

Erste nachhaltige Energiewende-Studie für Ecuador

S. Golla¹ und S. J. Gerke², 23.2.2019

¹ GEDES e.V. - Gesellschaft für dezentrale und erneuerbare Energiesysteme, Lausitz stefan.golla@teoo.de · ² soeren.j.gerke@tu-berlin.de

ABSTRACT

Was wird passieren, wenn das Wirtschaftswachstum Ecuadors ohne Veränderung anhält? Was kann getan werden, um irreversible Schäden für die Ökologie Ecuadors und seiner Bevölkerung aufgrund irreführender wirtschaftlicher Entwicklungen, insbesondere im Energiesektor, zu vermeiden? Welche Potenziale könnten genutzt werden, um die Energiewirtschaft Ecuadors zu verbessern?

Das waren die Fragen der ersten vollständigen Energiestudie für Ecuador in Zeiten des Ende des Erdöls, des weltweit zunehmenden Extraktivismus, des verschwenderischen Verbrauchs und der rückläufigen landwirtschaftlichen Nutzfläche. Diese unabhängige Open-Source-Studie[1], unter Creative-Commons-Lizenz, befasste sich mit verschiedenen Szenarien des globalen Ausbaus erneuerbarer Energien und der Entwicklung des Ölpreises als führende Faktoren vieler Erdöl-fördernder Nationen. Auf dessen Grundlage konnte mit weiterführenden Simulationen für Ecuador ein sich dramatisch vergrößerndes Stabilitätsrisiko für die ecuadorianische Wirtschaft ab 2019 beschrieben werden. Dennoch verbleibt noch ein kleines Zeitfenster, um eine drohende wirtschaftliche, ökologische, humanitäre und politische Krise zu verhindern. Dies kann gelingen, wenn Ecuador die Ölförderung rasch einstellt und sein Potenzial an erneuerbaren Energien nutzt. Diese Studie zeigt, dass durch die Nutzung von Photovoltaik, Solar-/Geothermie-Wärme, Wasserkraft, Biomasse und Windenergie das nachhaltige Potenzial von mindestens 89 GW Erneuerbare zur Verfügung steht. Aus den weiterführenden Berechnungen zeigt sich, dass Ecuador 60 GW an erneuerbaren Energien benötigen würde, um 100 % Energieautarkie zu erreichen. Während fossile Infrastrukturen recycelt und für PtG/L-Strukturen wiederverwendet werden können. Simulationen verdeutlichen, dass die Stabilität der lokalen und nationalen Energienetze durch die PtG-Technologie, in Kombination mit volatilen erneuerbaren Energien, gewährleistet werden kann, um fossile Brennstoffe in Verkehr, Wärme, Industrie u.a. zu ersetzen. Berücksichtigt man wirtschaftliche und zeitabhängige Parameter wäre eine gesamte Transformation in 10 bis 15 Jahren abzuschließen. Dadurch werden mindestens hunderttausend qualifizierte langfristige Arbeitsplätze geschaffen, während weitere Treibhausgasemissionen vermieden und ein Jahresüberschuss von 10 Milliarden USD für die Volkswirtschaft erzielt wird. Alternativ könnten auch Energiepreise der Endverbraucher entsprechend sinken. Nach mehreren Jahren als Energieimporteur würde Ecuador wieder zum Energieexporteur, jedoch von nachhaltigen, äußerst wettbewerbsfähigen Preisen werden. Mit der avisierten Transformation wird aufgrund eines höheren Wirkungsgrads durch Elektrifizierung der Primärenergiebedarf mehr als halbiert (160 TWh/a). Dabei würde für die notwendige erneuerbare Energieinfrastruktur lediglich 0,15 % der Landesfläche benötigt.

Einleitung

Die ecuadorianische Wirtschaft wird hauptsächlich von Landwirtschaft und Erdölförderung getragen. Der Export dieser Waren ist notwendig, um Technologie- und Energieimporte für Verkehr, Industrie, Informationstechnologie, Agrolandwirtschaft und Extraktivismus zu finanzieren. Ecuador hat sich in den letzten Jahrzehnten für den Großteil seiner Gesellschaft positiv entwickelt. Doch dieses wirtschaftliche Konzept könnte dramatisch zusammenbrechen: Die industrielle Agrarwirtschaft führt zu einer Überbeanspruchung des Bodens und zur Entwaldung. Die laufende Ölproduktion verringert die Ölqualität, während die Errichtung von neuen Förderanlagen immer tiefer im Regenwald die Produktionskosten erhöht. Gleichzeitig liegen die globalen Ölpreise weiterhin weit unter den ecuadorianischen Produktionskosten (113 USD/b, 2016). Seit 2016 subventioniert das Land die Ölförderung mit 5 bis 10 Milliarden USD (G.USD) pro Jahr und schröpft seinen Staatshaushalt im Wesentlichen um etwa 5-10 % für Quersubventionen. Erdölextraktivismus könnte theoretisch nur profitabel sein, wenn der globale Ölpreis langfristig über 120 USD/b steigt. [1 S. 155 ff.] Gleichzeitig übersteigen die Importsalden die der Exporterlöse, während ausländische Zinsschulden von 3 - 8% den Staatshaushalt immer mehr bedrängen.

Alte und neue Extraktivismusprojekte wie Öl, Bergbau und Verarbeitung sowie Soja, Palmöl, Forstwirtschaft und Wasserkraft führen zu Territorial- und Naturkonflikten unter der indigenen Bevölkerung, Verletzung der Menschenrechte und Abholzung des Regenwaldes. [1, S. 57 ff.]

In Anbetracht dieser Faktoren ist es dringend notwendig, nachhaltige kurz- und langfristige Strategien für Mensch, Natur und Wirtschaft zu finden, um die extraktivistisch-kapitalistische Wirtschaftsweise, fossilen Energieverbrauch und industrielle Anbaumethoden zu ersetzen. Daher besteht der erste Schritt darin, das erneuerbare Potenzial verschiedener alternativer Technologien

anhand von Kosten, prognostizierter Entwicklung, Nachhaltigkeit, Umweltauswirkungen und Netzinfrastruktur sowie der Endkundenbedarf in Ecuador zu ermitteln. Ausgehend von diesem grundlegenden Verständnis könnten anwendbare Wege zur Modellierung von Übergangsszenarien entworfen werden, die hinreichende Parameter aus mehrdimensionalen Simulationen liefern.

Was bedeutet eine vollständige Energietransformation für den ecuadorianischen Bürger, die Wirtschaft und die politische Situation?

Internationale und nationale Daten wurden von staatlichen Organisationen wie z.B. INER, MEER¹, CENACE, EP Petroecuador und zahlreichen internationalen unabhängigen Studien und Korrespondenzen von Wissenschaftlern, Journalisten und Experten aus Nicht-regierungsorganisationen (NRO), Instituten, Universitäten, Nachrichtenartikeln, Büchern und Interviews hierfür berücksichtigt. Die Simulationen wurden mit LibreOffice durchgeführt und stehen unter einer Creative Commons Lizenz (CC) frei zur Verfügung. Die Studie wurde im Juni 2017 als Buch in deutscher Sprache veröffentlicht und erstmals in Ecuador auf dem INER I+D+i Kongress am 20.9.2017 in Quito vorgestellt. Ziel des Artikels ist es, den Weg für weitere detaillierte Studien zu ebnet, indem eine anwendbare Basis technischer Inhalte zur Unterstützung der Transformation mit erneuerbaren Energien in Ecuador bereitgestellt wird.

Stand der Technik

Erneuerbare verändern den fossilen Energiemarkt

Die globale Energietransformation zeigt natürliches, exponentielles Wachstum. Seit 2010 wurden jährlich rund 1 % der fossilen Marktnachfrage durch erneuerbare Energieerzeugung ersetzt - und der

¹ MEER - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable in Ecuador, Ministerium für Elektrizität und Erneuerbare Ecu

Prozess beschleunigt sich. Im Jahr 2018 ersetzen erneuerbare Energien 2,9 % der Elektrizität und 0,81 % der Primärenergie aus fossilen Brennstoffen. Dies führt bereits dazu, dass das Wachstum des fossilen Energiebedarfs auf Null reduziert wird. [3]

Dies ist vor allem auf die JELZ² von Erneuerbare Energieanlagen (EEA, engl. RES) zurück-zuführen, ein neuer notwendiger Ausdruck der die tatsächliche Effizienz des äußeren Wirkungsgrades auszudrücken vermag und eng mit "Volllaststunden" verbunden ist. Das JELZ der meisten EEA ist geringer als die JELZ fossiler Kraftwerke, dies liegt u.a. an regionalspezifischen Wiedereinflüssen, wird jedoch durch andere Faktoren mehr als kompensiert. Hierzu zählen u.a. deutlich bessere regionale Wertschöpfung, Ressourceneffizienz und Treibhausgasvermeidung. Im Jahr 2015 überholten die Investitionen in erneuerbare Energien fossile und nukleare Energieanlagen von 329 G.USD/a [4,5]. Gemäß der ersten Ausbauprognose für erneuerbare Energien, die 2016 im Rahmen dieser Studie erstellt wurde [1, Kap. III], wird die Richtigkeit der aktuellen EE-Entwicklung bestätigt und wurde durch neue externe Daten verbessert [3]. *Abbildung 1* zeigt verschiedene Szenarien mit 1: begrenztem exponentiellen (blau-gestrichelt), 2: prozentualen (grün-gestrichelt) und 3: exponentiellen (lila-gestrichelt) Wachstum der EE bis 2050. Das Szenario "2" weist ein durchschnittliches jährliches Wachstum aus dem Zeitraum 2010-2015 von 7,5 % auf, während das bisherige exponentielle Wachstum des Szenarios "3" im Szenario "1" auf die Investition von 500 G.USD/a beschränkt ist, was ab dem Jahr 2026 wirkt. Die Prognose eines exponentiellen Wachstums bis zur Sättigung der Nachfrage nach 2048 erscheint aufgrund der heutigen Investitionskapazitäten in den Energiesektor von heute ca. 2 T.USD/a in das globale Energiesystemen sehr realistisch, wenn für den Zeitraum 2020-2048 23 T.USD/a oder 1,5 T.USD letztendlich in 2048 benötigt werden würden. So viel würde aus heutiger Sicht mit heutiger Technologie die Energiewende für alle Erzeugeranlagen kosten. Mit anderen Worten, würde bei heutigem Investitionsvolumen in den gesamten Energiesektor die globale Energiewende auch bis 2035 inkl. Sektorkopplungsmaßnahmen umsetzbar sein. Dabei wurde nicht berücksichtigt, dass durch disruptive natürliche Ereignisse der kapitalistische Wachstumswang zum Erliegen kommt und zusätzliche Suffizienzen ihre positive Wirkung für die vorzeitige Zielerreichung beitragen würden.

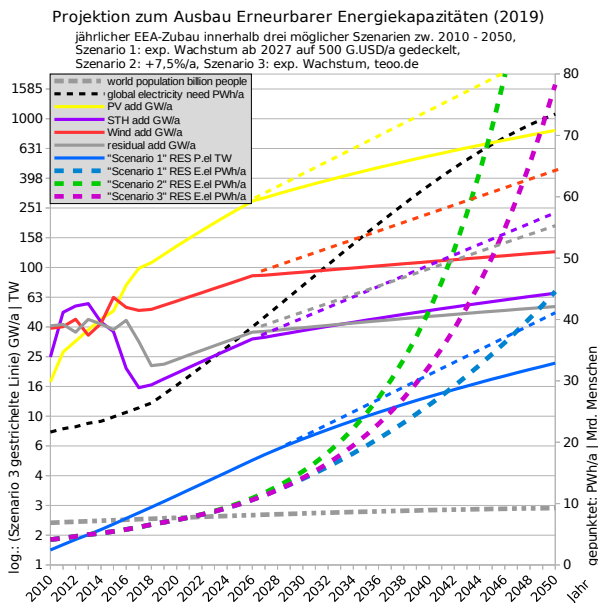


Abbildung 1: Simulation des globalen Ausbaus von EEA
 Szenario 1: exponentieller Ausbau, limitiert mit 500 G.USD/a ab 2026;
 Szenario 2: prozentuales Wachstum des Ausbaus mit 7.5%/a;
 Szenario 3: fortschreitendes exponentielles Wachstum bis zu einer finalen Erzeugerleistung von 36,5 TW EEA in 2049.

Mit der Erzeugerumstellung von der fossilen Verbrennung auf erneuerbare Elektrizität wird der Primärenergiebedarf von rund 2,08 toe/(cap-a)³ auf unter 1 toe/(cap-a) sinken, während der Elektrizitätsbedarf von 3,5 MWh/(cap-a) auf 7,8 MWh/(cap-a) steigen wird. Das Bevölkerungswachstum und der persönliche Energiebedarf der weniger technisch entwickelten Regionen werden mit denen der durchschnittlichen technisch hoch ausgerüsteten Regionen sich in etwa auf das heutige Niveau vom italienischen Durchschnittsbedarf (2016) statistisch angleichen. Der globale Primärenergiebedarf, der durch Elektrizität gedeckt wird, wird mit 72 PWh/a weitgehend gedeckt. In der Projektion des Szenarios "3" kann dieses Ziel bis 2049 mit einer Produktion von 71,6 PWh/a durch Elektrizität und 2,5 PWh/a durch direkte Wärme durch STA⁴ um ca. 2,8 TW auf 36,5 TW installierte EEA-Kapazitäten erreicht werden. Dieses Ergebnis basiert auf den folgenden Überlegungen:

Die Kernaussage ist, dass der jährliche Ausbau der EE nicht nur den Bedarf an fossilen Brennstoffen deckt, sondern auch nach und nach Anteile des fossilen Marktes abschneidet. Um ein detailliertes Verständnis der Größe des substituierten Anteils zu erhalten, ist es notwendig die Energiepfade von der Erzeugung bis zur Endnutzung aufzuschlüsseln. Zur Bestimmung der Randwerte des Endenergiebedarfs müssen der direkte Primärenergiebedarf (Wärme, chemische Reaktion,...) und der Sekundärenergiebedarf für Prozesse (Transport, laufende Maschinen, IT,...) untersucht werden. Die gemeinsamen Pfade wie Endnutzerprozesse bereitgestellt werden könnten, geben einen Rahmen von kombinierten möglichen Prozessen vor. Im Rahmen der Energieumwandlung müssen einzelne Wirkungsgrade multipliziert werden. Daraus ergibt sich eine Bandbreite von Gesamtwirkungsgraden, um die Nutzung fossiler Brennstoffe in eine äquivalente Installation erneuerbarer Kapazitäten zu übersetzen. Hierzu dienen die Gleichungen 1-4. Für die meisten Anwendungen wird Elektrizität zum universell nutzbaren Zwischenprodukt von der Erzeugung durch bspw. WEA oder PV zu Bewegung oder Wärme durch Elektromotoren und (Wärme-)Pumpen. Daher muss der Endkundenbedarf an Wärme zusätzlich berücksichtigt werden, um die gesuchten Randwerte zu ermitteln.

Wärme kann direkt durch die Umwandlung von Elektrizität in Wärme oder als Nebenprodukt aus Umwandlungsverlusten wie die Abwärme aus Kühlung, Motoren, PtG, Brennstoffzellen oder IT zur Verfügung stehen. Während Anlagen für fossile Brennstoffe fast immer Wärme erzeugen und diese in Elektrizität indirekt umwandeln, produzieren die meisten EEA direkt Elektrizität. Wärme könnte durch erneuerbare Energien als nachfolgendes Produkt oder durch Wärmepumpen 3-5 mal effizienter erzeugt werden. Zusammenfassend lässt sich aus dieser Betrachtung aussagen, dass der Weg von einer erneuerbaren Energiequelle bis zur Anwendung beim Endnutzer (Well-to-Wheel) etwa doppelt so effizient ist, wie die Nutzung aus fossilen Brennstoffen (Gleichung 3 & 4) - insbesondere in einer Welt mit höherem Elektrizitätsbedarf. Um die installierte EE-Leistung zu bestimmen, die in einem zukünftigen Szenario benötigt wird, in dem der Energiebedarf des Endverbrauchers vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt wird, muss die höhere Effizienz in den ersetzten Prozessen und die lokale JELZ jeder erneuerbaren Quelle berücksichtigt werden. Beispielsweise beträgt der weltweite Durchschnittswert der JELZ für Offshore-Windenergie: 4,5, für Onshore-Windenergie: 2,2 und für Photovoltaik: 1,4, was eher vom Standort und der Netzintegration, als von der technischen Optimierung abhängt. Bei jeder neuen EE-Anlage beeinflusst also die Gewichtung ihres Typs auch die globale JELZ.

Im Jahr 2017 kamen 199 GW an erneuerbaren Kapazitäten hinzu. Bei einer durchschnittlichen JELZ

² JELZ - Jahres - Erzeugungs - Leistungs - Zahl - [kWh/(W·a)]=[TWh/(GW·a)], äußerer Wirkungsgrad

³ 1 toe - Tonne Erdölequivalente = 10,3 MWh, cap=Einwohner
⁴ STH - Solar Thermal Heat, incl. CSP - Concentrate Solar Power

von 3,25 TWh/(GW·a) werden im Jahr 2018 etwa 650 TWh/a (Gl. 1) zusätzlich erzeugt. Dies entspricht dem Ersatz von 471 M.b/a Rohöl (bei 90 % Effizienz) für die Wärme, bzw. 1.118 M.b/a Rohöl (bei 38 % Effizienz) für die Elektrizitätserzeugung (Gl. 2). Mit anderen Worten: Um 1 % der jährlichen Rohölproduktion (30,6 G.b/a) zu ersetzen, wird das Äquivalent von 134 bis 57 GW zusätzlicher erneuerbarer Kapazitäten benötigt - je nach Art und JELZ einer EEA. Die installierte erneuerbare Kapazität ab 2017 entsprach einer Abschneidung des Ölmarktes um 1,4 % bis 3,3 %. Diese Zusammenhänge können durch die folgenden Gleichungen abgebildet werden:

$$199 \text{ GW}_{el} \cdot 3,25 \frac{\text{TWh}}{\text{GW} \cdot \text{a}} = 650 \frac{\text{TWh}}{\text{a}} \quad (1)$$

$$1,547 \frac{\text{MWh}}{\text{b}} = 11,88 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \cdot 0,82 \frac{\text{kg}}{\text{l}} \cdot 158,758 \frac{\text{l}}{\text{b}} \quad (2)$$

$$1 \text{ TWh}_{renew} = 0,717 \text{ M.b.}_{therm} | 1,7 \text{ M.b.}_{el} \quad \text{oder} \quad (3)$$

$$1 \text{ GW}_{renew} = 2,5 \frac{\text{M}, \text{b}}{a_{therm}} | 6 \frac{\text{M}, \text{b}}{a_{el}} \quad (4)$$

Der in *Abbildung 1* prognostizierte Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten berücksichtigt einen Rückgang des globalen JELZ von 3,25 im Jahr 2017 auf 2,5 im Jahr 2048 als Folge des starken PV-Zubaus. Diese Abhängigkeit verlangsamt theoretisch den Übergang von fossilen Brennstoffen bei gleicher, jährlich neu installierten EEA-Leistung. Andererseits begünstigen deutlich sinkende Anlagenpreise eine höheren Zubau von Kapazitäten unter gleichen Kosten. Dies führt zum starken exponentiellen Wachstum im Zubau insgesamt.

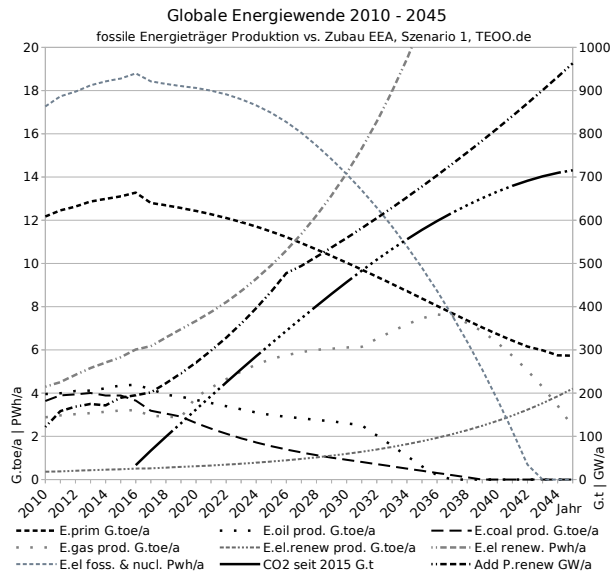


Abbildung 2: Vorhersage für den weltweiten EEA Ausbau vs. Verlauf des Ausstiegs aus fossilen Kraftwerken.

Mit diesen grundlegenden Erkenntnissen, der prognostizierten Entwicklung des Ölpreises, den beobachteten Marktabhängigkeiten seit den letzten zwei Jahren, nach Veröffentlichung der Gesamtstudie und der durch neue Daten verfeinerten Simulation war es möglich, zwei weitere wichtige Erkenntnisse zu gewinnen: Zum einen kann nun die Abhängigkeit zwischen globalen profitablen Ölressourcen und den Stromerzeugungskosten durch neue EEA in direkten Zusammenhang gebracht werden. Zweitens: der endgültige Zeitplan für den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen kann bestimmt werden! Als Nebenprodukt lässt sich die mittelfristige mathematische Vorhersage des Ölpreises beschreiben [5].

Abbildung 2 zeigt eine Simulation nach dem *Szenario 1 (gedeckt)*, indem die globale Energiewende bis 2043 weitestgehend abgeschlossen sein wird. Die zuvor allgemeine globale Substitution von fossilen

Kraftwerkskapazitäten wird hierin in die einzelnen Energieträger aufgesplittet. In wirtschaftlicher Konkurrenz zu Gas und Öl sowie weiteren Faktoren wird die Kohle im Zeitraum 2016 - 2035 verstärkt auslaufen. Während die Ölförderung zunächst langsam um 0,5 - 4 %/a und ab ca. 2030 um durchschnittlich 3 G.b/a bis 2038 auf Null schrumpfen wird. In der einleitenden Phase bis 2020 wird eine künstliche Verknappung notwendig, um den Ölpreis oberhalb der Grenzkosten von etwa 40 USD/b Brent zu halten. Kurzfristige Ölpreise über 65 USD/b oder Subventionen könnten Fracking-Öl und Teersande der USA und Kanada subventioniert oder politisch auf den Markt bringen. Höhere Rohölpreise werden jedoch gleichzeitig den Markt für erneuerbare Energien weiter beschleunigen. Ab 2020 können Ölpreise oberhalb 60 USD/b kaum zu halten sein, da Investitionen in Endverbraucheranwendungen und EEA erheblich migrieren.⁵ Unter diesen Bedingungen beginnt der Erdölmarkt zunehmend zu schrumpfen und Förderer, von unterschiedlichen Grenzkosten geleitet, gegeneinander anzutreten. Dies führt zu immer stärker schwankenden Marktpreisen in Frequenz und Amplitude, die die Anleger weiter verunsichern und deren Investitionen migrieren. Zunächst versuchen die meisten Förderstaaten ihre fossile Industrie mit externen Finanzquellen zu stützen, bis an die Grenzen ihrer Volkswirtschaft, während Importeure zu Alternativen z.B. EEA greifen. Durchschnittlich sinkt der Rohölpreis auf ca. 40 USD/b, bei einem marginalisierten Marktvolumen (Hauptsächlich im Mittleren Osten) das sich bis 2038 vollständig bereinigt haben sollte. Der deutlich schneller verlaufende Ausstieg aus dem Erdöl ist der absolut verfügbaren technisch-wirtschaftlich verfügbaren Fördermenge von ca. 335 G.b bei diesen Grenzkosten und volatilen Markt geschuldet. Dies führt gleichzeitig zu einem größeren Bedarf an Erdgas (im gezeigten Szenario 1 aus *Abb. 2*) oder stärkeren Zubaus von Erneuerbaren (wahrscheinlicher). Während Energie aus Kohle substanziell nahezu stetig bis 2039 zurückgebaut wird, wird Erdgas aufgrund des besseren Zugangs und geringen CO_{2eq} zuletzt substituiert. Nachdem in diesem Szenario 1 bis 2025 fossile Energieträger für die Elektrizitätserzeugung ausgelaufen sein werden, verbleibt bis ca. 2050 ein marginaler Anteil für Chemieindustrie und Wärme in Nischen.

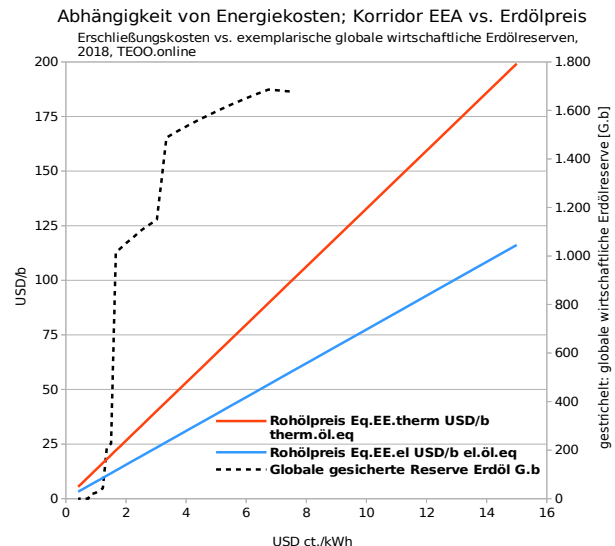


Abbildung 3: Korrelation zwischen Elektrizitätspreis aus Erneuerbaren und Erdölpreis in Zusammenhang mit wirtschaftlich erschließbaren Ölreserven.

Zu den gerade betrachteten physikalisch-wirtschaftlichen Grenzen, sollen die weiteren Faktoren für einen beschleunigten Ausstieg aus den Fossilen über dieses Szenario 1 hinaus zumindest erwähnt werden: CO₂ - Emissionssteuern, begrenzte Emissionshandelszertifikate, strengere Emissionswerte sowie politische Vorgriffe aufgrund der Verpflichtungen zum Pariser Klimaabkommen, sichtbar zunehmend extreme

⁵ Vorhersage aus 2016 [1], Erdölpreis (Brent) 2017 55 USD/b

lokale Klimaerwärmung und vielfältiger lokaler, nationaler und internationaler politischer Bürgerbewegung durch Bürgerenergie-Genossenschaften, privaten und gewerblichen erneuerbaren Anlagen, die den Energiemarkt diversifizieren und transparenter gestalten wie die Divestment-Bewegung (350.org). Und nicht zuletzt des zivilen Ungehorsams wie Fridays for Future, Extinction Rebellion und Ende Gelände, der auf allen Ebenen politischen und gesellschaftlichen Einfluss nimmt. In Folge all dieser Mechanismen werden sich die Investitionen in fossile Brennstoffe vollständig auf EEA verlagern und bestehende Kraftwerke schneller auslaufen. Allein 2017 gingen 277 G.USD in die Ölindustrie. Diese Zusammenhänge sorgen für die Beschleunigung des weiteren exponentiellen Zubaus Erneuerbarer.

Verallgemeinert man nun volatile Investitionen im Energiemarkt unter Einbezug jeder Einzeleffizienzen zwischen Primär-zu-Endenergie (well-to-wheel) aller wirtschaftlicher Nutzungsformen, so ergibt sich zwischen den Minima: Wärme (rot) und Elektrizität (blau) ein Korridor in *Abbildung 3*, in dem sich verschiedene Endanwendungen aus fossilen oder erneuerbaren Quellen zeitunabhängig verorten lassen. Eine Endanwendung wird zweidimensional einem Öl- oder Elektrizitätspreis zuordenbar. Ist der Erzeugerpreis für eine Anwendung aus Erneuerbaren günstiger als eine technische Lösung durch fossile zu einem, beispielsweise, Erdölpreis, wird eine Entscheidung eines Anwenders oder Investors eher zu dieser Umsetzung greifen. Umgekehrt liest man aus dem Diagramm, unter welchen Erzeugerpreis z.B. eine PVA erzeugen muss, um einen fossilen Energieträger zu verdrängen. Ein PVA mit einem Einspeisepreis von 4 ct./kWh schlägt jede Investition in ein fossiles Kraftwerk oberhalb 55 USD/b. Der Zubau von Erneuerbaren drängt somit jegliche Fördervorhaben mittelfristig aus dem Markt. Dies wurde versucht exemplarisch anhand der technisch förderbaren Ölreserven in gestrichelter Linie der *Abb. 3* dargestellt, wie diese je nach Fördergebiet schrumpft. Sollten EEA für weniger als 1,8 ct./kWh Elektrizität erzeugen, würde dies binnen weniger Jahre allen fossilen Projekten das Genick brechen. Dabei werden alle Produktionsschritte einschließlich der Umwandlungsverluste für grünen Wasserstoff (PtG/X) zur Herstellung synthetisch erneuerbarer Brennstoffe und Grundchemie berücksichtigt. Wie in *Abb. 2* dargestellt, wird der prognostizierte Ölverbrauch im Zeitraum 2015 bis zum Ausstieg aus der Produktion insgesamt etwa 551 G.b betragen und dann einem Endpreis von 25 USD/b entsprechen (*Abb. 3*). Mit dieser eindeutigen Korrelation kann der globale Ölpreis mittelfristig (± 2 Jahre) durch die Prognose der Stromerzeugungspreise der erneuerbaren Energien präzise vorhergesagt werden, bis die fossilen Brennstoffe vernachlässigbar sind.

Berücksichtigt man den gesamten CO_{2eq}-Ausstoß durch die Verbrennung von Gas, Öl und Kohle von 2015 bis zum Ausstieg, so wird der Maximalwert der gesamt-CO_{2eq}-Emissionen im Jahr 2045 um 715 G.t CO₂ steigen und die vermutete Obergrenze von +1,5 °C des Pariser Klimaabkommens (ohne LULUCF⁶) überschreiten. Dabei werden durch die Errichtung und Erzeugung von EEA von 50 PWh/a nur 0,4 G.t/a CO_{2eq} verursacht; im Vergleich wurden 2015-2019 jährlich 34 G.t CO₂ durch fossile und nukleare Energieträger verursacht (ohne extraktivistisches Methan).

⁶ LULUCF - Land Use, Land Use Change and Forestry; natürliches und antropogenes Methan

Globale Erdölwirtschaft bedroht Ecuador

Die im Kapitel zuvor diskutierten Zusammenhänge sind für die Bewertung der ecuadorianischen Wirtschaft von erheblicher Bedeutung. Ecuador ist seit 1965 ein Erdölförderstaat, das staatlich oder teilprivatisiert zeitweise in der OPEC oder eigenständig seit 1972 im größeren Stil bis 2016 insgesamt 5,8 G.b Rohöl der Sorte Oriente und später Napo gefördert hat. Dabei verschlechterte sich die Qualität von 23-25 °API⁷ auf 17 - 19 °API heute (Brent: 38 °API, Teersand 8-10 °API). Aufgrund des qualitativen Unterschied liegt der nationale Ölpreis im Durchschnitt 15 USD/b unter dem Leitwert von Brent. Weitere Analysen der Ölförderkosten und Subventionen der Jahresberichte des EP Petroecuador ergaben Grenzkosten von mindestens 80 - 114 USD/b. Das bedeutet, dass die ecuadorianische Wirtschaft mit jedem geförderten Barrel Rohöl 40-74 USD/b verliert. Bei einer Produktion von etwa 200 M.b/a muss die ecuadorianische Volkswirtschaft die Differenz durch Steuern und Neuverschuldung von 8 - 15 G.USD/a seit 2015 jährlich ausgleichen. [1, S. 67 ff.] Wie frühere Hochrechnungen zeigen, besteht keine Möglichkeit, dass der Ölpreis wieder oberhalb der ecuadorianischen Grenzkosten steigen könnte. Die einzige Lösung besteht daher darin, alle Ölförderaktivitäten einzustellen und Öl zu importieren und später die fossile Abhängigkeit durch erneuerbare Alternativen zu ersetzen, die neue energieeffiziente Technologien und nachhaltige Elektrizität einschließen. Weitere Simulationen der ecuadorianischen Energiebilanz haben gezeigt, dass ein Ausstieg aus der Ölförderung noch vor 2020 den Schaden gering hält. [1, S. 155 ff.] Preise für Treibstoffe müssen an Weltmarktpreise angeglichen werden und günstigere Alternativen geschaffen werden, um die zielführende Transformation wirksam und zügig umzusetzen und auch den gesellschaftlichen Wandel positiv zu gestalten.

NACHHALTIGES ENERGIEPOTENZIAL ECUADORS

Um eine Transformation erfolgreich zu gestalten, ist es notwendig die Rahmenbedingung der darauffolgenden langfristigen Wirtschaftsweise in Qualität und Quantität zu kennen. Welche Potenziale können unter der neuen Sichtweise und Technologie genutzt werden, ohne spätere Maßnahmen wieder in Frage stellen zu müssen, weil diese eventuell die nationalen Grenzen übernutzen.

Energetisches Potential der Landwirtschaft

Dieser Aspekt der Nachhaltigkeit soll hier exemplarisch für die landwirtschaftliche Nutzung aufgestellt werden:

- geringster Fußabdruck für eingesetzte Ressourcen, Flächenversiegelung, Degradation und Belastung von Böden und Gewässern
- Konfliktvermeidung zwischen Wildtieren, Ökosysteme und indigenen Gemeinden

Diese einfachen Grundregeln führen zu gelebten Modellen der Kreislaufwirtschaft, wie Urban Gardening, SoLaWi, Agro-Forstsystem oder Agro-PV/Wind, Renaturierung und Habitatschutz für z.B.: Insekten und Vögel. Gleichzeitig schließen sich so Massentierhaltung, GMO, (Energie-) Monokulturen und Agrar-Gifte aus.

Im riesige Agrarland Ecuador mit 2,5 M.ha landw. Fläche werden etwa 80 verschiedene Arten von Pflanzen angebaut und Tieren gehalten. Aufgrund der begrenzten Bewässerungsflächen, der hohen Erosionsrate und der Entwaldung wird es keine neuen nachhaltigen Anbauflächen geben. Daher muss das energetische Potenzial von konventioneller Intensivbewirtschaftung hin zum nachhaltige Landbau neu

⁷ API – American-Petroleum-Institute, Wertigkeit, Rohölqualität als inverses Maß der Dichte und Beistoffe

bewertet werden. *Abbildung 4* zeigt das heutige konventionelle theoretisch mögliche Erzeugungspotenzial von etwa 14 TWh_{el}/a auf. Das nachhaltige Potenzial aus Reststoffen beträgt dabei maximal 8 TWh_{el}/a, was einer Installationsleistung von 3 GW_{el}, oder 0,6 M.b/a Biokraftstoffen plus 1,2 TWh_{el}/a entspricht. Dieses Potenzial besteht aus Pflanzen- und Fruchtabfällen, Mist und Gülle innerhalb der zuvor gesetzten Rahmenbedingungen [1, p. 217-225]

Biogene Reststoffe der Landwirtschaft Ecuador
Pflanzenrest & Fäkalien 2012

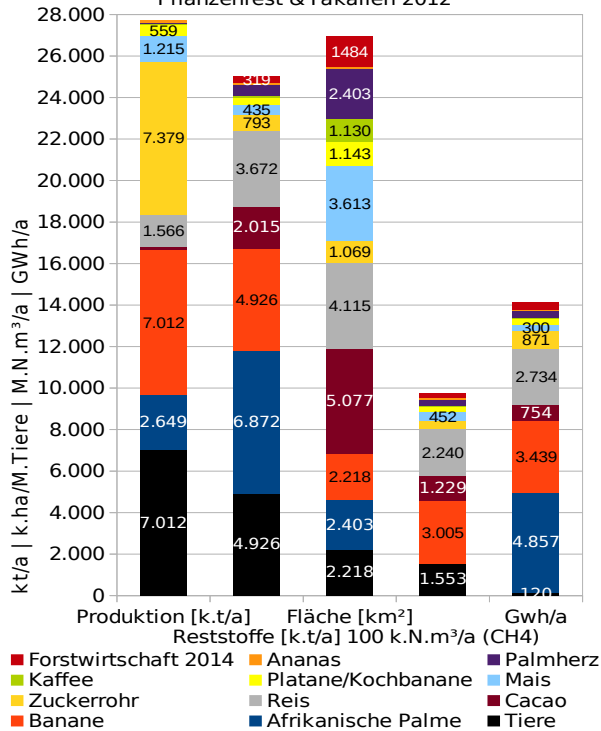


Abbildung 4: Energetisches Potenzial aus Biomasse in Ecuador in der Landwirtschaft und Tierhaltung, Quelle: MEER, FAO.

Erneuerbares Potential

Nachdem aus der Analyse des landwirtschaftlichen Potenzials das energetische Potential als vernachlässigbar festgestellt wurde, ist eine Intensivierung zu diesem Zweck kontraproduktiv. Einfacher Vergleich zeigt, dass aufgrund der Verfügbarkeit von Licht, Wasser und Boden die Energiebereitstellung durch die Photosynthese bei 20 MWh_{el}/(ha·a) begrenzt ist. Dies trifft gleichermaßen auf Holzwachstum, Energiepflanzen und Feldfrüchte zu. Im Gegensatz hierzu leisten heutige PV-Anlagen in Mitteleuropa das 50-fache an energetischem Flächenertrag, selbst bei nachhaltiger Errichtung im Sinne für Ökosysteme oder landwirtschaftlicher Co-Nutzung. Für Ecuador liegt damit der nachhaltige effektive Flächenertrag durchschnittlich über 1,8 GWh_{el}/(ha·a) bei einer hälftigen Co-Nutzung.

Somit ist eine energetische Hauptverwertung aus Energiepflanzen mit einem Wirkungsgrad von nur 1,2 % gegenüber der von EEA als absolut unwirtschaftlich verworfen werden. Die energetische Reststoffnutzung kann lokal jedoch weiter von Vorteil sein.

Aus dieser Schlussfolgerung liegt der Fokus auf das nachhaltig nutzbare Potenzial der nicht-landwirtschaftlichen Energieträger. Die Betrachtung des Potenzials an nutzbarer Sonnen- und Windenergie ist gigantisch, während die Wasserkraft an den Fließgewässern mit aktuellen und kommenden Kraftwerken mit insgesamt 8 GW ausgeschöpft sein wird. Aufgrund des Humboldtstroms gibt es kein nutzbares thermisches Meeresenergiepotential. Die Erzeugung von Gezeiten- und Wellenenergie ist bis zu einem gewissen Grad möglich, aber es gibt noch zu wenig Daten und sensible Schutzgebiete wie den Golf von Guayaquil, der

geschädigt werden könnten. [1, S. 194 ff.] Geothermische Energie wird derzeit nur marginal genutzt. Dies ist einer hohen Projektvorlaufzeit von 5-10 Jahren und einem hohen Zielrisiko geschuldet. Nichtsdestotrotz weisen einige Studien nutzbares Potenzial von maximal 3 GW_{el} aus. [1, S. 96 ff.] Aus dieser Vorbetrachtung soll nun das Wind- und Solarpotenzial Ecuadors im Detail betrachtet werden.

Potential Windenergie

Windenergie spielt mit Solarer perfekt zusammen. Sie kann nachts, bei Regen oder sogar in der Wintersaison geerntet werden. Aber auch deren Nachteile sind nicht zu vernachlässigen. Hierzu zählt ihr ökologischer Fußabdruck und Eingriff in die Biosphäre, wie für Vogelarten, Fledermäuse, aber auch eine schwere Errichtung in rauen Terrain und Hanglagen sowie die Notwendigkeit geeigneter Straßen und Abstandsflächen zu Wohnbebauung. Dies muss bei der Bestimmung des nachhaltigen Windenergiepotenzials an Land berücksichtigt werden. Eine der führenden Vereinbarungen mit Naturschutzverbänden mit Windenergieprojektierern und Flächenausweisung der Landesverwaltung zur Konfliktvermeidung bietet hierfür das so genannte "Helgoländer Papier". Es definiert angemessene Entfernungen und Beurteilungen von geschützten Gebiet zum Artenschutz, wie Flugrouten. Auch das Ressourcenmanagement hat sich in den letzten Jahren in Deutschland mit über 29.844 Windkraftanlagen (59 GW, 2017) stark verbessert. Rücklagen für den Rückbau und eine hohe Recyclingquote sowie eine partizipative Beteiligung von Kommunen (Dänemark) und Gemeinschaften wie Bürgerenergie-Genossenschaften haben sich in der Akzeptanz sehr bewährt. Üblich ist eine Flächenausweisung für die Windenergienutzung zwischen 0,5 bis 2 % der Landesfläche. Sowohl für den Artenschutz und Wirtschaftlichkeit etablieren sich WEA mit Nabenhöhen ab 160 m Höhe. Zum einen weht dort der Wind stärker und gleichmäßiger, zum anderen ist bei Blattlängen bis 70 m die Eingriff in die Biosphäre durch Windgeräusche, Anlagenanzahl und Rotationsgeschwindigkeiten deutlich geringer.

Für Ecuador wurde in der Studie eine pixelweise Spektralanalyse unter Verwendung von Octave (Open-Source) eine farbige Karte erstellt.

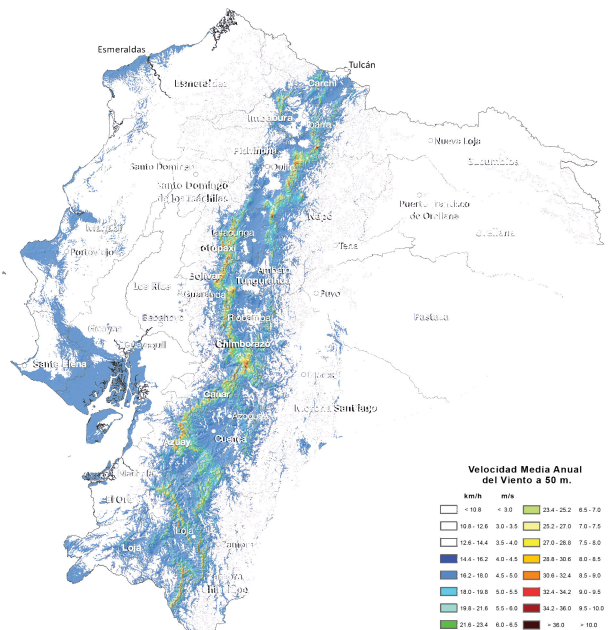


Abbildung 5: Verteilung der Windgeschwindigkeit in Ecuador ≥4,5 m/s, urspr. Quelle: MEER (LIDAR Karte), Ecuador 2015: [1, p. 180 ff.]

Die in *Abbildung 5* dargestellte Karte zeigt das Auswertungsergebnis der ursprünglichen Windgeschwindigkeiten, die von der MEER⁸ mittels 8 MEER – Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Ecuador, www.energia.gob.ec

LIDAR ermittelt wurde. Diese wurde in 22 farbige Geschwindigkeitsbereiche unterteilt mit einer hohen Auflösung von 0,12 km² pro Pixel erstellt. Durch Extrapolation der Geschwindigkeit von 4 m/s @ 50 m Nabenhöhe auf 4,5 m/s @ 80 bis 120 m Nabenhöhe lieferte die Filterung die Spektralanalyse der *Abbildung 5*. Alle Pixel mit Windgeschwindigkeiten unter 4 m/s, Naturschutzgebiete und Siedlungen wurden dabei gefiltert. Zusätzlich wurden auch Karten der DTU (Dänische Technische Universität) und 3TIER (Power Forecasting Energy Due Diligence, NASA, Commercial Comp.) verwendet und verglichen. [1, S. 180 ff.]

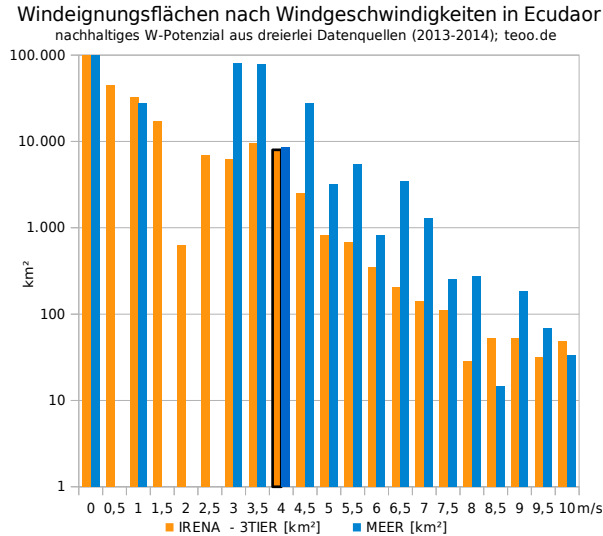


Abbildung 6: Analyse der Windgeschwindigkeiten nach Datenanalyse von 3TIER und MEER mittels Octave & LibreOffice aus TEOO-Studie 2017.

Die mögliche Windfläche beträgt 13.021 bis 50.933 km² oberhalb 4,5 m/s bei > 80 m Nabenhöhe. Unter Berücksichtigung aktueller, dem aktuellen Stand der Technik entsprechenden (Schwach-) WEA mit Nabenhöhen von 130-170 m der Leistungsklassen von 2-5 MW Nennleistung, wurde ein theoretisches Potenzial von 6 PWh/a auf 50.933 km², einschließlich geschützter und bewaldeter Gebiete und Stadtteile, ermittelt. Diese Gebiete wurden im Folgenden ebenfalls gefiltert. Übrig bleibt ein erschließbares nachhaltiges Windenergiepotenzial von konservativ 12,9 bis 17,2 GW auf 1,16 % der farbig gekennzeichneten Fläche aus *Abbildung 5*. Bei einer konservativen Annahme entspricht dies einem Energieertrag von 69 TWh/a bei einer JELZ von 5,36 GWh/(MW·a) auf 0,23 % der Landesfläche in Co-Nutzung. [1, S. 184 ff.]

Potential Solarenergie

Solarstrahlung liefert Wärme, sichtbares und nicht-sichtbares Licht. Um das gesamte Sonnenspektrum zu nutzen, sind solarthermische Anlagen (STA) am effizientesten für die Energiegewinnung geeignet, jedoch ist die Umwandlung in andere Nutzenergien nur in großen Maßstäben effektiv und wirtschaftlich. Zum anderen benötigen verglaste Flachkollektoren, die häufigste Bauform, eine hohen Ressourcenbedarf, wie z.B. Kupfer. Dies macht sie im Vergleich zu derzeit gebräuchlichen Photovoltaik (PV)-Systemen teuer und nur eingeschränkt nutzbar. Neben ersten Kleinserien, nutzen PV-Anlagen (PVA) Licht im sichtbaren Spektrum und sind in den letzten 5 Jahren wesentlich billiger und effizienter aufgrund Massenproduktion und geringeren Ressourcenbedarf.

Ecuador hat weltweit die besten Bedingungen für die Nutzung der Photovoltaik. In den Höhenlagen der Anden von ca. 4.000 H.m. sind die niedrigen Temperaturen um 10 °C, trotz einem perfekten Sonnenverlauf ganzjährig über den Zenit und der geringsten Strahlungsbeugung, bzw. atmosphärische Dämpfung des Sonnenlichts.

Das theoretische Potenzial Ecuadors liegt bei etwa 500

PWh/a. Das entspricht etwa dem erwarteten 6 ½ fachen des globalen Energiebedarfs am Ziel der Klimaneutralität (*Abbildung 1*). Um ein beispielhaftes nachhaltiges Potenzial zu bewerten, wählen wir willkürlich 0,1 % (512 km²) der Landesfläche Ecuadors, also weniger als der Hälfte für eine nachhaltige Windenergienutzung. Wie in *Tabelle 1* beispielhaft aufgezeigt, könnte bei einer Aufteilung dieser Fläche in typische ländliche und städtische Gebiete in der Costa, Sierra und Amazonas-Region mit verschiedenen JELZ zwischen 1,64 bis 3,18 TWh/(GW·a) gerechnet werden. Aufgrund der geringen Bewölkung auf den Galapagos ist die JELZ 3,18 eine Ausnahme. Diese Erträge entsprechen dem zwei- bis dreifachem der erreichbaren Erzeugung wie Mitteleuropa entspricht. Betrachtet man lediglich die optimale Dachfläche von Wohngebäuden, von angenommenen 2,5 % der Gesamtfläche aller Dächer, so könnte allein durch diese 187 km² 37 GW in Bürgerhand installiert werden. Das realistische Potenzial liegt zwischen 14 und 37 GW Installationskapazität. Insgesamt gibt es ein Potenzial von mind. 47,4 GW oder mehr als 83 TWh/a, bzw. 123 TWh/a auf 0,1 % der Fläche Ecuadors. [1, S. 188 ff.]

Tabelle 1: Solare, nachhaltige Potentiale (STA und PVA) für verschiedene Regionen und Gebäudeflächen in Ecuador

Kategorie	Costa	Sierra	Oriente	Outto	Guayaquil	Gewerbe**	Haushalte*	STA	Total PVA
verfügbare Fläche [%]	0,2	0,2	0,05	2,5	2,5	20	10	15	0,1
effektive Fläche [km ²]	130	137	59	7,3	45	8	10	21	396
installierbare Leistung @20% [GW]	13	13,7	5,92	1,45	9,01	1,6	1,94	17	46,6
JELZ [GWh/(MW·a)]	1,64	1,92	1,72	1,95	1,64	1,69	1,8	7,2	1,76
E.el @21,7% [TWh/a]	21,3	26,3	10,2	2,8	14,8	2,9	3,5	29,6	81,6

* WWS-Studie: standford.edu 2015; ** & Kommunen

Zur Bestimmung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Ecuador wird die Anzahl der Haushalte (4,68 Millionen) berücksichtigt und mit dem typischen Wärmeenergiebedarf multipliziert. Dies entspricht einem durchschnittlichen Wärmebedarf von 15 - 50 kWh/(m²·a) pro Haushalt⁹. Im Vergleich zu Mitteleuropa entspräche dies einem sehr energiesparenden Wohngebäude. Während in Ecuador die Niederung ganzjährig warm ist, besteht ein höherer Wärmebedarf in den Anden und Gebäude sind bisher nur gering mit Wärmedämmung ausgestattet. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche geeignete Flächennutzung von 1,6 - 4,1 m² pro Haushalt für STA. Somit könnte der gesamte Wärmebedarf der ecuadorianischen Bürger durch 17,7 GW STA-Kapazität gedeckt werden. Insgesamt beträgt diese bis 2035 28,3 TWh/a auf 21 km² Dachfläche. [1, S. 192 ff.] Der Wärmebedarf könnte durch die Installation von PVA auf der gleichen Fläche gedeckt werden, wenn mittels einer üblichen Luftwärmepumpe (COP≥4) die Umweltwärme genutzt wird. Alternativ könnten auch die Prozesswärmeverluste aus Elektrolyseuren und Brennstoffzellen in kommunalen Nahwärmenetzen genutzt werden.

⁹ 25 m² per capita, 12,7 kWh/(m²·a) + 23 l/(d·cap) Warmwasser, 3,6 Personen pro Haushalt in 2035

Gesamtes nachhaltiges, erneuerbares Potential von Ecuador

Abbildung 7 veranschaulicht das erneuerbare und nachhaltige Potenzial Ecuadors unter einer konservativen Perspektive, die aus den vorherigen Einzelbetrachtungen zusammengetragen wurde. Unter Berücksichtigung der gesamten, in Anspruch zu nehmenden Fläche für alle aufgeführten Kapazitäten ergibt sich ein Maximum von etwa 0,33%, bzw. 0,23% der Landesfläche. Der größte Teil der benötigten Fläche könnte in der Umsetzung in urbanen Gebieten für PVA und STA auf Dächern genutzt werden, wo die Energie ohnehin lokal benötigt wird. Während Wind- und Biomasseenergie auf co-genutzten landwirtschaftlichen Flächen geerntet werden können. Gleiches trifft auf die Co-Nutzung von Agro-PV Lösungen zu, die hier bereits für das Potenzial als Standard gewählt wurde. Mit diesem konservativen Ansatz könnte ein nachhaltiges Gesamtpotenzial von mindestens 89,3 GW an EEA genutzt werden. [1, S. 249 ff.]

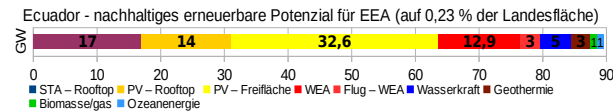


Abbildung 7: Gesamtes konservatives, nachhaltiges, erneuerbares Energiepotenzial nach Technologie für Ecuador

Der überwiegende Teil der erneuerbaren Kapazität könnte die Nutzung der Solarenergie von 39 GW ausmachen und würde somit kaum zusätzliche Landnahme erfordern. Abbildung 8 zeichnet die möglichen, idealen Vorranggebiete für die Anlagenerrichtung aus. Hierbei können sich verschiedenen Arten von Anlagensysteme kombinieren.

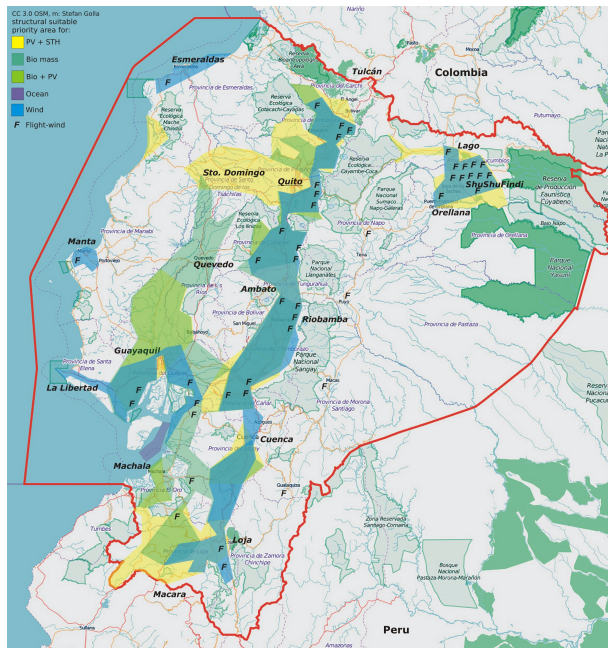


Abbildung 8: Karte von Ecuador mit besonders geeigneten Flächen für nachhaltige Wind-, Solar und LaWi-Erzeugerstandorte

Netzstabilität und Speicher als Engpass

Gegenwärtig versorgen riesige Wasserkraftwerke (5,4 GW) Ecuador mit Elektrizität, von denen die Hälfte in den letzten vier Jahren installiert wurde. Die Erzeugerleistung der Wasserkraftwerke macht 58 % aller Erzeugungskapazitäten in Ecuador aus und deckt mehr als 90 % des Gesamtbedarfs von 29 Twh (2017). Der Primärenergieverbrauch beträgt etwa 220 TWh/a. Einschließlich des Exports von Rohöl und Derivaten beläuft sich dieser auf 350 TWh/a. [1, S. 78, 112, 275 ff.] Würden mehr als 70 % des gesamten zukünftigen Energiebedarfs durch PV gedeckt, z.B. in den nächsten 5 bis 20 Jahren, wäre keine hinreichende und wirtschaftliche Batteriekapazität in der Lage, die tägliche Spitzenleistung von 30 bis 60 GW

auszugleichen. Auch die hieraus entstehenden enormen Umweltauswirkungen in Folge des Lithium- (Bolivien¹⁰), Aluminium- (Brasilien) und Kupferbergbau (Chile, Ecuador¹¹) müssen als deutlich negativ und konfliktträchtig berücksichtigt werden.

Alternativ bietet die PtG¹²-Technologie in Kombination mit GtL¹³/X¹⁴ Brennstoffzellen und Gaskraftwerken (GtP¹⁵) die benötigten ressourcenschonenden Umwandlungskapazitäten für eine integrierte Energie-, Verkehrs- und Wärmewende durch Sektorkopplung an. Mit der Reaktionsgleichung:

„Elektrizität + CO₂ + H₂O = synthetische Treibstoffe + O₂“, kann zukünftig Erdöl und Erdgas durch enorme Stromüberproduktion¹⁶ durch Elektrolyse zu Wasserstoff, Methan und n-Alkane beliebig transformiert werden. [1, p. 228 ff.] Diese synthetischen Kraftstoffe der 2. Generation können als komprimiertes Gas im Gasnetz, aber auch als Flüssigkeiten in Tanks gelagert werden und so in großem Maßstab für Verkehr, Wärme, Grundchemie und Elektrizität bereitgestellt werden. Abbildung 9 zeigt die möglichen Weg der Sektorkopplung zur Umwandlung und Speicherung zwischen Strom- und Gasnetz, während gleichzeitig bei der Wandlung Wärme für Prozesse und Gebäude erzeugt werden kann. Aufgrund des minimalen Ressourceneinsatzes ist die PtG-Technologie aus heutiger Sicht auch die realistischste und wirtschaftlichste Lösung, um den Kohlenstoffkreislauf auf mehreren Skalen zu schließen (*closing the carbon cycle*). Die heutige Elektrolyseeffizienz von ca. 80 % (50 kWh/kg H₂) ist bereits in großindustriellem Maßstab im Multi-Megawatt Bereich in Containerlösungen verfügbar. Das Interessanteste an der GtL-Technologie ist, dass sie aufgrund exothermer chemischer Grundprozesse, beginnend z.B. mit der Fischer-Tropsch-Synthese¹⁷ aus der Wasserstoff- und Methanproduktion, mindestens 20 % effizienter sind als der Betrieb von Rohölraffinerien.

Während ohnehin feststeht, dass es wirtschaftlicher ist die nationale Rohölförderung umgehend vollständig einzustellen und übergangsweise zu importieren, steht diese Infrastruktur und Fläche für den Umbau zu einem landesweiten Gasnetz zur Verfügung, wie dies aktuell in Deutschland zu einem Wasserstoffanteil bis 20 % ebenfalls umgebaut wird.

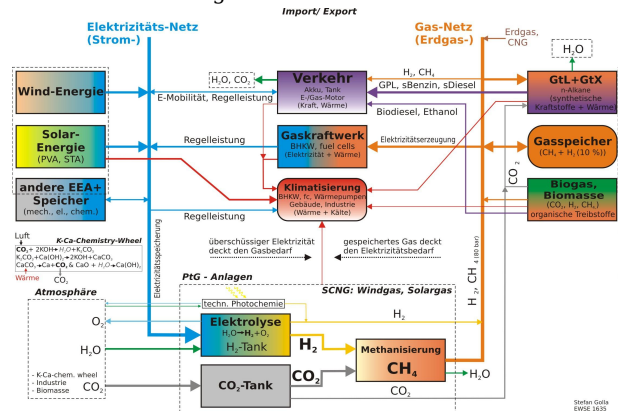


Abbildung 9: Sektorkopplung und Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft mittels PtG, GtP und GtX

10 Salar de Uyuni

11 Intag - Nebelregenwald - National Park, UNESCO - Biosphärenreservat

12 PtG – Power-to-Gas, Electrolyse: Elektrizität + 2H₂O → O₂ + 2H₂

13 PtL–Power-to-Liquids, Methanisierung, biologisch/Fischer-Tropsch

14 PtX – Power-to-Chemistry

15 GtP – Gas-to-Power, Gaskraftwerke, Brennstoffzellen

16 Spitzenerzeugung durch volatile PV- und Windenergie bei Tag oder Nacht mit Überkapazitäten für die Mindestproduktion an Elektrizität und PtG zur Erzeugung von Brennstoffen und Sektorkopplung (Versorgungssicherheit).

17 Katalyseprozess durch Fischer-Tropsch Synthese zur Erzeugung von n-Alkanen durch CH₄/H₂, CO, H₂O, Deutschland 1925

Durch die Sektorkopplung mittels Elektrolyse, Methanisierung und Rücktransformation über Brennstoffzellen kann die hohe volatile Erzeugung und Last durch erneuerbarer Energien (Wind+PV) sowie die Bereitstellung von Brennstoffen decken und gleichzeitig Kohlendioxid aus der Atmosphäre entziehen und sogar abscheiden. Politisch kann diese Transformation erheblich erleichtert werden, wenn durch Steuerinstrumente beschleunigt, Antriebssysteme schwerer Treibstoffe zu grünem Wasserstoff etc. migrieren. Als besonders wirksam hat sich hier die Einführung einer CO₂-Steuer und Anreize zur Umrüstung von Diesel- und Benzinmotoren in reine H₂-E-Mobilität und vor allem der massive Ausbau des ÖPNVs erwiesen.

METHODEN

Simulation der Energiewende von Ecuador

Grundlage für die Beschreibung einer anwendbaren Energiewende ist die Kenntnis der realisierbaren Potenziale und Energiedaten über Infrastruktur und Erzeugung. Das wünschenswerte Ziel ist es, ein Open-Source-Simulationswerkzeug zu schaffen, das die Netzstabilität, das Zusammenspiel verschiedener Erzeugungs-, Speicher- und Versorgungstechnologien parallel einbezieht, Degradation und Verluste berücksichtigt und monetäre Effekte, Import und Export auf zeitabhängigen Jahresskalen darstellen kann. Das entwickelte Werkzeug kann den energetischen Übergang für Wärme, Strom, Transport, Chemie und Speicherung für jede der in Abb. 9 dargestellten Technologien beschreiben. Nach dem Aufbau des Modells mit LibreOffice-Calc kann eine feinkörnige Anpassung eines optimalen Energieübergangs in verschiedenen Diagrammen und Tabellen wie Tabelle 2 und Abb. 10 bis 12 dargestellt werden. Dieses Tool enthält mehr als 190 Parameter, die bei der Anpassung des Übergangmodells helfen und zeigt die Ergebnisse sofort an. Alle Daten sind in einer kleinen Datei verfügbar¹⁸.

ERGEBNIS

der simulierten Energiewende für Ecuador

Die folgenden Fragen zur Energiewende sollten beantwortet werden:

1. Wie groß ist der jeweilige Anteil von EEA und deren zeitliche Installationsverlauf?
2. Wie können die Lösungen zur Energiespeicherung, Netzstabilität und Ersatz von fossilen Treibstoffen aussehen?
3. Wie stellt sich die Finanzbilanz zwischen Investitions- und Betriebskosten, zu staatlichen Einnahmen und Liquidität während der Transformation dar? Und wer wird hieran wie beteiligt?

Energiebedarf und Durchsatz der Transformation

Im Zusammenspiel mit der hier prognostizierten Entwicklung des globalen Ölpreises wird festgelegt, dass ab 2018 alle Brennstoffe importiert werden, während die nationale Ölförderung bis 2020 auslaufen muss. Gleichzeitig findet ein stetiger Ausbau der Solar- und Windkapazitäten bis zum Maximum von 0,5 bis 1,5 GW im Jahr 2025 statt. Parallel dazu müssen PtG- und GtL-Kapazitäten auf bis zu 2,5 GW pro Jahr auf 30 GW ausgebaut werden, wie in Tabelle 2 dargestellt.

Das zentrale Simulationsergebnis ist, dass der Energieübergang in etwa 12 Jahren durch die Installation von 55 GW zusätzlicher erneuerbarer Energien erreicht werden kann (Abbildung 10).

Tabelle 2: Optimale Änderung der Kraftwerkskapazität, stufenweiser Ausbau während der Energiewende für Ecuador

Zubaubare Kapazität [MW/a]	Δ/a: 2018 - 2020	Δ/a: 2021 - 2025	Δ/a: 2026-2035
PtG - Elektrolyse (H ₂)	100	1.500	2.500
PtG - Methanisierung (H ₂ →CH ₄) [M.N.m ³ /a]	10	250	650
GtX - Verflüssigung (GPL) [M.l/a]	10	150	300
GtX - N-Alkane (n>5) [M.b/a]	0,4	0,6	0,8
Öl-Kraftwerke	-250	-250	-250
Gas-Kraftwerke (SOFC, PEM)	250	50	50
Wasserkraft	1.633	0	-350
Biomasse	100	33	45
Geothermie	485	100	50
Turm-WEA	110	750	1.000
Flug-Wind	1	75	250
STA - Dachfläche	150	1.000	1.500
PV - Dachfläche	500	1.000	1.250
PV - Freifläche	250	500	750
Meeresenergie	0	20	50
Gasnetzausbau Strecke [km/a]	100	150	150
elektro-chemische Speicher [Wmh/a]	5	20	20

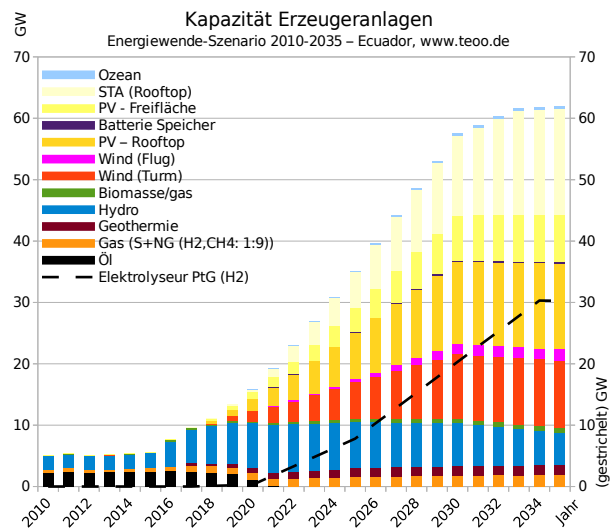


Abbildung 10: zeitabhängiger Ausbau Erneuerbarer während der Energiewende in Ecuador

Dies ist die Hälfte des minimal zugänglichen nachhaltigen Potenzials (Abbildung 7). Der derzeitige Primärenergieverbrauch von 350 TWh/a wird durch zunehmende Anlagen- und Systemeffizienz auf 160 TWh/a reduziert, indem fossile Kraftwerke und Prozesse durch Elektromotoren und erneuerbare Kapazitäten ersetzt werden. Um alle Treibstoffimporte bis 2029 zu ersetzen, werden unter Verwendung von PtL und des beschriebenen Migrationsmechanismus 100 TWh/a EE zur Erzeugung von mehr als 20 M.b/a und 10 G.N.m³/a Flüssig- und Gasbrennstoffen verwendet. Die größte Herausforderung könnte die Installation von 30 GW PtG- und PtL-Infrastruktur sein, da dies aktuell bisher nicht in diesem Umfang beispielhaft durchgeführt wurde. Mit dieser Umwandlungsstrategie könnte Ecuador von Treibstoffimporten befreit und zu einem Exporteur von hochwertigen Brennstoffen werden, die weit unter den derzeitigen Weltmarktpreisen liegen, wie in Abbildung 11 dargestellt.

¹⁸ downloadable from teoo.online under CC-BY-NC-SA 4.0

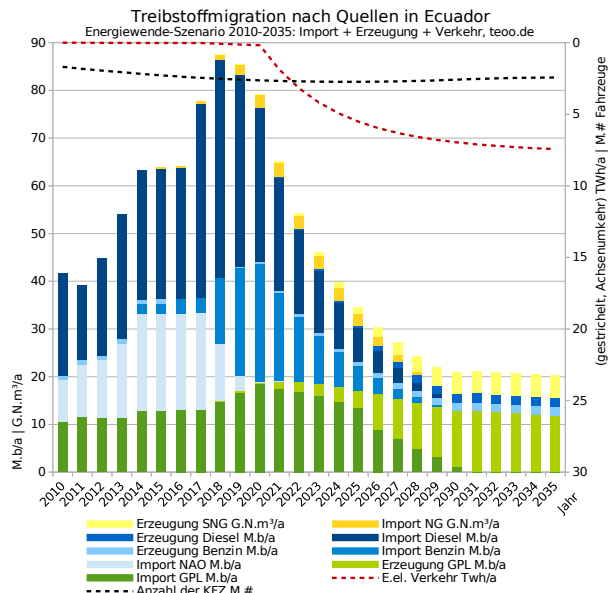


Abbildung 11: Zeitabhängiger Energiebedarf von Treibstoffen in Wärme, Chemie und Verkehr durch Import und Substitution nationaler Treibstoffe (Eigenverbrauch hier nicht dargestellt)

Finanzielle Auswirkungen der Energiewende

Ein weiterer wichtiger Parameter für die Optimierung des Übergangs in Ecuador ist die Erzielung eines ausgewogenen Investitions- und Einnahmeverhaltens. Das bedeutet, dass alle Investitionen für den Aufbau und Aufrechterhaltung von Erzeuger- und Umwandlungs-kapazitäten eine Rückfluss in Form von Endenergiekosten für Elektrizität, Grundstoffen, Wärme und Treibstoffen erbringen müssen. Unter Berücksichtigung aller laufenden Kosten für Netz, Steuern und Energieversorgung kann bei Endverbraucherpreisen von USD 12 ct./kWh gezeigt werden, dass die Differenz aus Rendite und Investition immer zeitlich erfüllt ist. Die grün gestrichelte Kurve in Abbildung 12 zeigt einen dauerhaft positiven Wert von 1 G.USD. Folglich sind keine externen Kredite erforderlich, wenn alle Erträge wieder in Investitionen für neue Infrastrukturen und Kapazitäten investiert werden.

Wirtschaftliche Gesamtbilanz der Energiewende für Ecuador

Energiewende-Szenario 2015-2035 Ecuador, staatliche Einnahmen und Ausgaben für Infrastruktur, Betriebskosten sowie Steuereinnahmen; teoo.de

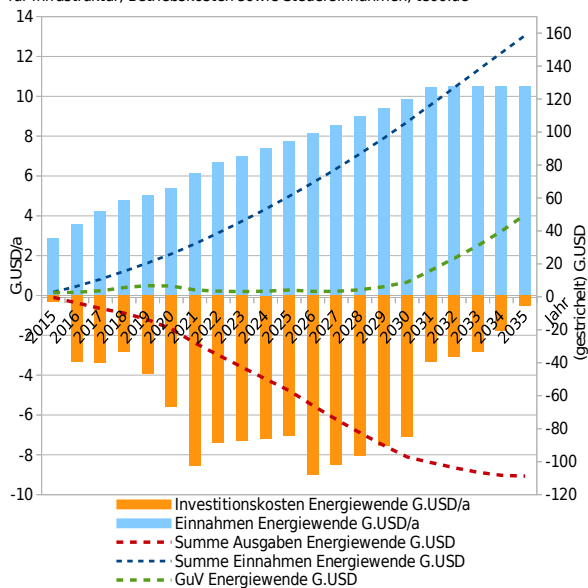


Abbildung 12: Gesamtfinanzbilanz von ROI im Verlauf der Energiewende für Ecuador

Für die benötigten Anlagen wurde erwogen, dass die Investitionskosten auf die vorherrschenden Partizipatoren: Konzerne, Bürger, Unternehmen und Regierung ihrer Kompetenzen und Nutzung

gleichmäßig aufgeteilt werden. Nach 2030, wenn die Energiewende weitgehend abgeschlossen ist, wird ein jährlicher Überschuss von ca. 10 G.USD erwartet, der bspw. für die Absenkung der Endverbraucherenergiepreisen auf ein Bruchteil der heutigen Kosten gesenkt werden könnte bzw. um Staatsschulden zurückzuzahlen oder in ökologische Projekte und Bildung zu investieren. Die gesamte Energiewende für Ecuador erfordert insgesamt 100 G.USD. Vergleicht man dieses Ergebnis mit dem heutigen Business as usual, so wird deutlich, dass die konsequente Nutzung nachhaltiger erneuerbarer Energien eine wesentlich risikoärmere und solide Wirtschaftskraft und umfangreichere Möglichkeiten bietet.[1, S. 257 ff.] Aufgrund der hervorragenden Bedingungen für den Betrieb und Errichtung von erneuerbare Energien in Ecuador könnte der Energiewende perspektivisch auch um mehrere Jahre beschleunigt werden.

ZUSAMMENFASSUNG

Mit dem hier entwickelten universellen Energiewendeberechnungstool, können unter den gesetzten Parametern präzise Antworten auf die drei gestellten Fragen gegeben werden. Die Tabelle 3 gibt zudem einen detaillierteren Überblick über verschiedenen Wendekindikatoren für Ecuador an. Einer der Hauptaspekte des geplanten Übergangs ist die Schaffung von mindestens 100.000 langfristigen, gut bezahlten und qualifizierten Arbeitsplätzen.[1, S. 311] Darüber hinaus sinkt der CO₂-Fußabdruck auf Null und 95 % aller Rohölreserven werden im Boden unberührt bleiben. Diese Tatsachen zeigen, dass für das Beispiel Ecuador die globalen UN-Klimaziele von Paris und die jüngsten UNEP - Dringlichkeitsforderungen nicht nur leicht, sondern wirtschaftlich zielführend erfüllt werden können. Gleichzeitig können hierdurch nationale Energie-, Bürger-, Umweltkonflikte gelöst werden.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Energiewende für Ecuador

Einheit	Ausgewählte Werte der Energiewende für Ecu	2015	2035	Delta
M.hab	Bevölkerung	16,17	20,34	4,05
%/a	Bevölkerungswachstum	1,44	0,84	-0,60
toe/(hab*a)	Primärenergieverbrauch pro Kopf	1,928	0,647	-1,28
Mwh/(hab*a)	el. Energieverbrauch pro Kopf	1,788	8,360	6,57
eTWh/a	Primärenergieverbrauch	349	169,0	-180
Twh/a	el. Energieverbrauch	29,8	155,2	125
GW	nachhaltiges Erzeugerpotenzial	?	89,30	57%
GW	elektrische Erzeugerkapazität (GTP o. STA)	5,55	42,56	37,01
GW th	Solarthermie Erzeugerkapazität (STA)	0	17,27	17,27
GW	PTG Regelleistungskapazität	0	30,25	30,25
GW	Erzeugerkapazität EEA (STA+GtP)	2,60	74,95	72,35
G.N.m³/a	Erzeugung Wasserstoff aus el. Energie	0	27,01	27
M.N.m³/a	Erzeugung Methan, SNG	0	4,806	4,806
M.b/a	Erzeugung Flüssigtreibstoffe: GPL+B+D	0	15,5	16
Twh/a	Wärmeerzeugung (STA+GtP)	0	32,6	33
%	fossiler Energieerzeugungsanteil	46,8%	0,0%	-100%
100 M.b	Reserve Erdöl	87,6	83,3	95,10%
M.m³	Reserve Erdgas	9,822	8,305	84,6%
G.USD/a	EuA / GuV Treibstoff Ex- und Import	-5,1	0,3	5,3
M.t eCO ₂ /a	eCO ₂ Fußabdruck ohne Export	136,61	4,70	-132
M.t eCO ₂ /a	eCO ₂ Fußabdruck nur Im-& Export	85,78	-4,37	-90
t eCO ₂ /(hab*a)	eCO ₂ Fußabdruck pro Kopf	13,75	0,02	-13,74
USD/l	Erzeuger Treibstoffkosten ohne Steuern	0,4	0,115	32%
USD ct./kWh	Erzeuger Energiekosten ohne Steuern	6,0	2,0	33%
G.USD	Bilanz der Energiewende mit direkten EuA	0	49,96	50
G.USD	Mögliche Bilanz der Energiewende *	0	91,91	92

Die erste ganzheitliche Energiewende-Studie für eine nachhaltige Transformation Ecuadors zeigt, dass eine derartige Umsetzung wirtschaftlich möglich und sinnvoll ist. Der Versuch, die mehrdimensionalen Fragen einzubeziehen, um energetische, wirtschaftliche, physikalische, chemische, den projizierten Stand der Technik und potentielle Unsicherheiten in eine zeitabhängige Projektion einzusetzen, konnte gelöst werden, indem der zeitliche Verlauf über den Bedarf der Endnutzer an Wärme, Elektrizität und Brennstoffen abgebildet wurde. Hierin einbezogen wurde die Netzstabilität und Energiespeicherung, sowie die Treibstoffmigration mittels PtL berücksichtigt, während Ecuador die fossile Produktion bis 2020 auslaufen lässt. Der Brennstoffbedarf könnte bis 2029 durch Importe

gedeckt werden. Die Potenzialanalyse für mögliche Erzeugerleistungen zeigen für Ecuador eine vielfältige Ausgangslage mit enormen nachhaltigen Möglichkeiten an Standorten und geringen Flächenfußabdruck hauptsächlich für Solar- und Windenergie mit ausgezeichneten Bedingungen. Um die Transformation mittels EEA zu beschreiben wird lediglich etwa die Hälfte des konservativ berechneten nachhaltigen Potenzials von weniger als 0,2 % oder 130 km² der Landesfläche beträgt. Dabei lässt sich die effektive Fläche in Co-Nutzung mit einer nachhaltigen Landwirtschaft und Dächern leicht abgedeckt.

Innerhalb von 12 Jahren, oder weniger kann der CO₂-Fußabdruck auf Null und der Primärenergieverbrauch um 51,5 % gesenkt werden.

Diese Studie ebnet den Weg für weitere Studien zu diesen Themen unter der Creative-Commons-Lizenz: CC-BY-NC-SA 4.0. Daten und Zahlen unter dieser CC-Lizenz sind verfügbar unter: teoo.de.

Danksagung

Dank an Sören Gerke, Diplom-Ingenieur für Maschinenbau (Technische Universität Dresden), selbständiger Wissenschaftler, für die Mitarbeit bei der Analyse, die kritische Diskussion und die Hilfe bei Vorschlägen, die Unterstützung bei der Untersuchung und die Verbesserung dieser Arbeit.

Literatur:

[1] S. Golla, "The End of Oil", oekom-verlang, München/Dresden, GEDES e.V., 2017, p. [#]; ISBN: 978-3-96006-030-7

Online-Quellen:

[2] REN21, "Global Status Report 2018", "GSR2018", www.ren21.org, 2018-6-22

[3] British Petrol, "BP Statistical Review of World Energy June 2018" www.bp.com, 2018-06-20

[4] Bloomberg, "BNEF-2018-Annual-Investment-Numbers-final.pdf, 2019, www.bnef.com

[5,6] <https://teoo.de>



Stefan Golla, geboren 1979 in Berlin, Deutschland, studierte Physik (Diplom) und Elektrotechnik an den Universitäten Cottbus und Dresden. Zehn Jahre lang arbeitete er als Wissenschaftler, Entwickler und Projektleiter in den Bereichen angewandte erneuerbare Energien, Energiespeicher und E-Mobilität. Sein Engagement dient u.a. verschiedenen

Umwelt- und Menschenrechts-NGOs wie Greenpeace und YASunidos und S4F. Derzeit arbeitet er als Projektkoordinator und Vorstand bei der Gedes e.V. für bioMethanisierung, der Energieberatung für nachhaltiges Bauen und Verkehrskonzepte sowie treibt die Energiewende von unten voran. www.gedes-ev.de