiamo tenuto costante l'ARPU, assumendo che esso non vari col passare del tempo: in realtà, con l'innovazione tecnologica, la relativa crescita di domanda e lo sviluppo socio-economico del Paese, l'azienda potrebbe anche aumentare le tariffe, o meglio adeguarle allo sviluppo del mercato. Partendo da questi presupposti, può risultare utile sviluppare un'analisi per scenari tenendo in considerazione un possibile aumento delle tariffe e perciò un aumento dello stesso ARPU in relazione al tempo. Ecco di seguito una tabella raffigurante la variazione dei flussi di cassa attualizzati in relazione a diverse percentuali di incremento annuale dell'ARPU:

Analisi per scenari con incremento ARPU: variazione dei flussi di cassa attualizzati											
Anno	Arpu corrente	Arpu 1%	Arpu 2%	Arpu 3%	Arpu 4%	Arpu 5%	Arpu 6%	Arpu 7%	Arpu 8%	Arpu 9%	Arpu 10%
	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
1	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639	-262639
2	-259686	-259419	-259153	-258887	-258620	-258354	-258087	-257821	-257555	-257288	-257022
3	-252061	-251197	-250326	-249449	-248567	-247679	-246784	-245884	-244978	-244065	-243147
4	-239500	-237628	-235730	-233805	-231854	-229876	-227872	-225840	-223781	-221694	-219580
5	-221689	-218308	-214856	-211332	-207733	-204060	-200310	-196483	-192578	-188594	-184529
6	-198259	-192762	-187107	-181292	-175312	-169164	-162844	-156347	-149671	-142811	-135762
7	-168783	-160433	-151782	-142819	-133535	-123919	-113963	-103655	-92985	-81941	-70513
8	-132769	-120682	-108065	-94897	-81155	-66818	-51861	-36262	-19995	-3035	14644
9	-89651	-72770	-55014	-36342	-16709	3930	25622	48417	72365	97521	123940
10	-38786	-15848	8464	34227	61524	90439	121063	153489	187817	224151	262598
11	14515	44378	76260	110291	146611	185364	226707	270802	317823	367952	421383
12	70231	107931	148466	192041	238878	289210	343289	401379	463767	530753	602660
13	128343	174840	225184	279686	338681	402527	471612	546350	627187	714601	809105
14	188837	245141	306528	373452	446404	525914	612558	706961	809796	921793	1043741

[Fig.24] Elaborazione personale su excel riguardante l'analisi per scenari della variazione dei flussi di cassa scontati, assumendo come variabili gli incrementi annuali di ARPU da 1% a 10%.

Come possiamo notare, basterebbe un incremento dell'ARPU annuale del 2% per anticipare di un anno il periodo profittevole, un incremento di almeno il 5% per anticipare lo stesso periodo di 2 anni, e di almeno il 10% per anticiparlo addirittura di 3 anni.

3.4. La mappa cognitiva: creazione di un modello matematico attraverso il documentary coding method

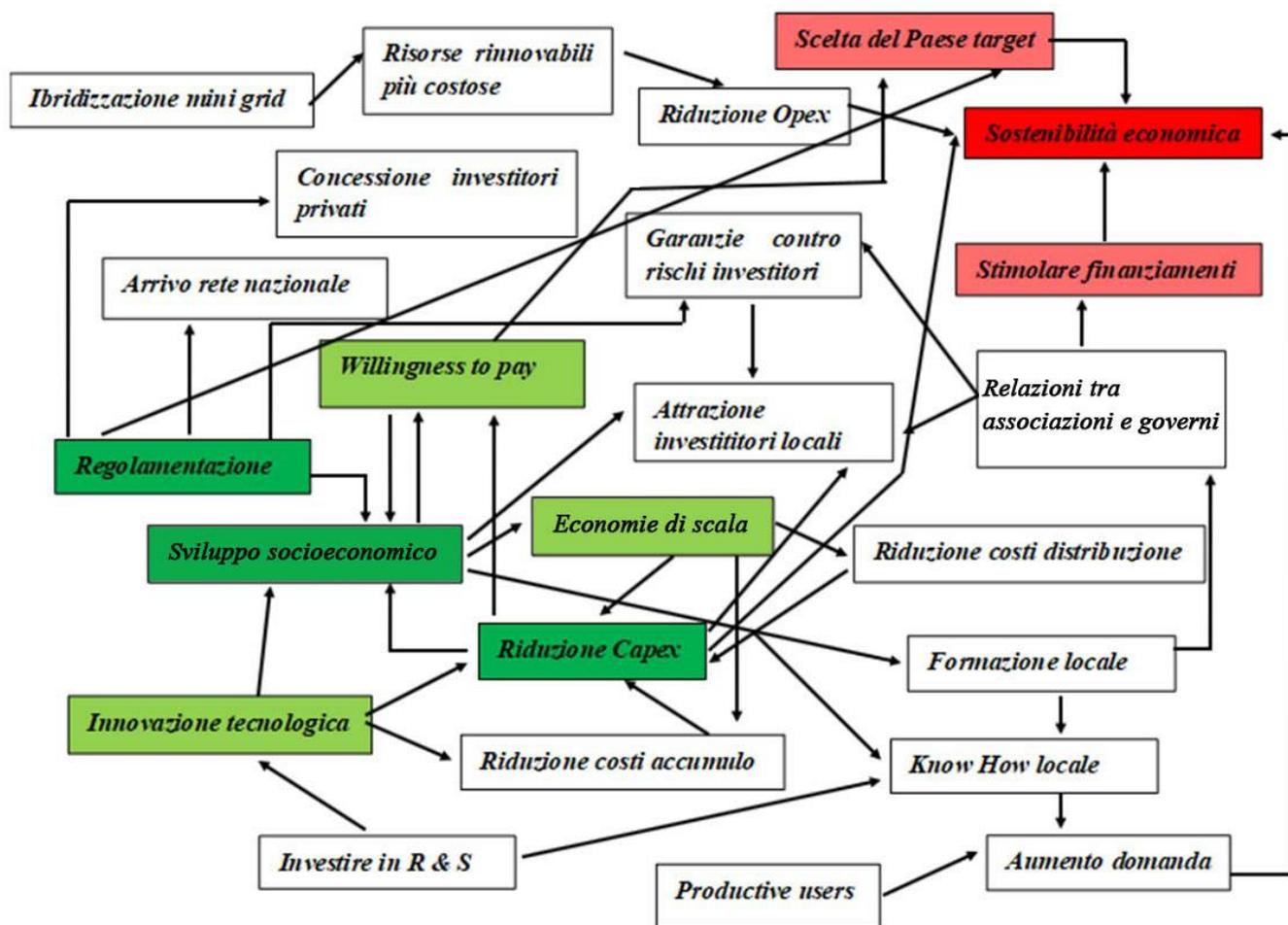
Una mappa cognitiva è una rappresentazione, grafica o matematica, del sistema di credenza di un decision maker, ossia uno strumento di supporto alla veridicità di determinate informazioni e analisi. Negli anni gli studiosi hanno cercato di estendere l'efficacia delle stesse mappe cognitive tramite l'utilizzo di diverse metodologie: una delle più efficaci risulta sicuramente il documentary coding method che consiste nella codifica delle trascrizioni di registrazioni fatte a determinati decisori, o comunque esperti di determinati campi. È interessante vedere poi quali siano gli aspetti più rilevanti e comuni dell'intervista e le loro interdipendenze: facendo ad esempio una ponderazione di più interviste su un determinato problema di cui si cercano determinate soluzioni, si potrebbe creare un modellino matematico in cui, dando determinati pesi percentuali come le interdipendenze tra le soluzioni o il numero di volte che viene pronunciata la stessa soluzione, si può ottenere un punteggio relativo a tutte le soluzioni del contesto e vedere quale risulta la più rilevante. È chiaro che il modello non ha una veridicità assoluta, ma permette di capire, attraverso l'analisi delle interdipendenze, quali siano le relazioni che legano le diverse soluzioni.⁸²

Considerando il documentary coding method, cerchiamo ora di creare una mappa cognitiva, con relativo modello matematico, di quelle che sono le soluzioni e gli aspetti rilevanti relativi al problema di fondo di questa tesi: la sostenibilità economica delle mini-grid. Utilizziamo come base della nostra analisi quattro interviste, rispettivamente di due ingegneri e due manager: il Dottor Davide Ceretti, General Manager di JUMEME; il Professore di "Energy Systems" Andrea Micangeli, il Dottor Maurizio Manenti, Innovation e Development Manager di Solarfields; il Dottor Michele Porri, Business Development Manager di Enel Green Power. Per

⁸²<http://www.cs.unibo.it/~ruffino/Lettere%20DPC/Muzzi,%20Ortolani%20%20Mappe%20cognitive%20e%20decisioni.pdf>

rendere lo studio ancora più realistico, prendiamo anche in considerazione due report incentrati sulla sostenibilità economica delle mini-grid: “*ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA-Lessons from Tanzania*” (2017), e “*RISK MANAGEMENT FOR MINI-GRIDS - A new approach to guide mini-grid deployment*” (2015). In particolare, per creare il nostro modello usiamo tre assumption per pesare la rilevanza delle soluzioni trovate: 30% in base al numero di volte che viene citata in totale, sia da intervistati che da report, la stessa soluzione; 30% tenendo in considerazione le soluzioni/temi comuni tra i vari report (quindi da 0 ad un massimo di 6, come il totale delle fonti); 40% in base al numero di interdipendenze o relazioni che ha la soluzione/tema con le altre soluzioni/temi (per fare un esempio, la soluzione del miglioramento della regolamentazione di un Paese, e perciò la trasparenza delle garanzie e degli incentivi sulle mini-grid, ha una relazione con la soluzione di attrarre nuovi investitori come diretta causa, ma viceversa non si può considerare una relazione reciproca, o interdipendente, poiché l’attrazione di nuovi investitori non comporta il diretto miglioramento della regolamentazione).

Sulla base di queste assunzioni, abbiamo selezionato 23 aspetti rilevanti connessi al problema della sostenibilità economica delle mini-grid, e 40 relazioni. Rappresentiamo adesso la mappa cognitiva, segnando con una freccia tutte le relazioni.



[Fig.25] Elaborazione personale raffigurante la mappa cognitiva sulle soluzioni e i temi che maggiormente impattano sulla sostenibilità economica delle mini-grid.

Nel grafico risulta che i temi con più relazioni causali, ben cinque, sono quelli della Regolamentazione e dello sviluppo socioeconomico. Continuando la nostra analisi, risulta che la regolamentazione è l'argomento più citato in totale con un ammontare di 26 volte, mentre le soluzioni citate in tutte le fonti sono: sempre la regolamentazione, le garanzie contro i rischi degli investitori, la willingness to pay, lo sviluppo socioeconomico, la riduzione dei capex e le economie di scala. Svolgendo i calcoli riguardanti la ponderazione delle percentuali riguardanti le tre assunzioni, otteniamo la seguente classifica, data dalla formula:

(peso relazioni* n relazioni) + (peso cit. totali * cit totali) + (peso cit.comuni * cit. comuni)

CLASSIFICA		
Regolamentazione		11,6
Riduzione Capex		9,7
Sviluppo socioeconomico		7,7
Economie di scala		7,5
Willingness to pay		6,2
Innovazione tecnologica		6
Garanzie contro rischi investitori		4,6
Relazioni tra associazioni e governi		4,5
Investire in R & S		4,4
Scelta del Paese target		4
Arrivo rete nazionale		3,6
Ibridizzazione mini grid		3,4
Concessione investitori privati		3,3
Formazione locale		3,2
Know How locale		3,1
Productive users		3,1
Riduzione costi accumulo		2,8
Risorse rinnovabili più costose		2,5
Riduzione costi distribuzione		2,5
Aumento domanda		2,2
Riduzione Opex		1,6
Riduzione Opex		1,6
Attrazione investitori locali		0,9

[Fig.26] Elaborazione personale su Excel riguardante la classifica dei temi/soluzioni che impattano di più sulla sostenibilità economica delle mini-grid. Vedi dettagli dei calcoli nella Tabella 6 in Appendice

È interessante notare come, attraverso l'utilizzo di questo modello matematico, la regolamentazione, la riduzione dei capex e lo sviluppo socioeconomico siano i temi che impattano maggiormente sulla sostenibilità economica delle mini-grid. Effettivamente dal miglioramento della regolamentazione derivano tutta una serie di aspetti, come portare incentivi nel processo di elettrificazione migliorando a sua volta il contesto socioeconomico, aumentare la domanda e diminuire i rischi per gli investitori. La riduzione dei capex è il secondo argomento più rimarcato nelle nostre analisi, ed effettivamente rappresenta lo scoglio principale alla sostenibilità delle mini-grid: i ricavi permettono di coprire appena i costi variabili, ma gli stessi opex risultano quasi sempre una minima percentuale dei capex, perciò possiamo immaginare quanto sia complicato completare il periodo di pay-back. Anche le

economie di scala risultano avere un'importanza fondamentale, poiché consentono di spalmare meglio i costi fissi, avendo in questo senso una forte relazione col tema dei Capex. I risultati ottenuti non sono una verità assoluta, ma ci permettono di riflettere su quelle che sono le potenziali soluzioni alla sostenibilità economica delle mini-grid in chiave futura.

Conclusione

Per raggiungere quello che è l'obiettivo della tesi, ossia fornire un'analisi esaustiva del business model delle mini-grid al fine di comprenderne l'effettiva sostenibilità economica nel processo di elettrificazione rurale in Africa, ho incentrato le mie ricerche e portato avanti i miei studi su tre pilastri:

1) sulla base della literature review, ho approfondito gli elementi fondamentali del modello di business delle mini-reti, ovvero la value proposition, le attività e le risorse "chiave", i segmenti di clientela, la struttura dei ricavi e dei costi, i canali di distribuzione, i finanziamenti e le possibili partnership.

2) ho studiato il contesto africano, prima approfondendo il settore socioeconomico e quello energetico, poi soffermandomi sugli aspetti rilevanti in termini di politica e regolamentazione delle mini-grid, e sul quadro istituzionale e sui relativi stakeholder.

3) ho analizzato e approfondito tre casi, diversi tra loro per tipologia ma strettamente correlati: il primo è un caso geografico, ovvero ho analizzato e approfondito le cause che hanno permesso alla Tanzania di avere il più grande sviluppo in termini di accesso all'elettricità in Africa negli ultimi 20 anni, nonché il più grande sviluppo in termini di implementazione di mini-grid, spiegandone i motivi a livello politico-istituzionale, di finanziamenti, e di modelli operativi adottati e relative gestioni di business; nel secondo caso ho scelto di analizzare la società JUMEME Rural Power ltd, realtà di successo in Tanzania nel business delle mini-grid, spiegando quelli che sono stati gli elementi fondamentali che hanno portato a questo risultato, in termini di partnership, meccanismi di scelta delle aree target su cui operare, accessi ai finanziamenti e competitività della struttura tariffaria; nel terzo caso ho analizzato gli investimenti della società Vulcan Inc in Kenya per l'implementazione di 9 mini-grid, creando, tramite alcuni dati di report e alcune assunzioni (come la crescita di domanda, la copertura di parte dei capex tramite fondi pubblici e la riduzione di parte degli opex grazie all'utilizzo di nuove tecnologie), un modello economico con la finalità di

rappresentare, grazie alla struttura dei costi e dei ricavi, il raggiungimento di un break even point: a causa della lunghezza temporale del progetto, ho migliorato l'analisi tramite l'implementazione del discounted cash flow e di un'analisi per scenari utilizzando l'ARPU come variabile incrementale.

A completamento di questi tre pilastri, ho infine creato una mappa cognitiva fondata sulle relazioni dei temi e soluzioni che più si affiancano alla sostenibilità economica delle mini-grid in Africa: ho ricercato questi temi facendo analizzando le mie interviste, rispettivamente a due manager e due ingegneri, e due report basati sul risk management delle mini-reti. Alla luce di questi dati, sulla base del documentary coding method, ho infine creato un modellino matematico per cercare di capire quali temi e soluzioni impattassero di più nella sostenibilità economica delle mini-reti, facendo una ponderazione tra i temi, assegnando un determinato peso rispetto a tre diverse assumption: il numero di diverse relazioni, il numero totale di citazioni e il numero comune di citazioni.

Nella mia personale analisi dei risultati, posso affermare che non esiste ancora un modello di business delle mini-grid che abbia una sostenibilità economica autonoma. Questi impianti permettono di garantire l'accesso all'elettricità ad abitanti di zone rurali distanti dai centri urbani, anche in maniera sostenibile da un punto di vista ambientale tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili. Tuttavia, sono numerosi i problemi che impattano su questo tema: i flussi di ricavi permettono di coprire, seppur non largamente, gli opex, e quindi quelli che sono i costi variabili, ma la vera spesa delle mini-reti risultano i costi investimento, ovvero i capex, altamente difficili da ricoprire coi soli ricavi nel lungo periodo. Inoltre, lo stesso utilizzo di risorse rinnovabili aumenta l'ammontare dei capex. Con il modello economico, ho dimostrato come servano parecchi anni per raggiungere autonomamente il break even, ma la fattibilità dell'investimento è compromessa da numerosi altri rischi: da una parte le poche garanzie regolatorie dei governi africani, poiché, ad esempio, non sono note le conseguenze in caso dell'arrivo della rete nazionale; così come, da un punto di vista

finanziario, è troppo alto il rischio correlato alla variazione del valore del denaro nel lungo periodo. Lo stesso modello dimostra come siano fondamentali i finanziamenti di tipo pubblico a sostegno del progetto per garantire la copertura dei capex e, nonostante ciò, i termini di recupero dell'investimento risultano comunque abbastanza lunghi anche seppur fattibili finanziariamente. È anche vero che nel ritorno finanziario dei progetti delle mini grid bisognerebbe tenere conto di altri fattori potenziali, come la crescita della domanda, lo sviluppo tecnologico e perciò la riduzione dei capex: per questo motivo ho creato un'analisi per scenari, molto utile per capire l'impatto di questi fattori in termini di aumento incrementale dei ricavi medi per cliente, arrivando, con una previsione del +10% dell' ARPU incrementale annuo, ad una riduzione di circa il 30% del tempo di recupero.

Le dimostrazioni sulla sostenibilità economica delle mini-grid sono ancora più confermate dal modello matematico ottenuto sulla base del documentary coding method: la riduzione dei capex risulta il secondo tema di impatto più rilevante, ma la stessa è legata da una numerosa serie di fattori, come ad esempio l'impossibilità di spalmare i costi fissi su larga scala poiché le zone rurali in cui non è presente l'elettricità hanno una scarsa densità di popolazione (oltre che una scarsa willingness to pay) e perciò una domanda relativamente bassa. Il problema di fondo nel processo di elettrificazione rurale in Africa tramite questi nuovi sistemi di energia risulta essere tuttavia quello della regolamentazione: questa è la causa che sta alla base di quella che possiamo considerare una vera e propria barriera allo sviluppo socioeconomico del Paese. La Tanzania ha dimostrato come, tramite il miglioramento del legal framework, con regole chiare e trasparenti a sostegno degli investitori, si possa andare incontro ad un forte sviluppo economico ed energetico. I paesi in via di sviluppo africani, purtroppo, non godono di una buona regolamentazione: questa caratteristica è il primo fattore che viene considerato dagli stessi investitori nella scelta del paese target, poiché questi richiedono un quadro normativo che minimizzi i rischi del progetto, i costi e le barriere all'ingresso sul mercato e fornisca una certa garanzia di stabilità futura.

I governi africani dovrebbero migliorare il proprio legal framework sotto più punti di vista, come ad esempio: decidere tra un approccio decentralizzato, centralizzato o misto per la pianificazione delle mini-reti; definire il termine mini-griglia nelle leggi, nei piani, nelle politiche e nei regolamenti pertinenti del paese; stabilire un processo di approvazione chiaro e trasparente; stabilire un piano di finanziamenti pubblici volto alla riduzione dei costi di investimento; stabilire dei regolamenti in termini di garanzie verso gli investitori privati. La Tanzania ha fornito chiarezza agli sviluppatori e agli operatori di mini-grid su come viene definito un progetto di mini-rete e su come sarà regolamentato. I legislatori e i responsabili delle politiche degli altri paesi dovrebbero prendere in considerazione le definizioni della mini-griglia della Tanzania man mano che sviluppano il loro legal framework.

Ovviamente non è un discorso facile, per motivi economici, ma come abbiamo spiegato nel secondo capitolo, l'accesso all'elettricità è il principale input per lo stesso sviluppo economico. Gli incentivi statali non dovrebbero essere ritenuti solamente come finanziamenti a fondo perduto ma come dei sostegni per un fine futuro, ossia lo sviluppo energetico: per aumentare la redditività commerciale delle mini-reti e incoraggiare la partecipazione di entità non governative, i governi possono fornire sovvenzioni e sussidi specificamente progettati per ridurre i costi di costruzione, gestione e manutenzione. Un'altra soluzione sul fronte incentivi, facendo riferimento al caso JUMEME, può essere lo sviluppo di rapporti tra investitore e commercial partners al fine di ottenere linee di microcredito.

In questo contesto purtroppo le mini-grid potrebbero avere solo un ruolo di transizione: fornire elettricità nelle zone rurali lontane dai centri urbani, espandere l'accesso all'elettricità con conseguente sviluppo socioeconomico del Paese ed andare incontro al rischio di essere sostituite in futuro dall'arrivo della rete nazionale che è in continua espansione.

Un ruolo fondamentale è sicuramente svolto da determinati enti e associazioni che promuovono le relazioni tra governi e investitori, come nel caso del mercato delle mini-grid, in maniera da sbloccare incentivi e fonti di finanziamento pubbliche; gli

stessi enti, così come gli stessi investitori, possono anche fornire aiuti in termini di know how locale, in maniera tale da aumentare la stessa domanda e promuovere i productive users. Sulla base di ciò i governi, adottando politiche vantaggiose per l'implementazione delle mini-grid potranno far crescere anche il sistema industriale, con conseguente circolo della moneta.

Un punto finale è da spendere nel progresso tecnologico: negli ultimi anni la tecnologia ha permesso di ridurre altamente i LCOE delle mini-grid, (ad esempio nel caso di JUMEME c'è stato un calo dell'80% dei costi di accumulo negli ultimi anni), nonché sia le spese di impianto che di manutenzione, e potrebbe risultare una speranza quasi concreta sui cui potrà aggrapparsi in futuro l'autonoma sostenibilità economica delle mini-grid.

Appendice

Interviste personali

1) Dott. Davide Ceretti, General Manager di JUMEME

- “Il settore delle mini-grid, secondo studi ed analisi, risulta ancora non profittevole: ci può spiegare la competizione dei vari player, sulla base dei business model adottati?”

- “I grandi player ancora non ritengono profittevole il mercato delle mini-grid, ed è vero, poiché al momento non esiste al mondo un business model che garantisca una sicurezza del ritorno dell’investimento. In questo momento ci sono molti player che stanno cercando un metodo per far diventare questo settore profittevole, in maniera tale che possa attrarre investitori privati, e JUMEME è uno di questi: tutti questi player hanno un loro specifico business model, cercano un modello che abbia dei capex e opex che sostengano la realtà degli income che si possono aspettare da questi impianti. Il business model sono molto diversi tra loro, anzi, in realtà erano molto diversi: Devergi ad esempio, il loro business model si basava sulle micro-grid, impianti molto piccoli e molto modulabili che si possono appunto adottare a diversi contesti; Engi ad esempio è una via di mezzo, molto modulabile che si può facilmente adottare alle diverse realtà, ma più focalizzato a fornire energia in bassa tensione monofase; il nostro modello prevede la fornitura di energia trifase, 7 giorni su 7, 24 ore su 24. Perciò sostanzialmente, puntiamo molto sui productive users. Queste sono le vere differenze dei business model sviluppati in questi anni. Possiamo affermare che il comune denominatore di questi business model è quello di abbassare il più possibile i costi capex e opex, in modo da avere una struttura operativa snella e poco costosa. Uno dei motivi per il quale non esiste un modello vincente è che purtroppo ci scontriamo con alcune realtà importanti: innanzitutto nei Paesi in via di sviluppo il costo dell’elettricità non è mai il costo di produzione, è molto più basso. Le nostre tariffe sono cost-reflective. Non è così semplice in termini di scale up, poiché con le economie di scala si dovrebbero coprire i corporate cost; nessuno ci riesce in termini di finanza e politica.”

- “Cosa si intende per trifase? E per productive users?”

- “Qualche anno esistevano diversi business model, adesso i vari player però si stanno aggregando su due tipi principali: uno è quello del trifase come noi, l’altro quello delle micro-grid. Per dividere il servizio che viene offerto si sono sviluppati vari metodi ed uno è proprio quello della banca mondiale: il nostro modello è simile a

quello di Enel in Italia, ossia in termini di utility pubblica. Quando dico trifase semplicemente dico che noi possiamo dare elettricità a quelle attività che prevedono motori elettrici di media taglia. Teniamo presente però che una media taglia italiana non è quella che può essere considerata qua in Tanzania, poiché la pima potrebbe risultare anche cento volte più grande: per media taglia qua si intendono motori che rimangono entro i 10 KW, come ad esempio una macina per lavorare la farina e produrre cereali. Noi riusciamo a coprire qualsiasi potenza, ma come tutti cerchiamo di standardizzarci, dimensioniamo le nostre generation facilities in maniera tale che possano sostenere il carico medio che si trova in un villaggio; è chiaro che se uno si trova in una posizione particolare dove si trovano diverse attività simili di media taglia, o zone industriali, si dimensiona in base al contesto. Infatti, tutti gli operatori dimensionano le loro centrali in base a quello che è il carico che prevedono, soprattutto se hanno dei clienti fissi. Nei Paesi in via di sviluppo, una cosa che è facile trovare sono le piccole macine per la lavorazione dei cereali, così come può essere mais e riso: il mercato in quel caso è molto standard perché si utilizzano macchinari simili. Mi sono soffermato su questo argomento perché noi puntiamo su queste attività, perché i nostri sistemi sono mediamente più grossi di quelli dei nostri competitor. In realtà non siamo veri e propri competitor, se non dal punto di vista del business model. Il business model di JUMEME principalmente si sostiene su tre gambe: da una parte la mini-grid descritta fino ad ora dove produciamo l'elettricità, la distribuiamo e la vendiamo; un secondo aspetto è fornire elettricità al sistema nazionale attraverso altri tipi di impianti in modo da garantire un flusso finanziario più stabile; la terza gamba è quella basata sulla stimolazione dei productive users. Un elemento fondamentale di quando si entra in un'area non elettrificata, è capire quanto le value chain siano allungate: di solito in queste zone è molto lunga poiché manca l'energia, uno dei pilastri per diminuire la value chain. In tutte queste aree, seppur piccole, troverai persone business oriented che quando noteranno la possibilità di accorciare la value chain tramite elettricità compiranno sicuramente il nostro servizio. Il problema riguarda però la mancanza di competenza in queste aree appunto abbandonate, e la mancanza di finanza. JUMEME cerca principalmente di coprire questi due ambiti, ossia dare assistenza tecnica sugli stessi macchinari e assistenza economica, ossia schemi finanziari per aiutare ad impiantare nuove attività. In questo modo ciò che cerchi di fare è accorciare il tempo necessario per svolgere determinate attività. Facendo così stimoliamo la domanda e lo sviluppo economico, poiché diminuire la lunghezza della value chain vuol dire anche liberare risorse da altre parti”

- “Può approfondire il tema dello scale-up? “

- “Bisognerebbe fare uno scale-up poiché con le revenues delle mie mini-grid riesco giusto a coprire i costi operativi, gli opex del singolo cluster insomma, quello che non si riesce a coprire sono i corporate cost poiché servirebbe una determinata scala che

non è ancora possibile raggiungere per motivi di politica e finanza: non è semplice raggiungere quelle condizioni per cui possano arrivare finanziamenti privati poiché politicamente mancano le garanzie.”

- “Perciò le politiche interne di questi Paesi in via di sviluppo non aiutano?”

- “Diciamo che in quasi nessuna parte del mondo esiste un legal framework che garantisca la sufficienza per un investitore privato. Io potrei trovare investitori anche domani, il problema è il costo di quel denaro, che se è troppo alto non mi permette di avere un payback idoneo.”

- “Quali sono i problemi principali del legal framework?”

- “Possiamo dire che mancano alcuni pezzi, il Governo non dice come sono elettrificate le diverse aree, perciò i cittadini pagano diversi prezzi a seconda delle diverse aree, in base alla fornitura o meno della rete nazionale. Inoltre, non sappiamo fin dove arrivi la rete nazionale, e ancora più importante, non sappiamo cosa succederà nel caso arrivi la rete nazionale: perciò chi possiede un sistema di mini-grid non saprebbe come comportarsi senza queste garanzie. Non sarebbe un problema se ci fosse una chiara regola che spiegasse le conseguenze dell’arrivo della main grid, anche se ciò si potrebbe considerare e valutare nel business plan come un rischio.”

- “Quali potrebbero essere le soluzioni in caso di arrivo della rete nazionale?”

- “Ci si potrebbe connettere e agire come distributore: le aziende sanno che l’affidabilità della rete nazionale è bassissima e in molte ore del giorno non c’è proprio elettricità, perciò una soluzione sarebbe comprare l’elettricità della rete nazionale quando c’è, quando non c’è la complemento con quella che produco io. In questo modo si potrebbe usare la rete nazionale come batteria ma non necessariamente. Un altro problema circa l’arrivo della rete nazionale è la tariffa: sarebbe quella nazionale o di distribuzione? In questi anni in Tanzania c’è la discussione riguardo il fatto che, in caso di arrivo della rete, gli operatori privati possano operare come net metering, quindi sostanzialmente si usa la main grid come batteria: in quel caso si potrebbe coprire con maggiore efficienza il sussidio che la rete nazionale ha per rimanere operativa.”

- “Nella scelta del Paese target, oltre l’aspetto regolatorio, cosa bisognerebbe analizzare?”

- “I fattori principali sono appunto il sistema regolatorio e il contesto geografico nonché socioeconomico. La Tanzania appunto presenta un buon legal framework, molto avanzato e una situazione geografica particolarmente felice: essendo la nazione molto estesa, circa tre volte l’Italia, e presentando numerosi villaggi particolarmente sparsi, il costo delle grid per la national utility risulta altissimo. È molto importante

capire poi la willingness to pay, ossia la reale capacità e volontà di pagamento dei potenziali clienti, che però è legata alla scelta dei villaggi: noi portiamo avanti analisi basate dall'economia locale grazie ai dati forniti dalle Nazioni Unite e agli IFC.”

- “Cosa ci può dire dei finanziamenti?”

- “La maggior parte dell'investimento è coperto da fondi pubblici dell'Unione europea, che coprono circa il 46% del totale più alcuni fondi più o meno locali, ossia donatori nei confronti del Governo locale: ciò è imprescindibile al momento perché al momento il modello vincente non esiste. Siamo ancora in una start up phase e abbiamo bisogno di fondi pubblici. Necessiterebbe una maggiore scala e un miglior regulatory framework. In realtà ad oggi, dopo l'ultimo consiglio di amministrazione, abbiamo dei numeri che, attraverso la scala necessaria, ci permetterebbero di essere profittevoli. Nella nostra azienda il maggior shareholder è RP Global, e il secondo è Inensus. L'idea viene da Inensus sostanzialmente e i fondi da RP Global.”

- “Perciò nella vostra società avere una sorta di banca interna, per svolgere micro-credito?”

- “Più o meno, teniamo noi le nostre contabilità, abbiamo più che altro delle commercial partnership per svolgere le attività di micro-credito. Anche per la formazione tecnica in loco, cerchiamo delle partnership a livello locale”

- “In chiave tecnologica, quanto è importante l'innovazione tecnologica? Nei prossimi anni sarebbe possibile avere progetti economicamente sostenibili grazie alla tecnologia e quindi alla riduzione di capex e opex?”

- “In realtà sta tutto proprio lì, sull'innovazione tecnologica. Quando dicevo prima del cambiamento del business model degli ultimi anni mi riferirò soprattutto alle migliori riduzioni di capex e opex dovute allo sviluppo tecnologico. Ad esempio, noi abbiamo ridotto il costo dell'80% del metering, tutto grazie alla tecnologia. Ma soprattutto le migliori tecnologiche posso anche venire dall'esterno, ad esempio riguardo i costi del KW. In un futuro prossimo probabilmente le mini-grid saranno sostenibili economicamente.

2) Prof. Andrea Micangeli, “Energy Systems” Professor (Sapienza Università di Roma, SUNY State University of New York, RES4AFRICA)

- “Può fornirmi un quadro generale su quelle che sono le funzioni e le parti che compongono i sistemi delle mini-grid? Quali tipi di mini-grid esistono?”

- “Le mini-grid sono dei sistemi energetici in cui avviene la generazione di energia tramite combustibili, o rinnovabili, che viene poi distribuita nella stessa area. Possono essere implementate per uso captive o industriale. Ad esempio, le aziende agricole che stanno in zone rurali possono chiedere il collegamento alle mini-grid per l’utilizzo di energia elettrica. Possono esserci poi mini-grid basate sulle comunità, quindi ad uso urbano, che stanno sotto i 10KW, i 100KW o il MW. Possono esserci poi mini-grid collegate alla rete, anche urbana, ossia i classici esempi dei condomini: producono energia e la utilizzano ma tengono una connessione alla rete principale cercando di diminuire al minimo lo scambio con la stessa in maniera tale da diminuire i costi; infatti lo scambio con la rete il costo più rilevante per le mini-grid. Di conseguenza le mini-grid possono essere anche off grid, ossia situarsi in aree remote, quindi il driver risulta il costo del combustibile. Nel momento in cui parliamo di mini-grid connesse alla rete, sono spesso dedicate ad una comunità che abbia un importante consumo, non incentrato in un unico uso, come ad esempio un’industria o area residenziale: in questo caso la mini-grid è molto conveniente.”

- “Quali sono gli step che compongono la fase di installazione ed implementazione delle mini-grid? Quali sono le voci di costo di rilevanti?”

- “Se usiamo risorse rinnovabili i costi più alti sono i capex, pur avendo opex più bassi. Nei motori di combustione abbiamo capex più bassi ma opex più alti. Nei capex, la voce di costo più rilevante è sicuramente quella della manutenzione ordinaria. Anche gli opex sono molto alti nel lungo periodo, soprattutto considerato il deterioramento dell’impianto. Per cercare di limitare i costi, si usano spesso dei modelli ibridi che prevedono l’utilizzo sia di rinnovabili che di combustibili fossili. Un altro costo rilevante è quello di storage. Attualmente in nord Europa si sta diffondendo l’utilizzo di storage collegati alla rete. Il costo dello storage è ancora una bandiera importante per la diffusione delle mini-grid”

- “Quali sono le differenze in termini di qualità, ma anche di tariffe, tra l’energia fornita da mini-grid e l’energia fornita dalla rete nazionale?”

- “Questa è una scommessa su entrambi i fronti: ci sono paesi in cui la rete nazionale può avere una qualità bassa in termini di qualità e quantità, e di conseguenza potrebbe essere più importante avere un back up locale, e soprattutto più vantaggioso. In altri

Stati la rete nazionale fornisce energia di qualità superiore e quindi l'implementazione delle mini-grid troverebbe diverse barriere”

- “Avendo lei operato per molti anni in Africa, quali sono gli aspetti chiave da tenere in considerazione nella scelta del paese target dove implementare le mini-grid?”

- “Bisogna considerare che in molte aree le mini-grid sono viste solo come sistemi di transizione verso una successiva grid che le possa connettere. Se la mini-grid è studiata per essere effettivamente collegata alla rete non avrà nessuna incertezza; se viene studiata per essere stand alone, nel caso in cui arrivi la rete potrebbe non essere completato il business model. Ci potrebbero essere problemi di regolamentazione che variano da Paese a Paese, come quei Governi che non hanno un framework basato sulla condivisione. L'iter di approvazione dal punto di vista regolatorio sia delle mini-grid isolate che di quelle collegate alla rete, può prendere molto tempo, più del progetto esecutivo. In Italia è complicato ad esempio parlare di mini-grid, nel senso che, tenendo in considerazione il monopolio di Enel, non siamo ancora arrivati a considerare che un impianto possa essere gestito operativamente da un altro proprietario: se un condominio ha un suo impianto, può usarlo solo per uso condominiale, comune. Si dovrebbe costituire come società elettrica e risulterebbe complicato”

- “Da vari studi e analisi ho notato che le mini-grid non sono economicamente sostenibili se non grazie all'aiuto di numerosi incentivi, quando è distante la profittabilità delle mini-grid considerando la forte innovazione tecnologica?”

- “Gli incentivi pubblici sono molto importanti, soprattutto perché si sta facendo servizio pubblico, perché comunque si va incontro ad un processo di sviluppo anche economico del Paese. È normale che in alcuni Paesi il contesto è differente e più complicato: ciò dipende soprattutto dalla willingness to pay. È ovvio che la tecnologia ha un ruolo importante in tutto ciò perché col passare degli anni stanno diminuendo parecchio i costi di storage e non solo. Dobbiamo capire più che altro che siamo in una fase di ricerca tecnologica, quindi possiamo considerare i finanziamenti pubblici, oltre che aiuti prettamente economici, come aiuti alla stessa ricerca e allo sviluppo. Perciò questo finanziamento dovrebbe essere parte di una mission in chiave di avanzamento sia tecnologico che economico. È chiaro che per adesso questi sistemi, considerandoli stand alone, non possono autofinanziarsi, ma in futuro probabilmente sarà possibile grazie all'innovazione tecnologica e alla riduzione dei costi che la stessa comporterà.”

3) Dott. Maurizio Manenti, Innovation Manager e Business Development Manager di Solarfields

È di seguito riportata una sintesi dell'intervista riguardante la sostenibilità economica delle mini-grid.

La sostenibilità economica è il tema principale di questi sistemi che si stanno diffondendo sempre più, in tutto il mondo. In realtà, l'argomento dipende da alcuni punti di vista, in particolare la scelta del Paese e i costi capex. La scelta del Paese è il principale fattore perché in realtà nelle nazioni che presentano un'economia matura e avanzata, le mini-grid potrebbero essere economicamente sostenibili, solo che ci sono alcuni problemi relativi alla politica regolamentativa: l'esempio calzante è quello italiano dove le mini-grid potrebbero essere tranquillamente sostenibili se non sorgesse un problema di regolamentazione, dato dal monopolio di Enel.

Nei Paesi di sviluppo, oltre esserci numerosi problemi in relazione alla regolamentazione, si aggiungono anche problemi economici in termini di willingness to pay. È ovvio che con dei ricavi minori è difficile coprire gli elevati costi fissi delle mini-grid. In particolare, uno dei costi più rilevanti è sicuramente l'accumulo, anche se negli ultimi anni la tecnologia ha ridotto ampiamente queste spese. Gli stessi costi di accumulo sono sostenibili invece nei Paesi già maturi. È anche normale che i ricavi delle mini-grid sarebbero maggiori se anziché vendere alla stessa rete nazionale si vendesse l'elettricità, ma con ciò torniamo al problema della willingness to pay: l'economia del Paese per ciò è rilevante in termini di sostenibilità.

La regolamentazione nei Paesi in via di sviluppo pecca anche di garanzie, come ad esempio le conseguenze che cadrebbero sul proprietario degli impianti di mini-grid di una determinata area nel caso arrivasse la rete nazionale. È evidente che oggi purtroppo in queste nazioni, tenendo in considerazione questi fattori di rischio, le mini-grid non possono essere economicamente sostenibili se non grazie all'aiuto di incentivi. La maggior parte delle imprese che investono in Africa, infatti, lo fanno tramite dei bandi con grossi incentivi da parte di Banca Mondiale. Perciò possiamo dire che il successo di questi sistemi di mini-grid è possibile soprattutto grazie a finanziamenti a fondo perduto.

È chiaro che, in ottica futura, l'innovazione tecnologica possa permettere di ridurre notevolmente capex e opex e permettere di creare delle mini-grid economicamente sostenibili anche nei Paesi sottosviluppati, anche se rimarrà sempre l'incognita della regolamentazione.

4) Dott. Michele Porri, Business Development Manager di Enel Green Power

Sono di seguito riportate le parti più importanti dell'intervista.

“Le mini-grid hanno un grosso impatto nel continente africano, da una parte velocizzano quello che è il processo di elettrificazione, garantendo elettricità in un Paese carente sotto questo punto di vista, e dall'altra indirizzano lo sviluppo di energie da fonti rinnovabili. In Africa la qualità della poca energia elettrica che viene fornita è abbastanza scadente, e quindi considerando questo fattore correlato alla scarsa percentuale di elettrificazione, risulta un Paese interessante nel quale investire. Un fattore comunque importante è anche la vastità di risorse presenti nello stesso continente.”

“Sono due principalmente le soluzioni per risolvere il problema relativo a milioni di africani che non possono accedere alla rete nazionale: il primo è l'ampliamento della rete di trasmissione; in questo caso se EGP continua a realizzare impianti rinnovabili sulla rete, l'ampliamento comporterà al relativo aumento della domanda. La seconda soluzione riguarda quelle aree remote in cui la rete di trasmissione difficilmente riuscirebbe ad arrivare: questa soluzione riguarda le cosiddette mini-grid, ossia sistemi che possono autonomamente generare e distribuire elettricità.”

“Per quanto attiene la scelta del Paese in cui investire, ci basiamo principalmente su tre caratteristiche: la prima riguarda l'economia del Paese che deve risultare “sana”; non andiamo a investire in Paesi dove non c'è crescita o comunque l'economia non è sostenibile. La seconda è che il piano energetico nazionale preveda una serie di impianti che possano essere realizzati da produttori indipendenti, quindi non governativi come noi. Noi dobbiamo essere sicuri che dal punto di vista strategico del Paese ci sia questa concessione. La terza è che deve esserci un piano regolatorio e dei meccanismi di gara tra paesi trasparenti e chiari. I primi paesi che si sono mossi sono il Sudafrica e il Marocco: noi siamo partiti da quelle nazioni poiché gli stessi Paesi ha iniziato questi programmi in maniera abbastanza trasparente.”

“Per quanto attiene le mini-grid, queste fanno parte di un mondo particolare. Questi impianti oggi non hanno una struttura competitiva: di solito forniscono energia a piccole utenze, perciò i ricavi non coprono quelle che sono le grosse spese di impianto. La soluzione per le mini-grid per reggersi da sole economicamente sarebbe quella di aumentare i prezzi dell'energia elettrica fornita, ma nessuno vorrebbe pagare di più rispetto a quelle che sono le tariffe della rete nazionale. Lo scopo delle mini-grid è prettamente sociale, e hanno bisogno di essere sostenute da incentivi e finanziamenti a fondo perduto.”

“Un altro degli aspetti che caratterizzano la scarsa competitività delle mini-grid nei paesi africani è sicuramente la regolamentazione, che nella maggior parte delle nazioni è totalmente assente. In Etiopia, ad esempio, dove abbiamo vinto un bando per investire 120 milioni in fotovoltaici, abbandoniamo l’idea di installare sistemi di mini-grid a causa di problemi regolatori. Non esiste nessuna garanzia riguardo un possibile arrivo della rete nazionale laddove possiamo eventualmente installare questi sistemi. Perciò posso affermare che il business model delle mini-grid in Africa non è sostenibile economicamente sia per motivi regolatori che socioeconomici.”

Analisi su excel

	Capex		Opex annui
Generazione	92170	Affitto	1200
Accumulo	45300	Agent retain	2400
Costi struttura	30975	Spese misuraz	7800
Installazione	87304	Licenza	750
Distribuzione	124955	Manutenzione	21750
Metering	19656		
Trasporto	34871	Totale	33900
Totale	435231		

Tabella 1. Calcolo Capex e Opex

Anno	Clienti medi per Mini-grid	Arpu medio ponderato mensile per cliente	ricavi mensili	ricavi annui	Sommatoria ricavi totali
1	35	6,75	2126,25	25515	25515
2	39,41	6,75	2394,1575	28729,89	54244,89
3	44,37566	6,75	2695,821345	32349,8561	86594,74614
4	49,96699316	6,75	3035,494834	36425,938	123020,6842
5	56,2628343	6,75	3417,967184	41015,6062	164036,2904
6	59,91991853	6,75	3640,135051	43681,6206	207717,911
7	63,81471323	6,75	3876,743829	46520,9259	254238,8369
8	67,96266959	6,75	4128,732178	49544,7861	303783,623
9	72,38024312	6,75	4397,099769	52765,1972	356548,8203
10	77,08495892	6,75	4682,911254	56194,9351	412743,7553
11	82,09548125	6,75	4987,300486	59847,6058	472591,3612
12	87,43168753	6,75	5311,475017	63737,7002	536329,0614
13	93,11474722	6,75	5656,720893	67880,6507	604209,7121
14	99,16720579	6,75	6024,407752	72292,893	676502,6051
15	105,6130742	6,75	6415,994255	76991,9311	753494,5362
16	112,477924	6,75	6833,033882	81996,4066	835490,9428
17	119,788989	6,75	7277,181084	87326,173	922817,1158
18	127,5752733	6,75	7750,197855	93002,3743	1015819,49
19	135,8676661	6,75	8253,960715	99047,5286	1114867,019
20	144,6990644	6,75	8790,468162	105485,618	1220352,637
21	154,1045036	6,75	9361,848592	112342,183	1332694,82
22	164,1212963	6,75	9970,368751	119644,425	1452339,245
23	174,7891806	6,75	10618,44272	127421,313	1579760,557
24	186,1504773	6,75	11308,6415	135703,698	1715464,255
25	198,2502583	6,75	12043,70319	144524,438	1859988,694
26	211,1365251	6,75	12826,5439	153918,527	2013907,22
27	224,8603993	6,75	13660,26925	163923,231	2177830,451
28	239,4763252	6,75	14548,18676	174578,241	2352408,693
29	255,0422863	6,75	15493,8189	185925,827	2538334,519
30	271,620035	6,75	16500,91712	198011,005	2736345,525
31	289,2753372	6,75	17573,47674	210881,721	2947227,246
32	308,0782342	6,75	18715,75272	224589,033	3171816,278
33	328,1033194	6,75	19932,27665	239187,32	3411003,598
34	349,4300351	6,75	21227,87463	254734,496	3665738,094
35	372,1429874	6,75	22607,68649	271292,238	3937030,332
36	396,3322816	6,75	24077,18611	288926,233	4225956,565
37	422,0938799	6,75	25642,2032	307706,438	4533663,003
38	449,5299821	6,75	27308,94641	327707,357	4861370,36

Tabella 2. Calcolo dei rispettivi ricavi medi, annui e accumulati. Il numero di clienti è correlato al tasso di crescita del 12,6% tra l'anno 1 e 5, e del 6,50% per gli successivi anni.

numero minigrad	9	Profitto incrementale annuo			
crescita domanda anni da 2 a 5	12,6%	dopo investimento iniziale (capex)		Cash flow	DCF
crescita domanda anni da 6 in poi	6,50%	Profitto			
		1	-443616	-7836,45	-443067
tasso di sconto	7%	2	-448786,11	-4515,77	-447583
Investimento iniziale (capex)	435231	3	-450336,2539	-1265,38	-448849
Opex annui	33900	4	-447810,3158	1927,026	-446922
		5	-440694,7096	5073,329	-441848
Anno BEP Payback 19esimo anno		6	-430913,089	6517,907	-435330
Anno DCF Payback 32esimo anno		7	-418292,1631	7859,678	-427471
		8	-402647,377	9105,408	-418365
		9	-383782,1797	10261,42	-408104
		10	-361487,2447	11333,61	-396770
		11	-335539,6388	12327,52	-384443
		12	-305701,9386	13248,3	-371194
		13	-271721,2879	14100,76	-357094
		14	-233328,3949	14889,43	-342204
		15	-190236,4638	15618,5	-326586
		16	-142140,0572	16291,92	-310294
		17	-88713,88424	16913,36	-293380
		18	-29611,50998	17486,26	-275894
		19	35536,01861 BREAKEVEN POINT	18013,83	-257880
		20	107121,6366	18499,08	-239381
		21	185563,8197	18944,81	-220436
		22	271308,2447	19353,65	-201083
		23	364829,5573	19728,03	-181355
		24	466633,2553	20070,25	-161285
		25	577257,6936	20382,46	-140902
		26	697276,2204	20666,65	-120235
		27	827299,4515	20924,69	-99310,7
		28	967977,6925	21158,32	-78152,4
		29	1120003,519	21369,18	-56783,2
		30	1284114,525	21558,79	-35224,4
		31	1461096,246	21728,58	-13495,9
				21879,87 Anno 32	8384,015

Tabella 3. Calcolo del Breakeven point e Discounted cash flow

Anno	Clienti medi per Mini-grid	Arpu medio ponderato mensile per cliente	ricavi mensili	ricavi annui	Sommatoria ricavi totali
1	35	6,75	2126,25	25515	25515
2	41,839	6,75	2541,71925	30500,631	56015,631
3	50,0143406	6,75	3038,371191	36460,4543	92476,0853
4	59,78714275	6,75	3632,068922	43584,8271	136060,9124
5	71,46955045	6,75	4341,77519	52101,3023	188162,2146
6	85,4347006	6,75	5190,158062	62281,8967	250444,1114
7	102,1286411	6,75	6204,314947	74451,7794	324895,8907
8	122,0845776	6,75	7416,638088	88999,6571	413895,5478
9	145,939904	6,75	8865,84917	106390,19	520285,7378
10	174,4565613	6,75	10598,2361	127178,833	647464,571
11	191,0997172	6,75	11609,30782	139311,694	786776,2649
12	209,3306302	6,75	12716,83579	152602,029	939378,2943
13	229,3007724	6,75	13930,02192	167160,263	1106538,557
14	251,1760661	6,75	15258,94601	183107,352	1289645,91
15	275,1382628	6,75	16714,64946	200575,794	1490221,703
16	301,386453	6,75	18309,22702	219710,724	1709932,427
17	330,1387206	6,75	20055,92728	240671,127	1950603,555
18	361,6339546	6,75	21969,26274	263631,153	2214234,708
19	396,1338339	6,75	24065,13041	288781,565	2503016,272
20	433,9250016	6,75	26360,94385	316331,326	2819347,599
21	475,3214468	6,75	28875,77789	346509,335	3165856,933
22	520,6671128	6,75	31630,5271	379566,325	3545423,259
23	570,3387554	6,75	34648,07939	415776,953	3961200,211
24	624,7490726	6,75	37953,50616	455442,074	4416642,285
25	684,3501341	6,75	41574,27065	498891,248	4915533,533

Tabella 4. Rielaborazione dei ricavi tenendo in considerazione le assumptions: tasso di crescita della domanda del 19,5% per i primi 10 anni e 9,5% per i successivi, riduzione dei Capex del 40% grazie a sussidi pubblici, riduzione degli oper del 20% grazie all'utilizzo di batterie agli ioni di litio.

numero minigrig	9	Profitto incrementale			Cash flow	Discounted cash flow	
		dopo investimento iniziale (capex)			0	-1500	-262639
		1	-262743,6		1	2952,77404	-259686
		2	-266142,969		2	7624,59301	-252061
		3	-263582,5147		3	12560,9377	-239500
		4	-253897,6876		4	17811,3233	-221689
		5	-235696,3854		5	23429,8565	-198259
		6	-207314,4886		6	29475,8534	-168783
		7	-166762,7093		7	36014,5238	-132769
		8	-111663,0522		8	43117,7311	-89651
		9	-39172,86216		9	50864,837	-38786,2
		ANNO 10	54105,97101 BREAKEVEN POINT		10	53301,4656	14515,3
		11	159517,6649		11	55715,5217	70230,82
		12	278219,6943		12	58111,7304	128342,5
			411479,9574		13	60494,5845	188837,1

Tabella 5. Ricalcolo del breakeven point e del discounted cash flow tenendo in considerazione le assumptions elencate nella Tabella 4.

	40%	30%	30%						
	Relazioni	citazioni totali	citazioni comuni		Ponderazione		CLASSIFICA		
Concessione investitori privati	0	8	3		3,3		Regolamentazione		11,6
Ibridizzazione mini grid	1	6	4		3,4		Riduzione Capex		9,7
Risorse rinnovabili più costose	1	4	3		2,5		Sviluppo socioeconomico		7,7
Riduzione Opex	1	2	2		1,6		Economie di scala		7,5
Garanzie contro rischi investitori	1	8	6		4,6		Willingness to pay		6,2
Stimolare finanziamenti	1	2	2		1,6		Innovazione tecnologica		6
Scelta del Paese target	1	8	4		4		Garanzie contro rischi investitori		4,6
Arrivo rete nazionale	0	7	5		3,6		Relazioni tra associazioni e governi		4,5
Willingness to pay	2	12	6		6,2		Investire in R & S		4,4
Attrazione investitori locali	0	2	1		0,9		Scelta del Paese target		4
Relazioni tra associazioni e governi	3	7	4		4,5		Arrivo rete nazionale		3,6
Regolamentazione	5	26	6		11,6		Ibridizzazione mini grid		3,4
Sviluppo socioeconomico	5	13	6		7,7		Concessione investitori privati		3,3
Riduzione costi distribuzione	1	5	2		2,5		Formazione locale		3,2
Formazione locale	2	6	2		3,2		Know How locale		3,1
Riduzione Capex	4	21	6		9,7		Productive users		3,1
Innovazione tecnologica	3	11	5		6		Riduzione costi accumulo		2,8
Riduzione costi accumulo	1	6	2		2,8		Risorse rinnovabili più costose		2,5
Know How locale	1	7	2		3,1		Riduzione costi distribuzione		2,5
Investire in R & S	2	9	3		4,4		Aumento domanda		2,2
Productive users	1	6	3		3,1		Riduzione Opex		1,6
Aumento domanda	1	4	2		2,2		Riduzione Opex		1,6
Economie di scala	3	15	6		7,5		Attrazione investitori locali		0,9
Totale		40							

Tabella 6. Analisi su Excel del documentary coding method sul problema della sostenibilità economica, considerando come assumption le relazioni, le citazioni totali e le citazioni comuni, con rispettivi pesi di 40%, 30% e 30%.

Bibliografia

Bordeleau M., Payen L., Young T., *Developing Mini-grids in Zambia How to build sustainable and scalable business models*, 2016, ENEA Energy committed

Boston Consulting Group. *The African Challengers: Global Competitors Emerge from the Overlooked Continent*, 2010, Boston Consulting Group, Boston.

Breyer Ch., Werner C., *Analysis of mini-grid installations: An overview on system configurations*, 2012, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference

Castalia, Ecoligo, *MINI GRIDS IN KENYA ACASE STUDY OF A MARKET AT A TURNING POINT*, 2017, The International Bank for Reconstruction and Development, THE WORLD BANK GROUP, Washington

Contejean A., Verin L., *Making mini-grids work: Productive uses of electricity in Tanzania*, (2017), International Institute for Environment and Development, London

Franz M., Kondev B., Peterschmidt N., Rohrer M., *Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*, 2014, European Union Energy Initiative Partnership Dialogue Facility, Eschborn, Germania

Glania G., Rolland S., Wiemann M., *Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned*, 2014, Alliance for Rural Electrification (ARE)

Global Village Energy Partnership (GVEP International), *Policy briefing: The history of mini-grid development in developing countries*, 2011, Global Village Energy Partnership, Londra

Greacen C., Knuckles J., Siyambalapitiya T., Tenenbaum B., *From the Bottom Up How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa*, 2014, International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Washington

Hankins M., *Tanzania`s Small-Hydro Energy Market, Target Market Analysis*, 2009, Berlino

IRENA - international renewable energy agency, *Accelerating Off-grid Renewable Energy: Key Findings and Recommendations*, 2017, Abu Dhabi

IRENA - international renewable energy agency, *Innovation Outlook: Renewable Mini-grids*, 2016, Abu Dhabi

IRENA – international renewable energy agency, *Renewable energy technologies: cost analysis series, Solar Photovoltaics*, 2012, Abu Dhabi

IRENA - international renewable energy agency, *Renewable Power Generation Costs in 2017*, 2018, Abu Dhabi

Kendall A., Nikomarov M., Swemmer T., *Brighter Africa - The growth potential of the sub-Saharan electricity sector*, 2015, Global Editorial Services McKinsey & Company

MANETSGRUBER D., WAGEMANN B., KONDEV B., DZIERGWA K., *RISK MANAGEMENT FOR MINI-GRIDS - A new approach to guide mini-grid deployment*, 2015, Alliance for Rural Electrification (ARE), Bruxelles

Meister Consultants Group, Inc., *Practical Guide to the Regulatory Treatment of Mini-Grids*, 2017, United States Agency for International Development (USAID)

Ngamlagosi F., *Public notice - The second generation small power producers framework for Tanzania*, 2015, Ewura

Obadia Bishoge K., Zhang L., Mushi W.G., “*Review The Potential Renewable Energy for Sustainable Development in Tanzania: A Review*”, 2018, MDPI, Basel

Odarno L., *Mini-grids for energy access in sub-saharan africa*, 2016, TaTEDO

Odarno L., Sawe E., Swai M., Maneno J.J. Katyega, Lee A., “*ACCELERATING MINIGRID DEPLOYMENT IN SUB-SAHARAN AFRICA - Lessons from Tanzania*”, 2017, World Resources Institute, Washington

Safdar T., *Business models for mini-grids - Technical report 9*, 2017, Smart Villages Initiative, c/o Trinity College, Cambridge

Thabethe H., *Renewable Energy Policies in South Africa*, 2010, Parliament of Republic of South Africa

The EUEI PDF on behalf of the stakeholders of the Africa-EU Energy Partnership, *Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme (RECP) Creating Opportunities for Renewable Energy Strategy 2020*, 2010, European Union Energy Initiative – Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF), Germany

The World Bank, *Africa’s future and the World Bank’s support to it*, 2011, The World Bank

Willis Towers Watson, *Power and Renewable Energy Market Review 2018*, 2017, Robin Somerville

Zaurrini M., Belgrano G., Camoin C.,Cassetta I., Quadrucchio C.,Taibi G.,Vollaro M., *Energie rinnovabili- Per uno sviluppo ecosostenibile che abbia l’Africa al centro*, 2016, Internationalia Srl, PressUp Srl, RES4Africa, Roma

Zervos A., *Renewables 2018 global status report*, 2018, REN21, Parigi

Sitografia

http://www.difesambiente.it/energia/risorse_rinnovabili.html

<http://www.energymanager.net/index.php/le-energie-rinnovabili>

<http://www.scienzaverde.it/energia-solare/>

http://www.repubblica.it/ambiente/2016/04/13/news/italia_1_a_al_mondo_per_uso_energia_solare_8_del_fabbisogno-137522111/

<http://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/energie-rinnovabili-2018-italia/>

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202016.PDF

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20statistico%20GSE%20-%202016.pdf

http://www.IRENA.org/newsroom/infographics?IRENA_topic=6c0df1ac3dc743d39d48ad8ec82665d4

<http://www.green.it/il-futuro-delle-energie-rinnovabili/>

https://it.wikipedia.org/wiki/Costo_dell%27elettricit%C3%A0_per_fonte

<http://energiaoltre.it/le-energie-rinnovabili-costano-sempre-meno/>

<http://www.green.it/mini-grid-rinnovabili-garantire-laccesso-allenergia-tutti-entro-2030/>

<https://www.bbs.unibo.it/hp/il-fotovoltaico-al-servizio-di-nuovi-modelli-di-business/>

<https://www.qualenergia.it/articoli/20171206-elettrificazione-rurale-il-ruolo-delle-mini-grid-africa/>

<https://www.quora.com/What-is-the-difference-between-smart-grid-and-microgrid>

<https://www.usaid.gov/energy/mini-grids/technical-design/components>

<https://greenminigrid.se4all-africa.org/how-it-works/help-desk-developers-and-operators/mini-grid-business-models>

<https://e4sv.org/wp-content/uploads/2017/05/TR9.pdf>

<http://jsonpedia.org/annotate/resource/html/it:africa>

https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Publications/African_Economic_Outlook_2018_-_EN.pdf

<https://www.riusa.eu/it/notizie/2017-minigrid-africa.html>

<http://www.exportiamo.it/aree-tematiche/13614/leconomia-africana-e-il-suo-ruolo-decisivo-nello-scacchiere-mondiale/>

<https://www.statista.com/chart/2654/africas-population-growth/>

https://ipfs.io/ipfs/QmXoyvizjW3WknFiJnKLwHCnL72vedxjQkDDP1mXWo6uco/wiki/Energy_in_Africa.html

<https://www.africabusinessportal.com/power/>

https://definedterm.com/monetary_financial_institution

<https://www.riusa.eu/it/notizie/2017-minigrid-africa.html> Immagine 11

<https://definedterm.com/a/definition/45974>

<https://investimentoinborsa.com/come-investire-nelle-utilities/>

<https://www.researchgate.net/publication/317185644/download>

<https://alternativeafrica.com/2018/05/13/how-jumeme-solar-project-revitalises-the-economy-of-bwisya-village-in-tanzania/>

Riassunto

Introduzione

L'obiettivo di questa tesi è di fornire un'analisi riguardante il business model delle mini-grid, in particolare sul lato della loro sostenibilità economica, nel contesto della realtà socioeconomica africana. Nel primo capitolo ho descritto il business model delle mini-grid, sullo sfondo del settore energetico. Nel secondo capitolo ho analizzato il contesto africano socioeconomico, approfondendo la regolamentazione delle stesse mini-reti e il relativo quadro istituzionale. Nel terzo capitolo ho analizzato tre casi: uno relativo alla Tanzania come nazione di successo nell'implementazione delle mini-grid; il secondo relativo alla società JUMEME Rural Power Ltd, azienda che ha sviluppato in maniera eccellente il business delle mini-reti; il terzo relativo al caso Vulcan mediante il quale, attraverso alcuni dati e alcune assumption, ho creato un modello economico per studiare la sostenibilità economica delle mini-grid mediante una breakeven analysis, un discounted cash flow e un'analisi per scenari; ho concluso con un modello matematico, sviluppato attraverso il documentary coding method, che, tramite una ponderazione pesata per tre assumptions, rielabora i temi di maggior impatto sulla sostenibilità economica delle mini-reti elaborati sullo sfondo delle mie quattro interviste e di due report di risk management degli stessi impianti.

Capitolo 1. Il business model delle mini-grid

L'energia rinnovabile può considerarsi come forma di energia, alternativa a quella fossile, originata da risorse rinnovabili che si differenziano intrinsecamente dalle altre per la loro rigenerazione, o non esauribilità, nell'arco di tempi "umani".

Distinguiamo cinque principali fonti rinnovabili: irraggiamento solare, vento, biomasse, maree e precipitazioni. In particolare, l'energia solare è quel tipo di energia associata alla radiazione solare: è inesauribile, di rapida reperibilità e rappresenta una delle tecnologie più pulite e rinnovabili. Può essere usata per generare elettricità (fotovoltaico e solare termoelettrico) e calore (solare termico).

L'utilizzo di energia solare è aumentato vertiginosamente nell'ultimo decennio, toccando un tasso di crescita di circa il 600% negli ultimi 6 anni, con l'Italia che nel 2016 ha coperto l'8% del fabbisogno mondiale: il Paese nel 2017 conta 742.340 impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili. (di cui 98,6% sono impianti fotovoltaici).

Negli ultimi anni la competitività dei prezzi della energia verde ha quasi raggiunto la rivale energia da combustibili fossili: il costo della generazione elettrica dell'eolico onshore è calato di circa un quarto dal 2010, ma ancora più sbalorditivo è il calo del 73%, dallo stesso anno, del costo del fotovoltaico: merito delle dinamiche di mercato,

del continuo progresso tecnologico e del passaggio dai tradizionali meccanismi feed-in-tariff (incentivi tradizionali) alla tariffa fissa delle aste (che spiegheremo più avanti).

Un importante indicatore dei costi riguardanti la generazione di elettricità è il LCOE (levelized cost of energy) che indica il prezzo al quale la stessa elettricità dovrebbe essere generata da una determinata fonte per poter rientrare nelle spese, ossia trovare il break even point. Tale indicatore, mediante l'utilizzo di un tasso di sconto r , tiene conto dei costi nell'intero sistema di generazione dell'energia includendo tutti questi costi che si manifestano durante la vita utile dell'impianto: investimenti iniziali, operatività e mantenimento, costi del combustibile, costi di capitale e ovviamente della quantità di energia generata. Nel 2017 i LCOE per l'energia del sole e del vento sono stati, rispettivamente, di 6 e 10 centesimi di dollari per kWh mentre, per gli impianti geotermici e bioenergie si aggirano intorno ai 7 centesimi: un ottimo risultato considerato che attualmente l'elettricità generata da combustibili fossili oscilla tra i 5 e i 17 centesimi di dollaro per kWh; si prevede un'ulteriore riduzione dei costi del 30% tra il 2019 e il 2025.

La sempre crescente "domanda" di energia, in correlazione alla necessità di diminuire sempre più le emissioni di anidride carbonica, richiede un ineluttabile aumento della quota di produzione da fonti rinnovabili. Fino a qualche tempo fa, le mini-grid erano viste solamente come una soluzione temporanea, principalmente utilizzate a scopo prettamente domestico o comunque a livello di piccola comunità. Grazie all'innovazione tecnologica, questa prospettiva sta radicalmente cambiando, ponendo le mini-reti al centro del tema delle energie rinnovabili, con una trasformazione di queste ultime che permetterà di soddisfare esigenze energetiche molto più grandi, anche a livello industriale e nazionale.

Una mini-grid è definita come una piccola rete che fornisce energia a un piccolo assortimento di edifici residenziali, uffici o stabilimenti commerciali in una determinata località. Le funzioni di questi impianti sono principalmente tre: generare elettricità da una singola fonte di energia o da un mix di fonti, spostare l'elettricità dal "sito" di generazione agli utenti finali, fornire delle connessioni che permettano agli stessi clienti di utilizzare l'elettricità generata. Negli ultimi anni, si è accentuata sempre più la produzione tramite sistemi di ibridizzazione da fonti rinnovabili, degli stessi impianti. Questo sistema, oltre i vantaggi ambientali, permette di risolvere alcuni problemi logistici legati al trasporto dei combustibili, e riduce a sua volta i costi d'esercizio rendendo più sostenibile l'impianto.

I modelli di business delle mini-grid variano in base a tre principali fattori: proprietà e gestione dei beni di distribuzione e di generazione della mini-rete (enti pubblici, privati o comunitari, partnership pubbliche o private o altri modelli ibridi), dimensioni (variabile, come accennato in precedenza, da pochi kilowatt fino a circa

dieci megawatt), cliente (che possono includere famiglie, piccole imprese, grandi clienti di ancoraggio o una combinazione di tutti e tre).

La mini-griglia ibrida combina almeno due diversi tipi di tecnologie per la generazione di energia e distribuisce elettricità a più utenti attraverso una rete indipendente. Ci sono due fattori chiave da considerare quando si valuta l'idoneità di un sistema, la struttura dei costi del sistema e la qualità del servizio. Le tecnologie delle energie rinnovabili hanno strutture di costo molto diverse rispetto alle altre energie: quelle non rinnovabili presentano un investimento del capitale iniziale molto più basso ma, tuttavia i costi di esercizio annuali sono molto più elevati a causa dell'elevato funzionamento, della manutenzione e dei costi del carburante. La qualità del servizio è il secondo fattore da tenere in considerazione.

Le mini-grid sono principalmente caratterizzate da tre aree: produzione, distribuzione e domanda. Queste aree possono variare notevolmente in base alle risorse, ai servizi desiderati da fornire e alle caratteristiche dell'utente. Il design delle mini-grid influenza direttamente la struttura dei costi del progetto e determina non solo il prezzo dell'energia prodotta, ma anche la qualità dei servizi forniti agli utenti.

La gestione delle mini-grid può avvenire tramite varie strutture finanziarie e istituzionali. Le stesse mini-reti possono essere possedute e gestite dallo stato, dal settore privato o dalle comunità. Possiamo distinguere quattro tipi di business model: un modello basato sulla comunità, che diventa il proprietario e l'operatore del sistema e fornisce servizi di manutenzione, raccolta delle tariffe e gestione; modello basato sul settore privato sebbene possano esservi varie forme a seconda che la proprietà della mini-grid venga mantenuta o trasferita a un altro attore, in base ai tipi di contratti e a seconda dei tipi di sussidi utilizzati; modello basato sull'utilità dove un'azienda di servizi pubblici è responsabile di tutto o parte del sistema elettrico; modello di business ibrido che combina diversi aspetti di quelli sopra menzionati al fine di massimizzare l'efficacia e l'efficienza coinvolgendo diverse entità che possiedono e gestiscono diverse parti del sistema.

Le mini-griglie offrono opportunità per i paesi in cui i sistemi di rete pubblica non sono ben sviluppati e dove c'è un vivace settore privato. Sono anche adattabili, in quanto diversi sistemi possono essere collegati alle griglie man mano che si espandono. Le soluzioni di energia rinnovabile off-grid non sono più un'opzione marginale ed è già ben consolidato e riconosciuto il loro ruolo all'interno di una strategia nazionale per raggiungere l'accesso universale in un tempo abbastanza limitato. Le basi per accelerare l'implementazione di energie rinnovabili fuori rete comprendono: politiche e regolamenti dedicati, permessi riguardo i framework istituzionali, modelli di business e finanziari personalizzati, soluzioni tecnologiche adattate.

Le mini-reti hanno delle tariffe che devono coprire tutti i costi della mini-rete più un margine che include: costi fissi (capex, costi di gestione e costi operativi), costi

variabili (costi del carburante, materie prime della biomassa, manutenzione e alcuni costi operativi variabili).

Per quanto concerne i ricavi, una delle principali sfide nel business model delle mini-grid riguarda la ricerca di un giusto equilibrio tra la redditività commerciale e la capacità, nonché la volontà, degli utenti finali a pagare.

Il miglioramento progressivo delle energie rinnovabili off-grid richiederà un migliore accesso ai finanziamenti per le imprese e i consumatori. Nonostante gli investimenti siano cresciuti negli ultimi anni, sono ancora lontani dagli obiettivi di accesso universale. Sono responsabili una serie di fattori, tra cui il disallineamento tra il volume tipico del progetto e lo strumento finanziario, la mancanza di informazioni sulle fonti di finanziamento disponibili, il settore privato relativamente inesperto, così come le istituzioni finanziarie e relativi vincoli di capacità e la mancanza di infrastrutture finanziarie per facilitare le transazioni.

È importante comprendere non solo l'economia della mini-rete, ma anche le opzioni di finanziamento disponibili e le fonti per gli investimenti nella mini-rete. Il nascente stato del settore della mini-rete, così come la pressione politica per limitare le tariffe a livelli inferiori rispetto a quelli che rispecchiano pienamente i costi, sono i motivi principali per giustificare la necessità di sovvenzioni. Le sovvenzioni in conto capitale sono un metodo comune per ridurre i costi del progetto. Possono compensare gli elevati costi dell'infrastruttura di rete e delle connessioni degli utenti ed essere erogati a intervalli.

Ci sono alcune problematiche di rilevante importanza che impediscono la diffusione a livello globale delle mini-grid e, addirittura, rendono la penetrazione di questo business abbastanza marginale. Tra le maggiori cause troviamo la regolamentazione e la sostenibilità economica. Un esempio di società che ha evitato di continuare il business a causa della scarsa regolamentazione è Enel Green Power che nel 2016 ha progettato di installare impianti di mini-grid in Etiopia: i rischi legati all'ipotetico arrivo della rete nazionale e alle strette garanzie regolative hanno impedito lo sviluppo del progetto.

Capitolo 2. Il contesto africano

L'africa è il terzo continente per superficie al mondo, e vanta una popolazione di circa 1,2 miliardi di abitanti: la crescita dell'ultimo mezzo secolo è stata spaventosa, passando da 285 milioni nel 1960, agli attuali 1,2 miliardi nel 2017. Il continente vanta di una grande quantità di risorse idriche, naturali, forestali, minerarie e, soprattutto, energetiche (gas naturale e petrolio), ma queste sono mal distribuite oppure non coinvolgono la popolazione locale nel ricavo economico derivante dal loro sfruttamento. L'economia della maggior parte dell'Africa può essere caratterizzata come sottosviluppata. Le ragioni di tale povertà sono molto complesse e vanno sicuramente ricercate nella storia: il colonialismo prima e la

decolonizzazione poi, hanno impedito alle società africane di svilupparsi in maniera naturale, facendo spesso retrocedere i processi produttivi, creando barriere al libero movimento di cose e persone, facendo cadere i primi governi nel dispotismo e nella corruzione che per anni hanno impedito allo stesso paese di sfruttare le proprie potenzialità sotto tutti i punti di vista.

La Banca Mondiale ha dichiarato che 32 delle 48 nazioni del continente sono in crisi energetica: in tutto il continente solo il 10% degli individui ha accesso alla rete elettrica, e di questi il 75% proviene dai due quintili più ricchi del reddito complessivo. L'approvvigionamento elettrico in Africa ha generalmente raggiunto solo settori ricchi, urbani della classe media e commerciali, scavalcando le grandi popolazioni rurali e i poveri delle aree urbane.

Nonostante la sua inaffidabilità, il servizio elettrico nell'Africa subsahariana costa anche più che in altre parti del mondo. La tariffa richiesta nell'Africa subsahariana è di 0,13 dollari, rispetto a 0,04 - 0,08 nel resto del mondo in via di sviluppo.

Il continente africano presenta un grosso problema a livello strutturale: il mancato accesso all'energia elettrica nella maggior parte delle regioni è causato anche dal fatto che le stesse reti nazionali non raggiungono numerose zone rurali; ecco perché le mini-grid coi loro bassi costi possono essere una soluzione chiave.

La maggior parte dei governi in Africa ha sviluppato strategie nazionali di elettrificazione seguendo l'approccio centralizzato o decentralizzato. Nel primo, le entità del governo nazionale come utenza pubblica, agenzie di elettrificazione rurale o ministeri intraprendono l'elettrificazione da sole o insieme e l'estensione della rete nazionale è solitamente il mezzo principale per l'elettrificazione, con le mini-reti che hanno un ruolo minore. Con l'approccio decentralizzato, gli attori privati e comunitari assumono l'impegno dell'elettrificazione di aree lontane dalla rete nazionale, ma spesso col supporto delle stesse istituzioni pubbliche nella pianificazione, implementazione e gestione delle mini-griglie.

Le mini-griglie possono essere parte integrante di entrambi gli approcci. L'implementazione della mini-rete può essere accelerata se i processi normativi vengono semplificati e gli attori ricevono gli strumenti e le linee guida necessari per lo sviluppo delle mini-reti. I livelli di coinvolgimento del governo e i tipi di modelli di operatori sono interdipendenti e determinano il ritmo e l'eventuale successo dell'attuazione delle stesse griglie.

Il finanziamento iniziale di mini-reti può essere fornito dal settore pubblico, dal settore privato, dalle comunità o da donatori stranieri (sia pubblici che privati). Il finanziamento pubblico è l'approccio principale per l'approccio centralizzato che utilizza le utility e le loro reti nazionali per migliorare l'accesso all'elettricità mentre l'approccio decentralizzato di solito coinvolge altri attori: questo è per lo più un fatto necessità; i budget pubblici sono limitati e il costo dell'investimento per fornire l'accesso all'elettricità è elevato.

Gli aspetti finanziari ed economici svolgono un ruolo importante nel promuovere lo sviluppo e il funzionamento sicuro delle mini-reti. La politica e la regolamentazione possono aiutare a creare e assicurare la stabilità a lungo termine dei flussi di cassa per i vari modelli di operatori. I fattori più importanti comprendono i pagamenti dei consumatori (ad esempio tariffe e spese di connessione), il sostegno del governo (sovvenzioni e sussidi), i flussi finanziari da parte degli investitori (capitali e prestiti) e altri incentivi fiscali (tasse / riduzioni dei dazi, bonus di rendimento, ecc.). Il ruolo dei responsabili di tali politiche e delle autorità di regolamentazione non è solo quello di istituire questi strumenti, ma anche di approvare che i progetti per l'implementazione delle mini-reti possano beneficiare di finanziamenti o sostegni. Questo dovrebbe essere per lo più fatto da un fondo di elettrificazione rurale che fornisce direttamente sovvenzioni e sussidi.

Sovvenzioni e sussidi sono strumenti di sostegno finanziario che incentivano gli attori a fornire elettricità alle regioni e a quei gruppi di popolazione che non hanno i mezzi finanziari per permettersi da soli i costi dell'elettricità. In generale per le mini-griglie, la combinazione di sussidi, tariffe e costi di connessione deve coprire tutti i costi sostenuti durante la pianificazione, l'implementazione e il funzionamento della mini-rete per consentire una stabilità di lungo termine.

Una delle principali sfide in ottica di finanziamento delle mini-grid è l'accesso al debito: i prestiti possono essere facilitati da vari meccanismi basati su politiche e regolamenti; questi includono strumenti di debito a copertura pubblica per eliminare o ridurre la necessità dei prestatori commerciali riguardo requisiti di rischio/rendimento di mercato, garanzie di prestito per compensare il rischio di default assunto da istituti di credito come banche commerciali, assicurazione riguardo rischi nazionali, strumenti di mitigazione del rischio di cambio e un'assicurazione più ampia per rischi commerciali o di altro tipo.

I responsabili politici dovrebbero definire delle strutture tariffarie per le mini-reti che stabiliscano un equilibrio tra redditività commerciale e capacità e disponibilità economiche dei consumatori. Tuttavia, così come abbiamo visto nel primo capitolo, i costi di generazione dell'energia elettrica per le mini-griglie sono superiori alle tariffe di rete e perciò sorge un problema di eguaglianza politica riguardante se e come sovvenzionare l'elettricità. Sono tre le opzioni su come affrontare questi problemi: 1) una tariffa elettrica nazionale uniforme, con tariffe uguali per le mini-grid e i consumatori nazionali di rete in tutto il paese, che di solito implica sovvenzioni incrociate per i clienti rurali dell'elettricità; 2) Tariffe ridotte per le mini-reti a livello nazionale che riflettono principalmente i costi: necessitano di un consenso nazionale; 3) Un'introduzione progressiva di tariffe che riflettano i costi, iniziando a livello locale, per capire o meno la sostenibilità politica.

La politica fiscale (e le normative) può supportare l'implementazione della mini-rete attraverso tasse e dazi all'importazione, ammortamenti accelerati o sussidi. Le

imposte sul reddito, sugli utili societari, sulle vendite, sulle proprietà, sul valore aggiunto o altre imposte dovrebbero essere almeno sul livello dell'offerta di rete convenzionale e possono essere ulteriormente ridotte per stimolare il mercato della mini-rete (ad esempio mediante crediti di imposta sugli investimenti e sulla produzione). Lo stesso vale per i dazi, le tasse e le fees, che possono essere ridotte o esonerate per attrezzature o componenti della mini-grid per sostenere il mercato. In generale, più basse sono le tasse e i costi di importazione, minori saranno le tariffe per l'energia elettrica.

Gli attori pubblici (ministeri del governo, agenzie di elettrificazione rurale, regolatori dell'energia, ecc.) devono riconciliare le realtà istituzionali, politiche e finanziarie con le aspirazioni di sviluppo rurale e l'obiettivo di raggiungere il più alto tasso possibile di accesso all'elettricità. Poiché le mini-grid possono fornire un accesso elettrico di alta qualità nelle aree rurali, un numero crescente di governi africani mira a includere mini-grid nelle loro strategie di elettrificazione.

Gli stakeholder istituzionali della mini-rete dovrebbero avere responsabilità specifiche che sono chiaramente assegnate a un singolo attore per consentire un maggiore rapporto costo-efficacia e accessibilità. Questi sono: Ministero dell'Energia/Infrastrutture, Ministero del Tesoro, energy regulator, agenzia nazionale per l'ambiente, agenzia di elettrificazione rurale, autorità/amministrazioni locali o regionali.

Capitolo 3

Caso sulla Tanzania

La Tanzania è una delle principali nazioni che negli ultimi anni è andata incontro ad un importante processo di elettrificazione basato sulle fonti di energia rinnovabili. La nazione gode di stabilità politica e ha visto tassi di crescita economica di circa il 7 per cento negli ultimi dieci anni. Indicatori di benessere sociale (istruzione, salute, nutrizione, occupazione) sono migliorati notevolmente durante questo periodo, ma la povertà rimane diffusa, in particolare nelle zone rurali, dove vive circa il 75% della popolazione.

Nell'ultima decade il tasso di accesso all'elettricità è cresciuto dal 13% al 33% (sul totale della popolazione), con un'impressionante impennata tra il 2015 e il 2016 (un aumento di circa il 70%). Le mini-grid hanno giocato un ruolo chiave in questo processo, iniziando a fornire elettricità già in età coloniale, agli inizi del Novecento. Nel 2016, la Tanzania ha conta almeno 109 mini-reti situate in 21 regioni, con una capacità installata totale di 157,7 MW per un totale di circa 183.705 clienti: solo 16 di queste (15%) sono collegate alla rete nazionale; le altre 93 (85 per cento) operano come mini-grid isolate.

La politica energetica riveduta del 2003 ha incoraggiato la partecipazione del settore privato, compresi gli investimenti privati nelle mini-reti di energia rinnovabile. Per

consentire tale coinvolgimento, la Tanzania ha promulgato la legge sull'energia elettrica del 2008, che sostituisce l'ordinanza sull'elettricità del 1931, rivista l'ultima volta nel 1957; stabilisce le disposizioni commerciali e giuridiche in base alle quali la partecipazione del settore privato può contribuire allo sviluppo del settore energetico. La legge sull'energia rurale (2005) è stata emanata per trattare specificamente le questioni energetiche rurali. È stata istituita l'Agenzia per l'energia rurale (REA) come agenzia governativa per gestire la mobilitazione delle risorse, gli investimenti e la promozione delle energie rinnovabili e dell'elettrificazione nelle aree rurali, e l'Autorità regolatoria delle risorse energetiche e idriche (EWURA) come autorità autonoma per regolare l'acqua e settori energetici. La legge sull'energia elettrica conferisce all'EWURA l'autorità di stabilire regole che guidino le attività, le tariffe, i processi e le norme di interconnessione, lo scambio di elettricità, il sistema di distribuzione e le operazioni e la manutenzione (O & M) dei player con licenza nel settore dell'elettricità, compresi i piccoli produttori di energia (SPP) che operano con le mini-reti. La Tanzania ha inoltre istituito strumenti antitrust come il Fair Competition Tribunal per trattare la mediazione e la risoluzione di questioni relative al commercio equo, compresa l'industria energetica. Le mini-griglie non costituiscono un nuovo approccio di elettrificazione in Tanzania. Ciò che è nuovo è l'insieme di meccanismi politici, normativi e di finanziamento che mirano ad accelerare lo sviluppo delle mini-reti rinnovabili e il loro ampliamento. Le principali parti interessate nel settore dell'elettricità includono: istituzioni governative, operatori del settore privato, organizzazioni non governative (ONG).

Riconoscendo il ruolo del settore privato e le opportunità di aumentare e diversificare l'approvvigionamento energetico, la Tanzania ha sviluppato una serie completa di politiche, atti di sostegno e regolamenti per incoraggiare gli attori privati a sviluppare risorse di energia rinnovabili distribuite su piccola scala.

In Tanzania le mini-grid operano secondo quattro modelli: modello basato sulla comunità, sul settore privato, sull'utilità e modello basato sulla proprietà e funzionamento.

I modelli basati sulla comunità hanno avuto un successo misto con la gestione, l'erogazione dei servizi e la riscossione delle entrate. La proprietà della comunità e la partecipazione allo sviluppo e alle operazioni del progetto sembrano essere un fattore chiave per la sostenibilità. Le più grandi mini-reti di proprietà privata che sono collegate alla rete incontrano difficoltà nel ritardare il pagamento delle vendite all'ingrosso all'utenza nazionale.

Il governo e i donatori sono molto influenti nelle decisioni di sviluppo delle mini-reti piuttosto che sistemi di sub-trasmissione. Tale influenza può essere utilizzata per promuovere prodotti e servizi forniti dagli investitori. Ad esempio, il villaggio di Leganga si trova a soli 4 chilometri dalla linea di media tensione (MV) di Kongwa Kiteto. La sottotrasmissione sembrerebbe un'opzione migliore per il villaggio. La

mancanza di coordinamento tra le parti - Ministero dell'Energia e dei Minerali, Agenzia per l'energia rurale (REA) e donatore / sviluppatore - e l'interesse per la parte del donatore hanno contribuito alla decisione di sviluppare una mini-grid solare piuttosto che costruire una linea di sottotrasmissione dalla rete nazionale.

Il governo ha istituito il Fondo per l'energia rurale (REF) tramite la legge sull'energia rurale del 2005 per fornire sovvenzioni a promotori qualificati per i costi del capitale del progetto e l'assistenza tecnica e per cofinanziare progetti pilota. Tra il 2007/08 e il 2013/14, il fondo ha raccolto 255 milioni di dollari, ovvero una media di 36,4 milioni di dollari all'anno. I finanziamenti governativi (sotto forma di allocazione del bilancio e prelievo dell'elettricità) hanno rappresentato circa il 70% delle entrate REF di questo periodo.

Le fonti commerciali spesso considerano il finanziamento dell'elettrificazione rurale come rischioso, a causa di una varietà di fattori, la mancanza di familiarità con la tecnologia e il reddito basso e variabile di molti consumatori rurali. Le società che accedono all'energia che hanno raccolto finanziamenti significativi sono tipicamente di proprietà o gestite dall'estero e hanno le connessioni e le risorse per aumentare il capitale sul mercato globale (Sanyal et al., 2016). Le banche spesso non sono disposte a dare credito a uno sviluppo che non può fornire un solido track record di capacità, collateral e altri requisiti commerciali per i progetti di elettrificazione rurale. Vi sono anche debolezze strutturali nel modello finanziario delle mini-griglie, che tendono ad avere alti costi di progetto e di connessione, e bassi consumi per cliente, rendendo così elevati i costi energetici. Non tutti i clienti possono permettersi i costi di connessione o i pagamenti nel corso del tempo, il che può ostacolare l'avvio del progetto e limitare lo sviluppo in grado di supportare e abilitare mini-griglie autofinanziabili. Alla luce di queste sfide, alcune reti di multi-proprietà basate sulla comunità hanno incontrato difficoltà nella raccolta dei premi. È difficile per i promotori / sviluppatori del progetto stabilire la fattibilità economica e finanziaria di progetti relativamente piccoli e stabilire adeguate garanzie per ottenere finanziamenti privati.

3.2. Il caso JUMEME Rural Power Ltd

La JUMEME Rural Power Ltd è un operatore di sistemi di mini-grid, presente in Tanzania, nata da una joint venture di partner con elevata esperienza in diversi settori: Insensus, l'università di St Augustine (Tanzania), TerraProject e RP Global. Cofinanziata dall'Unione Europea, il suo scopo è quello di fornire l'accesso all'elettricità nelle zone rurali e piccoli centri urbani della stessa nazione tramite l'utilizzo di sistemi di energia ibrida solare-diesel collegati a reti di distribuzione a media e bassa tensione.

Il business model di JUMEME si basa su tre principali pilastri: fornire elettricità sette giorni su sette, 24 ore su 24, a quelle attività con motori elettrici di media taglia, dai

10 KW in su: JUMEME fornisce sistemi molto più grossi rispetto ai competitor; utility: fornire elettricità alla rete nazionale, liberalizzarla e perciò ottenere un cash flow costante, con una conseguente stabilità finanziaria; productive user of energy, ossia fornire tutta una serie di servizi, a livello di facilities, per sviluppare l'economia della stessa area in modo da aumentare la propria base di clienti e quindi l'ammontare di ricavi: i piccoli imprenditori, laddove non esiste l'accesso all'elettricità, sfruttano i servizi forniti da JUMEME in maniera tale da ridurre la lunghezza della propria value chain.

I principali fattori che influenzano la scelta dell'area target su cui investire sono da una parte la densità della popolazione, e quindi l'analisi delle stesse aree rurali in correlazione con la distanza dalla rete nazionale, e dall'altra la willingness to pay degli stessi customer attraverso un'accurata analisi socioeconomica. Anche il piano regolamentare ha un'importanza chiave in questa scelta, ma la Tanzania presenta, come abbiamo visto nei capitoli precedenti, una regolamentazione abbastanza chiara rispetto alle altre nazioni africane, garantendo molti incentivi alle società che forniscono elettricità alle aree rurali e non: rimangono tuttavia alcuni dubbi riguardanti le garanzie in caso di arrivo della rete nazionale laddove si ha installato un impianto di mini-grid (anche se un tale evento potrebbe essere inserito come rischio nel business plan, o, più semplicemente, si potrebbe comprare e distribuire la stessa energia della rete nazionale).

Come già detto, JUMEME è composta da diversi partner, ognuno dei quali si occupa di diversi compiti nella gestione del business.

Le normative tanzaniane hanno autorizzato tariffe di riduzione dei costi, consentendo a JUMEME di addebitare prezzi più elevati rispetto a quelli stabiliti dalle reti di TANESCO (sebbene i prezzi di JUMEME non siano ancora stati approvati da EWURA). Le tariffe addebitate sono ancora inferiori al costo di utilizzo dei generatori diesel locali e il raggruppamento di opzioni e servizi finanziari offerti rende il potere di JUMEME attraente per le aziende che desiderano migliorare le proprie attività. JUMEME ha progettato le sue tariffe dopo aver raccolto dati sugli schemi di consumo energetico degli imprenditori. Poiché i sistemi solari fotovoltaici generano energia molto economica durante il giorno rispetto a sera e notte (quando l'energia deve essere tolta dalle batterie), i prezzi dell'energia diurna sono stati fissati intorno a un quarto del prezzo totale per gli imprenditori. Ciò incentiva i modelli di utilizzo che uniformano i potenziali picchi di domanda nel tardo pomeriggio.

È ancora difficile parlare di autonomia economica anche nel caso JUMEME, poiché gran parte dei finanziamenti derivano proprio dal pubblico. Una nota positiva va spesa però nel grosso calo dei costi di impianto e manutenzione degli ultimi anni, che hanno permesso alla stessa società di aumentare vertiginosamente la propria competitività rendendola una dei maggiori player in Tanzania. Possiamo affermare che non esiste un business model perfetto per le mini-grid, ognuno cerca di creare il

proprio secondo gli aspetti geografici ed economici del paese in cui si trova. Una chiave che potrà rendere questi sistemi sostenibili economicamente è sicuramente l'innovazione tecnologica che permetterà una notevole riduzione dei costi di capex e opex : la stessa JUMEME negli ultimi anni ha ridotto notevolmente i costi, come ad esempio l'abbattimento delle spese per i pannelli in termini di KW e circa l'80% delle spese per raccolta dati.

3.3. Il caso Vulcan: creazione e analisi di un modello economico

Vulcan Inc. è una società privata fondata dal filantropo, investitore e cofondatore di Microsoft Paul Allen. Fondata nel 1986, supervisiona le diverse attività commerciali e gli sforzi filantropici dello stesso fondatore.

Nel 2014, Vulcan Inc. ha investito in 10 mini-griglie a energia solare in villaggi distinti sparsi per tutto il Kenya, collaborando con SteamaCo per la gestione sul campo e la misurazione intelligente. Ciascuna mini-rete ha una dimensione compresa tra 1,5 e 8,6 kilowatt (kW) e fornisce energia a 15-62 clienti. I capex totali del portafoglio ammontano a 435.702 dollari - circa 13dollari / W o 1.430 dollari per connessione cliente. Gran parte dei capex sono composti dalle spese di distribuzione, generazione e installazione che, se sommati, ricoprono la metà esatta dei costi in conto capitale. Per quanto riguarda gli opex, il funzionamento automatico delle mini-griglie tramite denaro mobile e misurazione intelligente integrata aiuta a limitare le spese operative. Di conseguenza, i costi di manutenzione e riparazione costanti sono i più variabili e di gran lunga la più grande spesa operativa. Il costo medio di mantenimento del portafoglio fino ad oggi è di 574 \$ al mese (60 \$ per impianto al mese), ovvero l'1,5% del capex all'anno. Gli Opex aumenteranno con l'invecchiamento delle apparecchiature e ci sarà bisogno di riparazioni più frequenti e, infine, sostituzioni. I costi diretti che attribuiamo alla vendita di energia elettrica, si suddividono in spese di denaro mobile, spese di comunicazione dei dati e IVA.

Nella creazione del nostro modello economico, fissiamo come prima assumption i costi di riparazione e manutenzione da gennaio 2017 in poi al 5% dei capex, in base alla durata prevista dell'attrezzatura.

Esistono due fonti di entrate: le spese di connessione, addebitate a ciascun cliente come deposito prima della messa in servizio del sito, e le entrate elettriche, addebitate ai clienti su base Pay-As-You-Go (PAYG) in base ai kilowatt per ore di consumo. Le spese di connessione, ammontano a circa 11 dollari ognuna, spesa che deve essere sostenuta una sola volta dal cliente. La vera entrata, quella che va a creare il cosiddetto ARPU, ossia il ricavo medio per utente, è proprio l'addebito per uso di elettricità. L'ARPU medio per utente mensile nel 2016 è stato di 6,75 \$.

Aumentare l'ARPU richiede il bilanciamento della domanda di energia con le tariffe. Impostare tariffe troppo basse non genera entrate sufficienti per recuperare i costi. Impostare tariffe troppo alte soffoca la crescita della domanda. La possibilità di

addebitare una tariffa appropriata è influenzata dalla regolamentazione. Per stabilire le tariffe, è stato considerato il costo delle fonti energetiche esistenti e la willingness to pay. Grazie a programmi tariffari reattivi per offrire risparmi su fonti energetiche esistenti come diesel e kerosene, i ricavi totali sono aumentati del 16% tra il 2015 e il 2016 e si prevede che aumenteranno del 28% nel 2017 grazie a due principali fattori: elevato livello di coinvolgimento dei clienti; domanda iniziale relativamente bassa: molti clienti erano connessi quando non avevano ancora carichi produttivi (ad esempio frigoriferi, impianto audio, televisori), poi però acquistavano altri apparecchi quando era evidente che potevano utilizzarli in modo economico.

Questa forte crescita suggerisce che esiste la possibilità di stimolare ampiamente la domanda quando è disponibile energia scalabile a prezzi accessibili.

Considerato che per impianto sono collegati in media 35 clienti, tramite il prodotto con gli ARPU medi, possiamo affermare che i ricavi mensili derivanti dalle 9 mini-grid di Vulcan si aggirano intorno ai 2126 \$ mensili, nonché 25515\$ annuali

Sulla base delle strutture di costi e ricavi, possiamo procedere con una proiezione di quello che sarebbe il Pay-back nel medio-lungo periodo, ossia capire quando Vulcan riuscirà effettivamente coprire il proprio investimento e iniziare a generare profitti. È abbastanza semplice notare che con un flusso di ricavi medio di 25515\$ ci vorranno parecchi anni per recuperare le spese di investimento Capex iniziali, e ancor più difficile (per lo più impossibile) sarebbe coprire gli Opex annuali (che come abbiamo visto prima, tra spese di manutenzione, misurazione, licenza, agent retainer e affitto ammontano a 33900 l'anno). Infatti, ponendo come esempio il tasso di crescita di accesso all'elettricità nelle zone rurali del 12,6% che si è manifestato in Kenya negli ultimi tre anni, e ipotizzando che questo rimanga costante per 5 anni diminuendo poi a circa la metà per gli anni successivi, notiamo che un ipotetico break even point sarebbe raggiungibile solo dopo 19 anni.

La break even analysis consente all'impresa di avere un primo indice del successo degli investimenti ma non tiene conto delle regole di attualizzazione dei flussi finanziari, perciò è consigliabile usarla solo nel breve periodo o quando occorre una stima immediata dei tempi di rientro.

In un progetto come questo, è consigliabile tenere conto di un tasso di sconto corretto per il rischio ed attualizzare i flussi di cassa secondo il metodo del Discounted Cash Flow. Proviamo a considerare un tasso corretto per il rischio del 7%. Attraverso questo metodo finanziario notiamo come il pay back tramite DCF arriverà addirittura al 32esimo anno.

Possiamo affermare che Vulcan non ha motivo di investire autonomamente nel progetto poiché non risulterebbe economicamente sostenibile prima del 32esimo anno. Tuttavia, tenendo in considerazione la politica dei sussidi delle mini-grid, e considerando la forte crescita di domanda che potrebbe derivare dall'implementazione di questi sistemi energetici, possiamo fare un'analisi ben

diversa e molto più convincente. Ipotizziamo che, come nel caso di JUMEME, grazie ai sussidi pubblici si riesca a coprire circa il 40% dell'investimento iniziale, ossia delle spese capex (che diminuiscono a 261138 \$). Prendiamo inoltre in considerazione la probabile ulteriore crescita di domanda correlata all'installazione delle mini-grid nelle aree rurali analizzate precedentemente, considerando un tasso di crescita del 19,5% nei primi 10 anni, che va poi a dimezzare in quelli successivi. Inoltre, rimodelliamo gli opex su base capex riducendoli dal 5% al 3,5% poiché le batterie agli ioni di litio hanno una durata prevista 2-3 volte superiore rispetto alle batterie al piombo di base e richiedono meno manutenzione. Sulla base di queste assunzioni (seppur parecchio realistiche) notiamo ora che il periodo di generazione di profitti, ottenuto sempre tramite analisi del DCF, arriva molto prima, intorno al decimo anno.

L'aspetto che sicuramente ha impattato di più sulla riduzione del pay-back period è l'assunzione relativa alla diminuzione dei capex grazie ai finanziamenti pubblici. Viceversa, sul lato dei ricavi abbiamo tenuto costante l'ARPU, assumendo che esso non vari col passare del tempo: in realtà, con l'innovazione tecnologica, la relativa crescita di domanda e lo sviluppo socio-economico del Paese, l'azienda potrebbe anche aumentare le tariffe, o meglio adeguarle allo sviluppo del mercato. Partendo da questi presupposti, può risultare utile sviluppare un'analisi per scenari tenendo in considerazione un possibile aumento delle tariffe e perciò un aumento dello stesso ARPU in relazione al tempo. Dalle analisi risulta che basterebbe un incremento dell'ARPU annuale del 2% per anticipare di un anno il periodo profittevole, un incremento di almeno il 5% per anticipare lo stesso periodo di 2 anni, e di almeno il 10% per anticiparlo addirittura di 3 anni.

3.4. Mappa cognitiva: creazione del modello matematico secondo il documentary coding method

Una mappa cognitiva è una rappresentazione, grafica o matematica, del sistema di credenza di un decision maker, ossia uno strumento di supporto alla veridicità di determinate informazioni e analisi. Negli anni gli studiosi hanno cercato di estendere l'efficacia delle stesse mappe cognitive tramite l'utilizzo di diverse metodologie: una delle più efficaci risulta sicuramente il documentary coding method che consiste nella codifica delle trascrizioni di registrazioni fatte a determinati decisori, o comunque esperti di determinati campi.

Considerando il documentary coding method, cerchiamo ora di creare una mappa cognitiva, con relativo modello matematico, di quelle che sono le soluzioni e gli aspetti rilevanti relativi al problema di fondo di questa tesi: la sostenibilità economica delle mini-grid. Utilizziamo come base della nostra analisi quattro interviste, rispettivamente di due ingegneri e due manager: il Dottor Davide Ceretti, General Manager di JUMEME; il Professore di "Energy Systems" Andrea Micangeli, il

Dottor Maurizio Manenti, Innovation e Development Manager di Solarfields; il Dottor Michele Porri, Business Development Manager di Enel Green Power. Per rendere lo studio ancora più realistico, prendiamo anche in considerazione due report incentrati sulla sostenibilità economica delle mini-grid.

per creare il nostro modello usiamo tre assumption per pesare la rilevanza delle soluzioni trovate: 30% in base al numero di volte che viene citata in totale, sia da intervistati che da report, la stessa soluzione; 30% tenendo in considerazione le soluzioni/temi comuni tra i vari report (quindi da 0 ad un massimo di 6, come il totale delle fonti); 40% in base al numero di interdipendenze o relazioni che ha la soluzione/tema con le altre soluzioni/temi.

Sulla base di queste assunzioni, abbiamo selezionato 23 aspetti rilevanti connessi al problema della sostenibilità economica delle mini-grid, e 40 relazioni.

Dalla mappa risulta che i temi con più relazioni causali, ben cinque, sono quelli della Regolamentazione e dello sviluppo socioeconomico. Continuando la nostra analisi, risulta che la regolamentazione è l'argomento più citato in totale con un ammontare di 26 volte, mentre le soluzioni citate in tutte le fonti sono: sempre la regolamentazione, le garanzie contro i rischi degli investitori, la willingness to pay, lo sviluppo socioeconomico, la riduzione dei capex e le economie di scala. Svolgendo i calcoli riguardanti la ponderazione delle percentuali riguardanti le tre assunzioni, otteniamo la seguente classifica, data dalla formula:

$(\text{peso relazioni} * n \text{ relazioni}) + (\text{peso cit. totali} * \text{cit totali}) + (\text{peso cit.comuni} * \text{cit.comuni})$.

La regolamentazione, la riduzione dei capex e lo sviluppo socioeconomico sono i temi che impattano maggiormente sulla sostenibilità economica delle mini-grid. Effettivamente dal miglioramento della regolamentazione derivano tutta una serie di aspetti, come portare incentivi nel processo di elettrificazione migliorando a sua volta il contesto socioeconomico, aumentare la domanda e diminuire i rischi per gli investitori. La riduzione dei capex è il secondo argomento più rimarcato nelle nostre analisi, ed effettivamente rappresenta lo scoglio principale alla sostenibilità delle mini-grid: i ricavi permettono di coprire appena i costi variabili, ma gli stessi opex risultano quasi sempre una minima percentuale dei capex, perciò possiamo immaginare quanto sia complicato completare il periodo di pay-back. Anche le economie di scala risultano avere un'importanza fondamentale, poiché consentono di spalmare meglio i costi fissi, avendo in questo senso una forte relazione col tema dei Capex.

Conclusion

Nella mia personale analisi dei risultati, posso affermare che non esiste ancora un modello di business delle mini-grid che abbia una sostenibilità economica autonoma. Questi impianti permettono di garantire l'accesso all'elettricità ad abitanti di zone

rurali distanti dai centri urbani, anche in maniera sostenibile da un punto di vista ambientale tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili. Tuttavia, sono numerosi i problemi che impattano su questo tema: i flussi di ricavi permettono di coprire, seppur non largamente, gli opex, e quindi quelli che sono i costi variabili, ma la vera spesa delle mini-reti risultano i costi investimento, ovvero i capex, altamente difficili da ricoprire coi soli ricavi nel lungo periodo. Inoltre, lo stesso utilizzo di risorse rinnovabili aumenta l'ammontare dei capex. Con il modello economico, ho dimostrato come servano parecchi anni per raggiungere autonomamente il break even, ma la fattibilità dell'investimento è compromessa da numerosi altri rischi. La riduzione dei capex risulta il secondo tema di impatto più rilevante, ma la stessa è legata da una numerosa serie di fattori, come ad esempio l'impossibilità di spalmare i costi fissi su larga scala poiché le zone rurali in cui non è presente l'elettricità hanno una scarsa densità di popolazione (oltre che una scarsa willingness to pay) e perciò una domanda relativamente bassa. Il problema di fondo nel processo di elettrificazione rurale in Africa tramite questi nuovi sistemi di energia risulta essere tuttavia quello della regolamentazione: questa è la causa che sta alla base di quella che possiamo considerare una vera e propria barriera allo sviluppo socioeconomico del Paese. La Tanzania ha dimostrato come, tramite il miglioramento del legal framework, con regole chiare e trasparenti a sostegno degli investitori, si possa andare incontro ad un forte sviluppo economico ed energetico. I paesi in via di sviluppo africani, purtroppo, non godono di una buona regolamentazione: questa caratteristica è il primo fattore che viene considerato dagli stessi investitori nella scelta del paese target, poiché questi richiedono un quadro normativo che minimizzi i rischi del progetto, i costi e le barriere all'ingresso sul mercato e fornisca una certa garanzia di stabilità futura. I governi africani dovrebbero migliorare il proprio legal framework sotto più punti di vista, come ad esempio: decidere tra un approccio decentralizzato, centralizzato o misto per la pianificazione delle mini-reti; definire il termine mini-griglia nelle leggi, nei piani, nelle politiche e nei regolamenti pertinenti del paese; stabilire un processo di approvazione chiaro e trasparente; stabilire un piano di finanziamenti pubblici volto alla riduzione dei costi di investimento; stabilire dei regolamenti in termini di garanzie verso gli investitori privati. La Tanzania ha fornito chiarezza agli sviluppatori e agli operatori di mini-grid su come viene definito un progetto di mini-rete e su come sarà regolamentato. I legislatori e i responsabili delle politiche degli altri paesi dovrebbero prendere in considerazione le definizioni della mini-griglia della Tanzania man mano che sviluppano il loro legal framework. Gli incentivi statali non dovrebbero essere ritenuti solamente come finanziamenti a fondo perduto ma come dei sostegni per un fine futuro, ossia lo sviluppo energetico: per aumentare la redditività commerciale delle mini-reti e incoraggiare la partecipazione di entità non governative, i governi possono fornire sovvenzioni e sussidi specificamente progettati per ridurre i costi di costruzione, gestione e manutenzione. Un ruolo

fondamentale è sicuramente svolto da determinati enti e associazioni che promuovono le relazioni tra governi e investitori, come nel caso del mercato delle mini-grid, in maniera da sbloccare incentivi e fonti di finanziamento pubbliche; gli stessi enti, così come gli stessi investitori, possono anche fornire aiuti in termini di know how locale, in maniera tale da aumentare la stessa domanda e promuovere i productive users. Sulla base di ciò i governi, adottando politiche vantaggiose per l'implementazione delle mini-grid potranno far crescere anche il sistema industriale, con conseguente circolo della moneta.

Un punto finale è da spendere nel progresso tecnologico: negli ultimi anni la tecnologia ha permesso di ridurre altamente i LCOE delle mini-grid, nonché sia le spese di impianto che di manutenzione, e potrebbe risultare una speranza quasi concreta sui cui potrà aggrapparsi in futuro l'autonoma sostenibilità economica delle mini-grid.