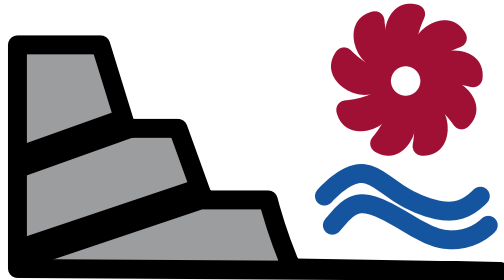


Smart H₂O Energy



Abschlussbericht

Vorhabenbezeichnung	CLIENT II – Verbundvorhaben: SmartH ₂ OEnergy – Entwicklung von Konzepten zur Nutzbarmachung des hydroelektrischen Wasserkraftpotenzials von Rohstoffgewinnungsbetrieben
Verbundkoordinator	RWTH Aachen University, Institute of Mineral Resources Engineering
Projektleiter	Univ.-Prof. Bernd Lottermoser
Zuwendungsempfänger	RWTH Aachen University, Institute of Mineral Resources Engineering Technische Universität München, Chair of Hydraulic Engineering and Water Resources Management Dr. Thomas Hillig Energy Consulting (THEnergy)
Förderkennzeichen	033R206 A bis C
Laufzeit des Vorhabens	01.07.2019 – 31.12.2022
Verfasser	Yannick Feldmann, M. Sc.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Aachen, Juni 2023

- Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor -

Inhaltsverzeichnis

I.	Kurze Darstellung	1
	Aufgabenstellung und Wissenschaftlicher Stand	1
	Wesentliche Ergebnisse	1
	Ablauf des Vorhabens und Zusammenarbeit mit anderen Stellen	2
II.	Eingehende Darstellung	3
	Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen.....	3
	Arbeitspaket 1: Datenerhebung und Definition von Anwendungsszenarien	3
	Arbeitspaket 2: Wasserkraftnutzung in bestehenden Rohstoffgewinnungsbetrieben	13
	Arbeitspaket 3: Wasserkraftnutzung und Potenzialmaximierung durch Planung	19
	Arbeitspaket 4: Spezifische Technologieentwicklung für die Rohstoffgewinnung	24
	Arbeitspaket 5: Lebenszyklus und Netzintegration.....	28
	Arbeitspaket 6: Fallstudie mit Konzeptsimulation und -analyse.....	32
	Arbeitspaket 7: Nachhaltigkeitsbetrachtung und Potenzialbewertung.....	37
	Arbeitspaket 8: Abstrahierung der erstellten Lösungen	42
	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	45
	Darstellung der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	45
	Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans	46
	Während der Durchführung bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	47
	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses	47

I. Kurze Darstellung

Aufgabenstellung und Wissenschaftlicher Stand

Der globale Stromverbrauch hat sich seit 1990 verdoppelt, und für den Energieverbrauch in der Rohstoffindustrie ist ein ähnlicher Trend zu beobachten. Dies ist sowohl auf die geförderten Mengen als auch auf den Abbau von Vorkommen mit geringeren Wertstoffgehalten zurückzuführen. Um den langfristigen Bedarf an elektrischer Energie zu decken, ist die Nutzung erneuerbarer Energien wie der Wasserkraft unerlässlich. Wasserkraft hat eine lange Historie und wurde bereits in der vorindustriellen Zeit im deutschen Harzer Revier in der Rohstoffgewinnung genutzt. Seither wurde zwar die Rohstoffgewinnung mechanisiert und elektrifiziert, jedoch gibt es kaum spezifische Nutzung von Wasserkraftpotenzialen im Rohstoffsektor.

Im Verbundprojekt SmartH₂OEnergy sollten daher Konzepte zur Nutzbarmachung des hydroelektrischen Wasserkraftpotenziales von Rohstoffgewinnungsbetrieben entwickelt werden. Diese Konzepte sollten in Abhängigkeit der technischen Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit für verschiedene Anwendungsfälle erarbeitet und anhand eines Fallbeispiels validiert werden. Abschließend sollten die Ergebnisse abstrahiert und somit auf die weltweite Rohstoffgewinnung übertragbar gemacht werden. Zentrale Frage des SmartH₂OEnergy-Projekts ist dabei, wie bei der Rohstoffgewinnung das Wasserkraftpotenzial optimal erschlossen und genutzt werden kann.

Der Fokus des Verbundvorhabens sollte auf der hydroelektrischen Nutzung von Prozesswässern in mittleren und großen Rohstoffgewinnungsbetrieben, von Oberflächenwässern (Flüsse, Seen, etc.) und von Rohstoffgewinnungsprozesse übertägig freigesetzten Wässern liegen. Dabei sollte die Installation von Kleinwasser-, Laufwasser- und kleineren Speicherkraftwerken zur Energieerzeugung in Betracht gezogen werden. Pumpspeicherkraftwerke wurden aus den Untersuchungen ausgeschlossen. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes sollte so erstmals ein umfassender Lösungsansatz zur Implementierung hydroelektrischer Nutzung von Wasserkraft in der Rohstoffgewinnung erarbeitet werden.

Das Projekt fokussierte sich auf Kleinwasserkraftwerke (KWK), da diese im Gegensatz zu Großwasserkraftwerken geringere Umweltauswirkungen haben. Kleinwasserkraftanlagen sind kosteneffizient, robust, langlebig und umweltfreundlich, und können damit den Anforderungen und den im Rohstoffsektor zu erwartenden Volumenströmen und Fallhöhen gerecht werden.

Wesentliche Ergebnisse

Die Forschungsergebnisse ermöglichen relevante Einblicke in das Wasserkraftpotenzial und die Implementierungsmöglichkeiten von Kleinwasserkraftanlagen in Bergwerken. Sie dienen als Grundlage für zukünftige Entscheidungen und ermöglichen eine nachhaltigere Nutzung der Wasserkraftressourcen im Bergbau. Die wesentlichen Ergebnisse des Verbundvorhabens umfassen die Ausarbeitung und Evaluierung von Wasserkraftpotenzialen im peruanischen Bergbau. Hierfür wurde die lokalen Rahmenbedingungen analysiert, Szenarien für die Nutzung von Wasserkraftpotenzialen definiert und folglich untersucht sowie der potenzielle Einfluss von solchen Lösungen im Idealfall sein könnte. Anwendungsszenarien wurden definiert und das Wasserkraftpotenzial an natürlichen Oberflächengewässern ermittelt. Ein Kriterienkatalog zur Szenarienauswahl und qualitativen Bewertung wurde erstellt und Bergwerke in Peru

wurden hinsichtlich der Anwendbarkeit der entwickelten Szenarien ausgewertet. Hierfür wurden Tools zur quantitativen Bewertung des hydroelektrischen Potenzials in Bergwerken zur Kostenrechnung erstellt. Neuartige Wasserkraftturbinen wurden für die im Bergbau vorherrschenden Fluide entwickelt und mittels CFD-Simulationen analysiert.

Ein Simulationsmodell zur Berechnung des hydroelektrischen Potenzials wurde in GoldSim parametrisiert. Zudem wurde ein Modell zur Analyse der bestmöglichen Implementierung einer Kleinwasserkraftanlage in das elektrische Betriebsnetz eines Bergwerkes basierend auf der Software „PandaPower“ erstellt. Der Einfluss der Ergebnisse wurden mit einem Life-Cycle Assessment und Social and Environmental Impact Assessments bewertet. Außerdem wurde ein globales Instrument zur Impact-Bewertung von Wasserkraftanlagen im Bergbau basierend auf den Kriterien des Hydropower Sustainability Assessment Protocols erstellt.

Ablauf des Vorhabens und Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Verbundprojekts war ursprünglich auf 3 Jahre ausgelegt und gliederte sich in acht Arbeitspakete (AP). Das Forschungsvorhaben basierte auf den Ergebnissen eines Definitionsprojekts, und im Rahmen des Verbundprojekts wurde eine detaillierte Planung zur Integration von Wasserkraft in den Rohstoffgewinnungsprozess entwickelt. Die Übertragbarkeit der erstellten Konzepte wurde ebenfalls berücksichtigt, um sicherzustellen, dass die entwickelte Lösung einen möglichst breiten Einsatzgebiet und damit einen möglichst hohen Gesamt-Dekarbonisierungseffekt erzielen kann.

Für die erfolgreiche Umsetzung des Projekts wurde ein internationales Konsortium aus deutschen und peruanischen Partnern gebildet. Auf deutscher Seite arbeiteten die koordinierenden Partner RWTH Aachen University, die TU München und THEnergy zusammen. In Peru war eine Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro Ergon Power S.A.C. und dem Bergbauunternehmen Volcan Compania Minera S.A.A. geplant. Im Verlauf des Projekts stellte sich jedoch heraus, dass das Bergwerk von Volcan nicht alle Szenarien abbilden konnte. Daher wurde beschlossen, das Bergwerk Cerro Corona von Gold Fields als neuer Partner einzubeziehen. Die Zusammenarbeit zwischen den deutschen Partnern verlief während der gesamten Projektlaufzeit intensiv und erfolgreich. Die Kommunikation mit den peruanischen Partnern stellte insbesondere während der Covid-19-Pandemie und bis zur ersten Reise ins Zielland eine Herausforderung dar. Die COVID-19-Pandemie führte zu weltweiten Einschränkungen, die das SmartH₂OEnergy-Projekt stark beeinflussten. Aufgrund der Reisebeschränkungen konnte das Zielland erst nach mehr als 2 Jahren nach Projektbeginn besucht werden, und die Kommunikation mit den peruanischen Partnern gestaltete sich aufgrund extremer wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Herausforderungen schwierig.

Aus diesen Gründen wurde der Projektplan frühzeitig angepasst, so konnte flexibel auf die sich plötzlich ändernden Gegebenheiten reagieren werden. Viele der geplanten Vor-Ort-Datenerhebungen für die Untersuchungen wurden durch Simulationen, empirische Daten und andere frei verfügbare sowie abgeleitete Daten ersetzt. Erst Ende 2021 konnten zum ersten Mal die Partner Peru besucht werden. Auf dieser Reise konnten wichtige Parameter und Konzeptionierungen validiert werden. Das Projekt wurde schlussendlich von THEnergy und der RWTH Aachen University um 6 Monate bis 31.12.2022 verlängert, um einen geordneten Projektabschluss und die Verbreitung der Projektergebnisse sicherzustellen.

II. Eingehende Darstellung

Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen

Im Folgenden wird eingehend beschrieben, wie die Zuwendungen im Rahmen des Projekts eingesetzt wurden und welche konkreten Ergebnisse erzielt wurden. Es wird aufgezeigt, wie die finanzielle Unterstützung verwendet wurde, um die Projektziele zu erreichen und welche Auswirkungen das Projekt auf die relevanten Bereiche hatte. Im Folgenden werden die Einzelnen Aufgaben und Ergebnisse im Detail vorgestellt.

Arbeitspaket 1: Datenerhebung und Definition von Anwendungsszenarien

Beteiligte Partner: Institute of Mineral Resources Engineering (MRE) RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Wasserbau und Wasserwirtschaft (WB) TU München, THEnergy (THE), Ergon Power (EP) S.A.C.

Ziel von Arbeitspaket 1 war zunächst die detaillierte Analyse der projektrelevanten Gegebenheiten in Peru, mit Grundlage der im Definitionsprojekt „Smart Hydropower 2 Supply Mining Operations with Sustainable Energy“ (Förderkennzeichen 01DN17026) erarbeiteten Kriterien zur Potenzialbewertung. Dazu wurden beispielsweise Daten zur Rohstoffgewinnung, der Topografie des Landes, der energetisch nutzbaren Gewässern, den jährlichen Niederschlägen, der Demographie sowie zu sozioökonomischen Aspekten erhoben.

Das MRE leitete dieses Arbeitspaket und gemeinsam mit WB wurde ein Gesamtkriterienkatalog erstellt. Basierend auf den erhobenen Daten erfolgte eine Vorklassifizierung von Rohstoffgewinnungsbetrieben, die anschließend in Gruppen mit großem, mittlerem und kleinem Potenzial eingeteilt wurden. Durch den Besuch eines ausgewählten Rohstoffgewinnungsbetriebs in Peru sollten weitere projektrelevante Parameter erfasst werden. Diese Parameter dienten dazu, bereits bestehende und innovative Konzepte zur Wasserkraftnutzung in den folgenden Arbeitspaketen anhand ihrer Eignung zu vergleichen und zu bewerten. WB prüfte die Eignung der derzeit etablierten Wasserkrafttechnologien für die jeweiligen Einsatzgebiete anhand verschiedener Kriterien wie der Realisierbarkeit in Ländern mit begrenzter technologischer Entwicklung. Zudem wurden nicht am Markt etablierte Technologien auf ihre Eignung hin untersucht. Das Ziel dieses Arbeitspakets bestand darin, eine Auswahl- und Bewertungsmatrix zu erstellen, um einen geeigneten Anlagentyp für spezifische Einsatzfälle zu bestimmen.

AP 1.1: Analyse der Topografie des Landes und der Hydrologie

In ersten Arbeitsschritt des SmartH₂OEnergy-Projekts galt es die vom peruanischen Energiemarkt genutzten Energieträger zu identifizieren und die Energieversorgung des Bergbaus charakterisierend zu beschreiben. Zudem sollten durch WB die Topografie und die Hydrologie des Landes hinsichtlich potenzieller Wasserkraftstandorte im Umfeld von Bergbaustandorten analysiert werden. Insbesondere galt es dabei die hydroelektrischen Potenziale zunächst zu ermitteln sowie anschließend mit der Lage der Bergbaustandorte zu verknüpfen, da diese für die Energieversorgung der Bergbauaktivitäten dienen sollen. Schlussendlich sollten so potenzielle Standorte in der Nähe von Bergwerken identifiziert sowie ihre

hydrologischen und topografischen Eigenschaften charakterisiert werden, die das hydroelektrische Potenzial bestimmen.

Um den peruanischen Energiemarkt zu charakterisieren sowie den Strom- und Endenergiebedarf zu ermitteln, wurde eine Recherche zu den entsprechenden Daten durchgeführt. Des Weiteren wurden auf Basis der online zugänglichen Angaben des peruanischen Ministeriums für Energie und Bergbau die Standorte aller Bergbauaktivitäten in Peru bestimmt. In diesem Zusammenhang wurden auch die Abflussmessstellen an den Flüssen des Landes bestimmt und weitere Messergebnisse verwendet. An den für das Projekt relevanten Messstellen, die ein Bergbaustandort in der Umgebung aufweisen, wurden nach einer Datenfilterung, die dem Zweck diene, die Daten repräsentativ zu machen, die mittleren monatlichen Abflussmengen der Flüsse bestimmt, die ein potenzielles Wasserkraftwerk nutzen könnte. Dazu wurden durch eine Analyse mittels eines Geoinformationssystems (GIS) alle bekannten Bergwerke ermittelt, die im Radius von 5 km einen Fluss aufweisen. Die zutreffenden Bergbaustandorte wurden dann manuell mit Hilfe von Satellitenbildern auf ihre Aktivität und Größe hin untersucht, um kleine oder inaktive Betriebe auszuschließen. Außerdem wurden die gefundenen Standorte verworfen, für die im GIS eindeutig zu wenig Wasser für eine Nutzung des hydroelektronischen Potenzials festgestellt wurde.

Weiterführend wurden an den angenommenen Standorten die Einzugsgebiete der Niederschläge erfasst, unter Verwendung von topografischen Daten und Informationen zu den Flussnetzen. So wurden weitere Standorte verworfen, deren Einzugsgebiet und somit auch Gesamtniederschlagsmengen zu gering sind, um ein Wasserkraftwerk ökonomisch zu betreiben. Innerhalb der Einzugsgebiete wurde dann die Topografie der Flüsse berücksichtigt, um je Standort jeweils die bestmöglichen Standorte zur Wasserfassung und des Kraftwerks zu ermitteln. Dabei wurde darauf geachtet, dass die hydraulischen Fallhöhen zur energetischen Potenzialmaximierung größtmöglich ausfallen, während die horizontale Strecke der Wasserführung zwischen Fassungsstelle und Turbine möglichst gering ausfallen. Zusätzlich wurde dabei die Zugänglichkeit durch bereits vorhandene Infrastruktur berücksichtigt; genauso, dass das Kraftwerk möglichst nah am Bergbaustandort liegt, um die Stromnetzkosten zu minimieren.

Die peruanische Primärenergieerzeugung beruhte im Jahr 2019 im Wesentlichen auf der Nutzung der Energieträger Erdgas (64,4 %), Wasser (12,7 %), Rohöl (10,0 %) und Brennholz (8,8 %). Die im Primärenergiebedarf enthaltene Stromerzeugung des Landes wurde im selben Jahr vorrangig durch thermische Kraftwerke (59,9 %) und hydroelektrische Kraftwerke (35,7 %) sichergestellt. Dabei entfielen etwa drei Viertel (76,2 %) des Stroms aus Wasserkraft auf die Kraftwerke des Apurímac-Beckens. Trotz der erkennbar hervorragenden Voraussetzungen zur Nutzung von Solar- und Windenergie, sind Solar- und Windenergieanlagen am peruanischen Strommarkt unterrepräsentiert und stellen auch in Summe nur einen geringen Anteil (4,4 %) der Stromerzeugung dar. Dieser Zustand ist in erster Linie auf die Energiepolitik des Lands der letzten Jahrzehnte zurückzuführen, welche besonders die Stromerzeugung mit Gaskraftwerken gefördert hat, da das lateinamerikanische Land große Gasreserven besitzt.

Durch diese einseitige Stromerzeugung und die anfällige kritische Infrastruktur der Energieversorgung ist die Energieversorgungssicherheit der Industrie eingeschränkt. Dabei ist insbesondere der sehr energieintensive Bergbau, der in Peru Stand 2019 knapp ein Drittel (32,3 %) des erzeugten Stroms bezog und somit den verbrauchsstärksten Sektor in Peru darstellte, auf eine stabile und konstante Energieversorgung angewiesen. Die mit der Stromversorgung verbundenen ökonomischen Risiken des Bergbaus könnten durch die Nutzung bisher ungenutzter hydroelektrischer Potenziale im Rahmen von Eigenbedarfsprojekten vermindert werden, wie es bereits an ersten Standorten der Fall ist. Dabei setzte sich der

Endenergieverbrauch des peruanischen Bergbaus im Jahr 2019 zu einem Großteil aus elektrischer Energie auf dem Netz (72,7 %) und Diesel (16,6 %) zusammen.

Auf Grundlage der vom peruanischen Staat veröffentlichten Daten zu den Abflussmengen der Flüsse und den Standorten von Bergwerken wurden an 20 Messstellen die mittleren monatlichen Abflussmengen bestimmt. Als durchschnittliche Abflussmenge an diesen hydrologischen Messstellen wurde ein Wert von 33 m³/s berechnet. Diese Abflussmengen an den betrachteten Messstationen könnten potenziell im Umfeld von 32 aktiven Bergwerken in Wasserkraftwerken zur Stromerzeugung für die Bergwerke selbst genutzt werden. Nach Ermittlung der Niederschlagseinzugsgebiete wurden 26 potenzielle Standorte an Flüssen festgehalten, deren Einzugsgebiete durchschnittlich 1750 km² entwässern. Die an diesen Standorten zur Wasserkraft nutzbaren Flussabschnitte weisen dabei durchschnittlich eine Länge von 5,8 km mit einem durchschnittlichen Gefälle von 3,44 % auf. Da an manchen Flüssen das Gefälle aber zu gering war, wurden die entsprechenden Wasserkraftstandorte ebenfalls verworfen. Letztlich wurden so an 15 Standorte in den peruanischen Anden in der Nähe von Bergwerken festgehalten, an denen der Analyse nach ein sinnvoll und wirtschaftlich durch Wasserkraftwerke nutzbares hydroelektrische Potenzial existiert.

AP 1.2: Koordinierung der Datenerhebung

Um eine fundierte Datengrundlage für das SmartH2OEnergy-Projekt zu schaffen, wurde eine umfassende Definition und Erhebung aller relevanten Daten angestrebt. Dies umfasste physikalische und hydromechanische Grundlagen zur Wasserkraftnutzung sowie Feld- und Betriebsdaten peruanischer Bergwerke, die im Fokus des Projekts stehen. Durch Zusammenarbeit der Projektpartner und Kooperationen mit Bergbaustandorten in Peru sollten alle wichtigen Parameter und Informationen identifiziert und gegebenenfalls ermittelt werden.

Aufgrund der Covid-19-Pandemie und den damit verbundenen Reisebeschränkungen konnten in den ersten beiden Projektjahren keine direkten Besuche in Peru durchgeführt werden. Daher musste ein weitgehend theoretischer Ansatz mit verfügbaren Daten gewählt werden. Betriebsparameter wurden aus technischen Berichten und Zeichnungen abgeleitet und in englisch- und spanischsprachige Fragebögen umgewandelt, die an peruanische Bergwerke verteilt wurden. Ergänzende Informationen wurden durch Kontakte zu AHK Peru und dem Hub de Innovación Minera del Perú gewonnen. Da die Umfragen nicht die erwarteten Ergebnisse lieferten, wurden Simulationen mit dem Programm Goldsim und frei zugänglichen Daten erstellt, um die notwendige Datengrundlage zu schaffen. Zusätzlich wurden an der RWTH Aachen University wichtige Kennzahlen peruanischer Bergwerke ermittelt und in einer Datenbank mit über 120 Einträgen und 20 Parametern hinterlegt. Die Standorte wurden auch anhand von Satellitenbildern in einer GIS-Datenbank erfasst und mit einer eindeutigen ID verknüpft.

Die GIS-Analyse der betrachteten Standorte basierte auf den Szenarien "Tailingsszenario" und "natürliches Gewässer Szenario". Mithilfe von Satellitenbildern wurden die Bergwerke lokalisiert und relevante Infrastrukturschwerpunkte für die hydroelektrische Energieerzeugung wie Aufbereitungsanlagen und Tailings Storage Facilities ermittelt. Durch die Verbindung dieser Informationen mit einem digitalen Geländemodell wurde das grobe Potenzial der Tailings-Pipelines für die Wasserkraftnutzung abgeschätzt. Das Vorgehen wurde in einem Leitfaden dokumentiert, um die Abschätzung des Potenzials von Bergwerksstandorten zu erleichtern. Zudem wurde eine Literaturdatenbank mit über 450 Quellen zum Einsatz von Wasserkraft im Bergbau erstellt und analysiert. Obwohl der Rücklauf der Fragebögen, die über Ergon Power SAC an peruanische Bergbauunternehmen verteilt wurden, begrenzt war, zeigte das Unternehmen Gold Fields großes Interesse und ein reger Austausch während des Projekts wurde



gewährleistet. Insgesamt konnten 120 aktive Bergwerke in Peru identifiziert werden, für die Wasserverbräuche, grobe Pipelineverläufe und Höhendifferenzen zwischen Aufbereitungsanlagen und Tailingsablagerungen ermittelt wurden.

AP 1.3: Besuch des ausgewählten Standortes und Untersuchung der projektrelevanten Gegebenheiten und Kick-Off-Workshop

Durch die Veranstaltung eines Kick-Off-Workshops sollten zu Projektbeginn zusätzliche Kontakte zwischen dem deutschen Teil des SmartH₂OEnergy-Konsortiums und peruanischen Bergbau- sowie Energieversorgern hergestellt werden. Auf Grundlage dieser Kontakte sollte über die Projektlaufzeit ein Austausch entstehen, um auf umfangreiches Wissen und praktische Erfahrungen vor Ort zurückgreifen zu können. Im Rahmen des Besuchs eines peruanischen Bergbaustandorts sollten zudem nicht nur die projektrelevanten möglichen Gegebenheiten an Betriebsstandorten mit Gewinnungs- und Aufbereitungsaktivität untersucht werden, sondern auch später die Projektergebnisse durch praktische Anwendung überprüft werden.

Aufgrund des Ausbruchs der Covid-19-Pandemie unmittelbar nach Projektstart mussten der Kick-Off-Workshop und der geplante Besuch des peruanischen Bergwerks verschoben werden. Diese Aktivitäten konnten erst stattfinden, als die Reise- und Kontaktbeschränkungen aufgrund der Pandemie gelockert wurden. Der Kontakt zu den peruanischen Bergbauunternehmen gestaltete sich aufgrund der schweren Auswirkungen der Pandemie auf Peru und der damit verbundenen wirtschaftlichen Krise schwierig. Die Bergbaubetreiber waren vorsichtig und konzentrierten sich auf ihr Kerngeschäft, was das Interesse an internationalen Forschungsprojekten einschränkte. Der Projektpartner Ergon Power SAC unterstützte das Projekt jedoch maßgeblich durch seine Kontakte in der Bergbaubranche. Da die Begehung eines Bergwerks in Peru zur Identifizierung und Bewertung potenzieller Wasserkraftressourcen vorgesehen war, musste die Identifikation der nutzbaren Fluidströme vorerst theoretisch erfolgen und dann anhand eines Fallbeispiels überprüft werden.

Kick-Off-Workshop

Der zum Projektstart in Peru vorgesehene Kick-off Workshop konnte erst Anfang 2021 im Onlineformat organisiert werden. Dies war vor allem durch den pandemiebedingten Ausnahmezustand in Peru bedingt, erst nach ca. einem Jahr Pandemie gab es erste Interessensbekundungen aus der Industrie. Gerade die AHK Peru und der Hub de Innovation de Minera Peru waren bei der Auswahl der Bergbauunternehmen behilflich. Da sowohl AHK Peru und Hub de Innovation unterschiedliche Unternehmen und Interessenten vertreten, wurden schlussendlich zwei separate aber inhaltlich sehr ähnliche Workshops abgehalten.

Beim Workshop über den Hub de Innovación Minera del Perú am 15.04.2021 waren insgesamt 35 peruanische Teilnehmer aus 11 Unternehmen, Universitäten und anderen Organisationen anwesend. Der Hub de Innovación Minera del Perú hat zum Ziel, Innovation und technologische Entwicklung im Bergbausektor in Peru zu fördern. Er bringt Unternehmen, Universitäten, Forschungszentren und staatliche Einrichtungen zusammen, um innovative Lösungen für einen nachhaltigen Bergbau zu entwickeln. Somit ist er ideal geeignet, um interessierte Unternehmen für das Projekt zu gewinnen. Während des Workshops bekundeten 3 große Bergbauunternehmen aus Peru ihr Interesse an einer Teilnahme an dem Projekt. Auch der Kontakt zum Unternehmen Gold Fields bzw. dessen Standort Cerro



Corona entstand bei diesem Workshop. Resultierend daraus wurde die Cerro Corona Mine, die Kupfer und Gold fördert, im November 2021 besucht.

Beim Workshop mit der AHK Peru am 21.04.2021 waren insgesamt 41 Personen anwesend, auch hier entstanden tiefgehende Diskussionen über das Vorhaben und der Kontakt zu einem Investor im Bereich konventioneller Wasserkraft konnte aufgebaut werden. Mit diesem wurden auf der Perureise 2021 verschiedene Lokalitäten besucht, die ein natürliches Wasserkraftpotenzial im direkten Umfeld von Bergwerken bieten.



Abbildung 1: Bildschirmfoto des Workshops organisiert über die AHK Peru

Peru-Reise mit Besuch des Cerro Corona Bergwerks

Nachdem auf den beiden Workshops wichtige Kontakte in die peruanische Bergbau- und Wasserkraftindustrie aufgebaut werden konnten, wurde für Ende 2021 die erste Perureise geplant. Auf dieser Reise sollten die verschiedenen Vertreter des SmartH₂OEnergy-Projekts zum einen wichtige Stakeholder für das Projekt treffen sowie ein Bergwerk besuchen und verschiedene potenzielle Standorte für konventionelle Wasserkraftwerke begehen.

Besuch des Bergwerks

Um die zunächst theoretisch erarbeiteten Szenarien und Ergebnisse des SmartH₂OEnergy-Projekts realitätsnah zu validieren, sollte die Realisierung des hydroelektrischen Energiepotenzials anhand eines simulierten Fallbeispiels demonstriert werden. Als Standort für das Fallbeispiel wurde die Cerro Corona Mine des Unternehmens Gold Fields ausgewählt. Ursprünglich stand dafür jedoch das Bergwerk Chungar in der Nähe des Andendorfs St. Catalina im Fokus. Im weiteren Projektverlauf zeigte sich aber, dass das Bergwerk des Unternehmens Gold Fields durch den Standort, den abgebauten Rohstoff sowie die installierten Anlagen besser zur Validierung der theoretischen Projektergebnisse passt, weshalb dieses Bergwerk ausgewählt wurde.



Aufgrund der strikten Infektionsschutzmaßnahmen in Peru und der notwendigen Akklimatisierung der Angereisten an eine Höhe von über 4000 m war der Besuch des Bergbaustandorts Cerro Corona von Gold Fields organisatorisch aufwendig. So war die Teilnehmeranzahl auf maximal vier Personen begrenzt, die sich zuvor in Lima einer gesetzlich vorgeschriebenen ärztlichen Untersuchung unterziehen sowie eine zusätzliche Versicherung abschließen mussten. Zur Akklimatisierung vor dem Besuch der Cerro Corona Mine wurde von der Bergbaustadt Cajamarca aus der Umgebung des weltweit drittgrößte Goldbergwerks Yanachocca besucht, das 2011 international für Schlagzeilen sorgte, da eine geplante Erweiterung das sogenannte „Conga Project“ durch Proteste der einheimischen Bevölkerung verhindert werden konnte. Hier gelang es, sich ein Bild von den Gegebenheiten zu machen und den Kontakt mit der lokalen Bevölkerung aufzunehmen. Dadurch konnte ein wertvoller Einblick in die sozialen und ökologischen Probleme des Bergbaus in Peru gewonnen sowie die Erfahrungen und Beweggründe der Bevölkerung hinsichtlich der Akzeptanz von neuen Bergbau- und Wasserkraft-Vorhaben nachvollzogen werden. Besonders wurden dabei durch die Einheimischen das mangelnde Vertrauen in die Unternehmen und die Auswirkungen des Bergbaus auf Menschen und Umwelt hervorgehoben. So gründetet der Widerstand gegen das Conga Project unter anderem auf der Gefährdung der Wasserversorgung durch den Eingriff in die Hydrogeologie und auf Gesundheitsgefahren durch Freisetzung von Schadstoffen, wie in der Vergangenheit bereits mehrfach geschehen, deren Wirkung bis heute andauert. Auch spielte die Bedrohung religiöser bzw. kultureller Stätten durch die geplanten Abbautätigkeiten eine Rolle. Der Kontakt mit der Bevölkerung spiegelte eindrücklich die Zerrissenheit wider, die trotz, vielleicht aber auch wegen der wenigen Gegenvorschläge der Bergbauunternehmen vorliegt. Die erhaltenen Einblicke wurden als Grundlage für die Erarbeitung und Bewertung der hydroelektrischen Potenziale in den nachfolgenden Ausarbeitungen immer wieder mit einbezogen.

Von Cajamarca erfolgte die 80 km weite Anreise zur Cerro Corona Mine. Am Bergwerk selbst wurde sowohl der Tagebau befahren als auch die Aufbereitungsanlagen besichtigt. Dabei wurde die Delegation der angereisten Besucher von drei Mitarbeitern des Unternehmens Gold Fields begleitet, um mögliche hydroelektrische Potenziale des Standorts und bestehende Probleme vor Ort zu diskutieren. Neben der aufschlussreichen Begehung gewährte ein anschließendes Meeting anhand von detaillierten Planungsunterlagen tiefgehende Einschätzungen und Einblicke in den Standort. Dabei wurden gemeinsam mögliche Lösungen der gegenwärtigen Probleme und zur Nutzung hydroelektrischer Potenziale erörtert. Jedoch stellte sich auch an diesem Standort das Misstrauen der Bevölkerung und der Grundstückseigentümer in der Umgebung als Haupthindernis für den längerfristigen Betrieb des Bergwerks heraus. Zwar gehen diese Vorbehalte nicht auf Schadensereignisse o.ä. an diesem Standort zurück, sondern viel allgemeiner auf das Misstrauen gegenüber dem Bergbau im Allgemeinen und finanziellen Eigeninteressen der Grundbesitzer. So erwartet das Unternehmen Gold Fields noch eine Restlaufzeit des Standortes von 10 Jahren, obwohl weiter abbauwürdige Lagerstättenteile bzw. Reserven vorhanden wären.

Am Standort erfolgt die Gewinnung des Kupfer-Gold-Erzes klassisch im Truck and Shovel Verfahren (Sprengen, Laden mit Hydraulikbagger und Transport mit LKW zum Vorbrecher). Die Aufbereitung des Erzes erfolgt durch zwei Flotationsstufen, sodass ein Kupfer-Gold-Konzentrat und zwei verschiedene Flotationsabgänge (Tailings) entstehen. Hinsichtlich des hydroelektrischen Potenzials des Cerro Corona Bergwerks ist die Betrachtung von Grubenwasser aufgrund geringer Mengen irrelevant. In der Aufbereitungsanlage, genauer ab der SAG-Mühle, benötigt der Prozess jedoch viel Wasser. In der Aufbereitungsanlage gibt es verschiedene Punkte an denen große Mengen an Schlämmen und Prozesswässern umgesetzt werden. Die Begehung der Anlage hat vor allem den Kreislauf an der SAG-

Mühle, zwei Tailingspipelines von der Anlage zum Eindicker und die Tailingspipeline zum Tailingspond als potenzielle Standorte zur Nutzung hydroelektrischer Energie hervorgehoben. Dies deckt sich mit den vorher abgeschlossenen theoretischen Untersuchungen.

Treffen projektrelevanter Stakeholder

Die erste Peru-Reise Ende 2021 diente zudem weiteren Treffen mit den relevanten Stakeholdern des SmartH₂OEnergy-Projekts, mit denen zuvor nur eine Online-Kommunikation möglich war. Die Treffen dienten besonders der vertiefenden Vernetzung mit Experten, Institutionen und Bergbau- sowie Energieunternehmen, aber auch weiterer Untersuchungen im Gelände, beispielsweise hinsichtlich des hydroelektrischen Potenzials von natürlichen Gewässern. Mit den einzelnen Stakeholdern wurde sich dabei ausgetauscht, das weitere Vorgehen abgesprochen und der Datenbedarf verfeinert. So wurde der Kontakt zu Bergbauunternehmen und assoziierten Institutionen wie dem „Hub de Innovación Minera del Perú“ gestärkt. Außerdem fand eine gegenseitige Vorstellung mit anderen Projekten, wie etwa das MinSus-Projekt der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) statt. Der breitgestreute Stakeholder-Ansatz mündete zudem in mehrstündigen Treffen mit der lokalen deutschen Botschaft der GIZ. Zudem konnten äußerst produktive Arbeitstreffen mit dem peruanischen Projektpartner Ergon Power SAC organisiert werden. Im Herbst 2022 wurde gegen Projektende zudem eine weitere Reise nach Peru unternommen, um die Bergbaumesse Perumin mit dem Themenschwerpunkt „Nachhaltigkeit im Bergbau“, der entsprechend gut zum Thema des Projektes passte. Die Messtage wurden genutzt, um die Forschungsergebnisse des Projekts unter den peruanischen Bergbauakteuren präsent zu machen und mit den Stakeholdern zu teilen, die das Projekt begleitet bzw. unterstützt haben. Weitere Treffen fanden auch außerhalb und nach der Messe statt.

AP 1.4: Erstellung eines Instrumentes zur quantitativen hydroelektrischen Potenzialbewertung

Zur ersten einfachen quantitativen Bewertung des hydroelektrischen Potenzials eines Betriebsstandortes sollte ein möglichst weltweit simpel anwendbares Tool entwickelt werden. Dieses dient unter Berücksichtigung allgemeingültiger physikalischer Grundlagen und standortspezifischer Angaben zur Abschätzung und Bewertung des erwartbaren hydroelektrischen Potenzials. Dabei sollte das Analyse-Tool alle Fluidströme an bzw. in Bergwerken und Aufbereitungsanlagen einbeziehen, die im Rahmen des Forschungsprojekts betrachtet wurden (vgl. Szenarien Arbeitspaket 1.5).

Auf Grundlage der im nachfolgenden Arbeitspaket 1.5 erarbeiteten Szenarien zur Nutzung hydroelektrischer Potenziale an Bergwerksstandorten wurde mit Excel und Excel VBA ein Tool entwickelt, das diese quantitativ abschätzt und bewertet. Das Tool unterstützt dabei eine erste, unkomplizierte Bestimmung des betriebsspezifischen hydroelektrischen Potenzials eines Bergbaustandorts und dient als Entscheidungshilfe bezüglich der Durchführung präziserer Untersuchungen. Dabei wurde ein holistischer Ansatz verfolgt, um das Tool möglichst allgemein anwendbar sowie intuitiv und nachvollziehbar zu gestalten. In einem ersten Schritt wurden dazu die hydromechanischen Grundlagen entsprechender Fachliteratur entnommen. Weiterhin wurden die Einsatzparameter und spezifischen Einschränkungen von Kleinwasserkraftanlagen einbezogen, da diese aufgrund der Volumenströme zu jenen der Bergwerke bzw. Aufbereitungsanlagen passen. Diesbezüglich wurde auch die anzugebende Datengrundlage definiert, die zur möglichst exakten Bestimmung des Potenzials notwendig ist.

Ergebnis dieser Arbeiten ist ein unabhängiges sowie vielseitig und leicht anwendbares Analyse-Tool, mit dessen Hilfe sich das hydroelektrische Potenzial von Bergbaubetrieben quantitativ bestimmen lässt. Dabei bezieht sich das Tool auf die Grundannahmen, die in den Basisszenarien des Forschungsprojekts

SmartH₂OEnergy berücksichtigt wurden. Die im Projekt erarbeiteten Szenarien decken jedoch eine Vielzahl von betrieblichen Eventualitäten bzw. Szenarien ab. Um das Tool universelle auszurichten, wurden sinnvolle vereinfachende Annahmen getroffen. Somit dient das Tool dazu, Potenziale zu erkennen, um über die Sinnhaftigkeit tiefergehender Untersuchungen zu entscheiden. Bei der Anwendung des Tools wird der Nutzer anhand einfacher Fragestellungen durch das Tool geleitet. Dazu werden in einem ersten Schritt die verschiedenen Wasserströme der natürlich auftretenden Wässer, der Gewinnung und der Aufbereitung abgefragt und zusammengefasst. Anschließend werden die Volumenströme mit den anfallenden Verlusthöhen verrechnet und zu einem erwartbaren Endpotenzial aufsummiert. Um die Nutzerfreundlichkeit weiter zu steigern, wurde weitere Anwendungen wie die Möglichkeit der Turbinenauswahl, die Bestimmung der Verlusthöhen des Pipelinetzes und eine Anwendung zu Umrechnung der vorliegenden Einheiten in das Tool integriert. Ein Auszug aus dem Analyse-Tool ist in der nachstehenden Abbildung zu sehen.

Kann der gesamte Volumenstrom des Prozesswassers der Gewinnung auf KWK-Anlage geleitet werden?			
Prozesswasser Gewinnung gesamt	2	Kaplan	Daher wird folgender Wirkungsgrad angenommen:
<input type="radio"/> Ja	3		0,84 [-]
<input checked="" type="radio"/> Nein		Fallhöhe:	[m]
Leistung KWK-Anlage Gewinnung			
P=	0 [W]	0 [MW]	
Wenn nicht der gesamte Volumenstrom eingesetzt werden kann, prüfen, welcher einzeln eingesetzt werden kann!			
Wähle Volumenströme der einzeln für KWK Anlage eingesetzt werden können?			
	1	[m ³ /s]	[m ³ /s]
	2		
Fallhöhe:	[m]	Fallhöhe:	[m]
Leistung KWK Anlage Gewinnung Einzelstrom1:		Leistung KWK Anlage Gewinnung Einzelstrom2:	
P=	0 [W]	0 [MW]	0 [MW]

Abbildung 2: Auszug aus dem entwickeltem Analyse-Tool zur Kalkulation der potenziellen Leistung von Kleinwasserkraftanlagen

AP 1.5: Betrachtung erprobter und neuartige Konzepte zur hydroelektrischen Potenzialnutzung und deren Bewertung

Im Rahmen des SmartH₂OEnergy-Projekts sollten zu Beginn zudem verschiedene Szenarien entworfen werden, die die vielfältigen hydroelektrischen Energiepotenziale des peruanischen Bergbaus möglichst umfassend berücksichtigen und in das Projekt einbeziehen. Zu diesem Zweck sollten alle im Umfeld eines Bergbaubetriebes nennenswert vorkommenden und an dessen Standort verwendeten Wässer erfasst werden, die zur Erzeugung elektrischer Energie denkbar sind. Dabei sollten neben den bereits in der Praxis erprobten Technologien auch solche neuartigen Technologien und Konzepte Beachtung finden, die bisher nicht in der Praxis etabliert sind. Die Aufgabe bestand darin, die beschriebenen Technologien und Konzepte zur Nutzung der hydroelektrischen Potenziale zu bewerten und zu vergleichen. Dadurch sollten für die entwickelten Szenarien passende Turbinen gefunden werden, welche auch für partikelbeladene Flüssigkeiten geeignet sind.



Im Rahmen einer Untersuchung verschiedener typischer Bergwerke inklusive Aufbereitungsanlagen wurden folglich mehrere Szenarien entwickelt, welche die an den Betriebspunkten und Prozessschritten vorkommenden und verwendeten Wässer identifizieren. Demnach wurden alle Wässer im Rahmen der Entwicklung der Szenarien bedacht, die prozessbedingt während der Gewinnung und bei der Aufbereitung des gewonnen Rohstoffs oder aber auch natürlich anfallen. Neben dieser Differenzierung nach der Art bzw. Herkunft der Wässer wurde zudem untersucht, welche Faktoren die Höhe des hydrologischen Potenzials charakterisieren. Zudem wurde im Einzelnen betrachtet, wie diese Potenziale genutzt werden können. Im Laufe der Erarbeitung wurden die zunächst erkannten Basisszenarien mit Hinblick auf den peruanischen Bergbau kritisch reflektiert, wobei die Ergebnisse durchaus auch auf andere Bergbauregionen anwendbar sind, die eine ausgeprägte Topografie aufweisen. Dabei wurden mit Hilfe von Wasserbilanzen die auftretenden Wasser-Volumenströme eruiert und in den Kontext der Gegebenheiten der Bergwerke gesetzt. Wurde dabei festgestellt, dass das betreffende Szenario ein als vernachlässigbar einzustufendes hydrologisches Potenzial beschreibt, wurde das Szenario verworfen. Darüber hinaus wurden durch WB die verschiedenen etablierten und nicht-etablierten Turbinentechnologien mit ihren Einsatzfeldern aufgeführt und verglichen. Anhand einer Entscheidungsmatrix wurden die Turbinen gegenübergestellt, die als Hilfe zur Auswahl einer passenden Turbine dient.

Im Ergebnis wurden schlussendlich fünf Szenarien zur Nutzung der hydroelektrischen Potenziale im peruanischen Bergbau identifiziert, die der weiteren Analyse des Forschungsvorhabens dienen. Dabei wurden zunächst in einem Szenario (1) die natürlichen Oberflächenwässer festgestellt, die sich im Umfeld der Bergbaustandorte befinden und Niederschlags- bzw. Schmelzwasser führen oder beinhalten. Außerdem nutzen Bergwerke Frischwasser, verbrauchen dieses und führen Abwasser zurück, weshalb diese Wässer ebenfalls in einem Szenario (2) festgehalten wurden. Weiterhin wurden in jeweils einem eigenen Szenario Prozesswässer (Szenario 3) sowie Wässer, die dem hydraulischen Transport von Bergen (wertlose Gesteinsanteile) zu den Bergeteichen (Ablagerungsanlagen des wertlosen Gesteins) dienen (Szenario 4), berücksichtigt. Zudem wurde evaluiert, ob Grubenwässer ein nicht unerhebliches hydroelektrische Potenzial im peruanischen Bergbau aufweisen, jedoch wurde dieses Szenario aufgrund mangelnden Potenzials verworfen. Auch das Wassermanagement des sogenannten „Heap Leaching“-Prozesses zum Herauslösen des Wertmetalls aus dem gebrochenen Gestein wurde in einem eigenen Szenario (5) einbezogen. Grundsätzlich lässt sich für alle Szenarien festhalten, dass das jeweilige hydroelektrische Potenzial in erster Linie durch das verfügbare Wasservolumen sowie die im System nutzbare Höhendifferenz bestimmt wird. Weitere Grundvoraussetzung zur tatsächlichen Nutzung der hydroelektrischen Potenziale sind geschlossene (Druck-)Rohrleitungssysteme.

Szenario 1: Abhängig der Lage eines Betriebsstandortes und den Eigenschaften dessen Umfeldes, lassen sich die hydroelektrischen Potenziale des natürlichen Wasserhaushalts nutzen. Als Faktoren, die das hydrologische Potenzial des natürlichen Oberflächenwassers im Umfeld eines Betriebes maßgeblich beeinflussen, wurden das nutzbare Wasservolumen sowie dessen Fallhöhe identifiziert. Dieses Szenario umfasst somit alle Flüsse, Seen und sonstige natürliche Gewässer im direkten und näheren Umfeld des Betriebes.

Szenario 2: Bezüglich der Potenziale bei der Versorgung der Standorte mit Frischwasser ist die Lage der Entnahmestellen entscheidend; bei der Ableitung/-rückleitung der Abwässer ist die Lage der Einleitstellen ausschlaggebend. Dabei speist sich der Wasserbedarf der peruanischen Bergwerke meist aus Grundwasser und umliegenden Gewässer, wobei die gebirgige Topographie des Lands genutzt werden kann. So kann durch passende Standortwahl der Stellen zur Wasserfassung das hydrologische Energiepotenzial durch



größtmögliche Höhendifferenzen relativ zum Betriebsstandort maximiert werden. Selbes gilt für die Lage der Einleitstellen, an denen die aufbereiteten Abwässer der Prozesse wieder in die Gewässer eingeleitet werden. Grundvoraussetzung zur tatsächlichen Nutzung der hydroelektrischen Potenziale der Wasserfassung und Ableitung sind aber geschlossene (Druck-)Rohrleitungssysteme.

Szenario 3: Auch die Prozesswässer der Aufbereitungsanlagen bieten ein Potenzial zur hydroelektrischen Energieerzeugung. Die Aufbereitung metallischer Erze ist aufgrund des oftmals geringen Wertmineralgehalts im gewonnenen Gestein nicht nur sehr energieintensiv, sondern oft auch sehr wasserintensiv, wenn das gemahlene Erz flotiert wird. Die Flotation als Aufbereitungsprozess verwenden dabei Prozesswasser, um durch Nutzung der hydrophilen und hydrophoben Eigenschaften der Gesteinskörner das Wertmetall von den Bergen zu trennen. Typische Kupferbergwerk in ariden Regionen benötigen dabei bei einer Förderung von 50.000 t/d bis zu 5 m³/h/t an Prozesswasser. Dementsprechend korrespondiert das hydroelektrische Potenzial des Prozesswassers direkt mit dessen (Bedarfs-)Menge abhängig der Aufgabemenge Aufbereitungsanlagen bzw. der Fördermenge des Bergwerks. Weiterhin wird das hydroelektrische Potenzial durch die nutzbare Höhendifferenz innerhalb des Prozesswassersystems bestimmt.

Szenario 4: Da die Aufbereitungsabgänge bzw. Tailings meist hydraulisch transportiert und in Bergspeicherbecken abgelagert werden, kann dieses hydroelektrische Potenzial ebenfalls genutzt werden, wenn die Bergspeicherbecken topographisch tiefer liegen als die Aufbereitungsanlagen. Dies ist in der Praxis auch meist der Fall, um die Wasser-Tailings-Suspension gravitativ, ohne zusätzliche Pumpen, zu transportieren, wobei ungenutzte hydrologische Energiepotenziale vorliegen können. Außerdem betragen die üblichen Wertmineralgehalte im gewonnenen Erz meist um die 1 %, weshalb entsprechend große Menge Tailings anfallen, die wiederum noch größere Wassermengen benötigen, um die Tailings in Suspension zu bringen. Durch die Beladung des Wassers mit den Tailings steigt die Dichte, wodurch das spezifische Energiepotenzial steigt, jedoch erhöht die Feststofffraktion aber auch die Reibung sowie den Verschleiß im System.

Szenario 5: Das Heap Leaching ist eine verbreitete Aufbereitungsmethode, die Wasser erfordert, um das zerkleinerte Erz auf Halden oder in Tanks chemisch auszulaugen. Meist werden dazu auf einem leicht geneigten Untergrund großflächig wasserundurchlässige Folien ausgelegt, auf die dann die Halden des Erzes zur Laugung aufgeschüttet werden. Durch die Folien unter den Laugungshalden und das Wassermanagementsystem wird die mit Wertstoff beladene Lauge drainagiert und aufgefangen, nachdem die Lauge nach ihrer Aufgabe durch den Haldenkörper gesickert ist. Da das Heap Leaching mit Halden aber ohne eine Überdachung geschieht, werden auch Niederschläge großflächig erfasst, die je nach lokalem Klima zu signifikanten Volumenströmen führen können.

Arbeitspaket 2: Wasserkraftnutzung in bestehenden Rohstoffgewinnungsbetrieben

Beteiligte Partner: WB, MRE, EP, TEnergy

Das zweite Arbeitspaket soll den Zusammenhang zwischen der Art der Rohstoffgewinnung, den daraus resultierenden nutzbaren Wässern und den einsetzbaren Technologien herstellen. Dazu hat das MRE die grundlegenden Abbauverfahren aus der Bergbaukunde sowohl für den Tagebau als auch den Tiefbau so gegliedert, dass das mögliche Anfallen von Grubenwässern aufgezeigt wird. Mit dieser Grundlage wurden für die konkreten Betriebspunkte in der Rohstoffgewinnung und Rohstoffaufbereitung bestehende Technologien auf ihre Einsatzbarkeit analysiert und eingeordnet. Dies geschah auf Basis der Kriterien aus dem Arbeitspaket 1. Für jeden Betriebspunkt wurde auf Basis der physikalischen Gegebenheiten ein Katalog mit einsetzbaren Turbinentypen vom WB erstellt. Dies sollte dabei helfen, spezielle Problematiken und den daraus resultierenden weiteren FuE-Bedarf zu identifizieren und eine grobe Abschätzung der Gestehungskosten vorzunehmen.

Durch die Software GoldSim sollten generische Rohstoffgewinnungsbetriebe vom MRE modelliert werden. Die Modelle wurden in den Arbeitspakete 3, 6 und 8 aufgegriffen. Mit Hilfe dieser Modelle konnte das spezifische hydroelektrische Potenzial ermittelt werden. Für die Ausweitung des vorhandenen Potenzials durch natürliche Gewässer, wurde das nähere Umfeld der Rohstoffgewinnungsbetriebe mit einbezogen. Auf Grundlage dessen konnte später eine Quantifizierung des Potenzials für Peru erfolgen.

AP 2.1: Analyse der Art der Rohstoffgewinnung und einer möglichen hydroelektrischen Nutzung von Wasserkraft

Der peruanische Bergbau baut besonders Buntmetalle und metallische Rohstoffe ab. Diese werden dabei sowohl in übertägigen Tagebauen als auch in untertägigen Bergwerken in mechanisierten Prozessen gewonnen. Aufgrund der Lagerstätten- und Gesteinseigenschaften bzw. der Festigkeit lassen sich die Erze nicht einfach abgraben, weshalb das Gestein im Allgemeinen durch Bohren und anschließendes Sprengen gelöst wird. Im Tagebau folgt der Bergbaubetrieb der Lagerstätte in der Regel nach der Tiefe, wodurch sich die Tagebaue in Peru über ihre Lebensdauer von der Tagesoberfläche in die Tiefe entwickeln. Dadurch werden diese flächenmäßig immer größer, da mit zunehmender Tiefe der Lagerstättenteile auch immer mehr Abraum entfernt werden muss, um die Böschungen des Tagebaus nicht zu steil und instabil werden zu lassen. Die Tagebaue werden dabei über ihre Tiefe in einzelne Sohlen unterteilt, die als Scheiben der Lagerstätte sukzessive abgebaut und parallel zueinander in lateraler Ausdehnung erweitert werden, um den Abbaufortschritt der Lagerstätte voranzutreiben und zu unterstützen. Bei einigen Lagerstätten ist die Gewinnung der Rohstoffe im Tagebau entweder von Beginn an unwirtschaftlich oder ist ab einer bestimmten Tiefe des Tagebaus, da immer mehr Abraum je Tonne Erz bewegt werden muss. In diesen Fällen werden die Lagerstätten entweder direkt oder nach Erreichen der Schwelle zur Unwirtschaftlichkeit werden des Tagebaus untertägig gewonnen. Dabei kommen verschiedenen untertägige Abbauverfahren zum Einsatz. Zum einen wird Festenbau betrieben, der auf einem teilweisen Abbau der Lagerstätte basiert, wobei die nicht abgebauten Lagerstättenteile der Stabilisierung und Stützung des überliegenden Gebirges dienen. Des Weiteren werden Verfahren des Bruchbaus eingesetzt, wobei die instabilen und nachbrechenden Eigenschaften der Lagerstätte (teils unterstützt durch Sprengen) und des überlegenden Gebirges genutzt werden, um das fragmentierte Erz gravitativ abziehen. Da dabei aber starke Senkungen an der Tagesoberfläche über der abgebauten Lagerstätte und im Umfeld auftreten, werden in selteneren



Fällen auch Verfahren des Versatzbaus angewendet, um das umliegende Gebirge für den weiteren Abbau zu stabilisieren und eine vollständigere Gewinnung der Lagerstätte zu ermöglichen.

Die Aufbereitung der übertägig oder teils auch untertägig gewonnen mineralischen Rohstoffe erfolgt durch eine Abfolge verschiedener in Reihe geschalteter Prozessschritte. Zunächst wird das durch Bohren und Sprengen gewonnenen Gestein weiter durch Brecher zerkleinert. Im Anschluss wird das Material zudem in Mühlen zerkleinert. Diese Prozessschritten sind sehr energieintensiv, wobei nur ein geringer Anteil der aufgewendeten elektrischen Energie zum Antrieb der Brecher und Mühlen tatsächlich zur Gesteinszerstörung genutzt werden kann. In einem weiteren Prozessschritt wird dann das pulverförmige und ausreichend zerkleinerte Gestein in Wertstoff und Bergematerial separiert. Dies geschieht oft durch wasserintensive Flotation, wobei das Gestein aus den Mühlen in ein mit Luft belebtes Wasserbecken eingebracht wird. Ein in der Flotationszellen verbautes Drehwerk sorgt für zusätzliche Vermischung und bringt so die Gesteinspartikel mit den Luftblasen im Wasser in Kontakt. Dabei werden die verschiedenen Oberflächeneigenschaften der Elemente bzw. Minerale im Gestein genutzt, um den Wertstoff vom Bergematerial zu trennen. Zusätzlich werden Reagenzien beigemischt, um die Hydrophobie und die Hydrophilie des Wertstoffs und der Tailings zu verstärken und besser ausnutzen zu können. Nach der Flotation liegt der Wertstoff in einem flüssigen Konzentrat vor und die Tailings werden im wässrigen Medium in Bergeteiche gespült. Das vergleichsweise seltener angewendete Heap Leaching kann hingegen auf die feine Mahlung des Gesteins verzichten. Bei diesem Verfahren wird das gebrochene Material auf einer mit undurchlässigen Kunststoffbahnen abgedeckten, leicht geneigten Fläche aufgehaldet. Durch die Aufgabe von speziellen Flüssigkeiten auf die Halden und dessen Durchsickernder wird der Wertstoff aus dem Wirtgestein ausgelaugt. Über die Kunststoffbahnen und ein Drainagesystem wird der gelöste Wertstoff zur weiteren Aufbereitung abgeführt und gesammelt, um ihn weiter aufzukonzentrieren.

Im Tagebau kann in Bezug auf Wasser in erster Linie zwischen Niederschlägen und Grundwasserzutritte bzw. das zur Trockenhaltung der Tagebaue abgepumpte Grundwasser unterschieden werden. Im untertägigen Abbau muss Grubenwasser zur Aufrechterhaltung des kontinuierlichen Betriebes abgepumpt werden. Demnach hängen die in der Gewinnung anfallenden Wassermengen, die potenziell für die Wasserkraft genutzt werden könnten, besonders mit den lokalen klimatischen Bedingungen, dem Einzugsgebiet und der Fläche der Tagebaue sowie mit der Existenz und der Ausprägung von grundwasserleitenden Horizonten zusammen. Im Falle Perus sind diese Potenziale jedoch recht gering, weshalb diese nicht in einem eigenen Szenario in diesem Projekt betrachtet wurden (vgl. Arbeitspaket 1.5). Im Bereich der Aufbereitung der gewonnen Rohstoffe werden besonders bei der Flotation große Wassermengen als Prozesswässer benötigt, die anschließenden den Aufbereitungsprozess verlassen oder gegebenenfalls ihrerseits aufbereitet werden. Diese wurden in einem eigenen Szenario dieses Projekts erfasst (vgl. Arbeitspaket 1.5 Szenario 3). Da zudem bei der Aufbereitung in Peru infolge der Mahlung und Flotation der Erze große Mengen an Tailings anfallen, die hydraulisch von den Aufbereitungsanlagen zu den Tailings- bzw. Bergeteichen transportiert werden, wurde diese ebenfalls in einem eigenen Szenario behandelt (vgl. Arbeitspaket 1.5 Szenario 4). Da auch die Aufbereitung mittels Heap Leaching in Peru verbreitet ist und dabei größere Flüssigkeitsmengen benötigt werden, wurden diese ebenfalls in die Betrachtungen des Projekts einbezogen (vgl. Arbeitspaket 1.5 Szenario 5). Folglich sind die Potenziale der Wasserkraftnutzung im peruanischen Bergbau vorwiegend auf die Wässer der Aufbereitungsprozesse fokussiert, die durch weiter Frisch- und Abwässer der Betriebe sowie natürliche Wässer im Umfeld der Standorte ergänzt werden (vgl. Arbeitspaket 1.5 Szenario 1 und 2).

AP 2.2: Erstellung eines Auswahlinstrumentes geeigneter Technologien in Bezug zur Art der Rohstoffgewinnung

In Anlehnung an die in Arbeitspaket 1.5 entwickelten Basisszenarien sollte im Folgenden ein Instrument erarbeitet werden, mit dessen Hilfe die Umsetzbarkeit der zugrunde liegenden Szenarien an einem beliebigen Bergbaustandort eingeschätzt werden kann. Dafür sollten für jedes Szenario die jeweils notwendigen lokalen Gegebenheiten und die daraus abgeleiteten Parameter in Form eines Fließdiagramms bzw. eines Entscheidungsbaumes aufgeführt werden. Ziel dieser graphischen Abfrage der Gegebenheiten und Parameter an Standorten sollte es demnach sein, das hydroelektrische Potenzial der einzelnen Szenarien hinsichtlich der Relevanz und der weiteren Untersuchungswürdigkeit zu untersuchen.

Zu allen fünf im SmartH₂OEnergy-Projekt entworfenen Szenarien wurden entsprechende Entscheidungsstrukturen entwickelt, die die lokalen Gegebenheiten abfragen und die zur Kalkulation des hydroelektrischen Potenzials relevanten Parameter aufführen. Diese wurde so strukturiert, dass einleitend immer mit der Frage zur Existenz entsprechend des Szenarios geeigneter Flüssigkeiten bzw. Wässer begonnen wird. Durch simple ja/nein-Antworten wird dann mit weiteren Fragen durch den Entscheidungsbaum geführt, sofern die Fragen positiv beantwortet werden. Die abgefragten Rahmenbedingungen betreffen dabei die Grundvoraussetzungen des Standorts, die bereits im Projekt als essenziell zur Wasserkraftnutzung identifiziert wurden. Die mit den Gegebenheiten assoziierten Parameter wurden ergänzend zu den Fragen aufgeführt und umfassen die Größen, die quantifiziert werden müssen, um im weiteren Verlauf das hydroelektrische Potenzial zu kalkulieren. Das Schema wurde schlussendlich so entworfen, dass nur eine positive Beantwortung aller Fragen bezüglich der Gegebenheiten zu einem als „nutzbar“ bewerteten hydroelektrischen Potenzial führt.

Im Ergebnis wurde für jedes der fünf zuvor entwickelten Basisszenarien des Projekts ein Entscheidungsschema entworfen. Diese beginnen jeweils mit der Frage, ob in den betrachteten Flüssigkeiten bzw. Wässer am Bergbaustandort in relevanter Menge auftreten. Diese Frage bezieht sich somit auf natürliche Gewässer (1), Frisch- und Abwässer (2), Prozesswässer der Aufbereitung (3), hydraulisch transportierte Tailings (4) und Flüssigkeiten des Heap Leachings (5). Die nachfolgend zu beantwortenden Fragen zu den Gegebenheiten sind unabhängig des betrachteten Szenarios gleich. Ähnliches gilt weitestgehend auch für die zur Bestimmung des hydroelektrischen Potenzials notwendigerweise zu bestimmenden Parameter, die jedoch im Tailings-Szenario (4) bei der zweiten Frage umfangreicher ausfallen. In der zweiten Frage wird nach der Nutzbarkeit des Volumenstroms gefragt, abhängig davon, ob der Volumenstrom ausreichend ist, um das hydroelektrisch Potenzial wirtschaftlich zu nutzen. Damit assoziiert ist als Parameter der Volumenstrom bzw. im Tailings-Szenario der zu- und abgeleitete Volumenstrom als auch die geplante Dauer der Tailingsablagerung. Die nächste Frage betrifft die Höhendifferenz, die auch als Parameter genannt wird, und fragt, ob diese zur energetischen Nutzung ausreichend ist. Zudem wird die Frage gestellt, ob das Pipelinesystem zur Nutzung des bis dahin erkannten hydroelektrischen Potenzials geeignet ist. Dabei werden der statische Ruhedruck im Rohrsystem, die Strömungsgeschwindigkeit, der Durchmesser, die Wandrauigkeit der Innenseite des Rohrs sowie die Länge des Pipelinesystems und die Streckenverluste als Parameter aufgeführt, die das hydroelektrische Potenzial beeinflussen. Der letzte Entscheidungsknoten des Schemas fragt nach den Fluideigenschaften bzw. ob diese für die Verwirklichung der Nutzung des hydroelektrischen Potenzials passend sind. Assoziiert dazu werden die Eigenschaften der Dichte und der Viskosität sowie die Korrosivität des Mediums als relevante Parameter aufgeführt. Sollten alle fünf aufeinanderfolgenden Fragen positiv mit „Ja“ beantwortet werden, so wird das hydroelektrische Energiepotenzial des betrachteten Mediums bzw. Szenarios als nutzbar bewertet. Sollte eine der Fragen negativ mit „Nein“ beantwortet werde, so endet das Abfrageschema an



dieser Stelle und das hydroelektrische Potenzial des untersuchten Szenarios wird als nicht nutzbar bewertet. Beispielhaft ist in der nachfolgenden Abbildung 3 das Fließdiagramm des Szenarios zu natürlichen Gewässern dargestellt.

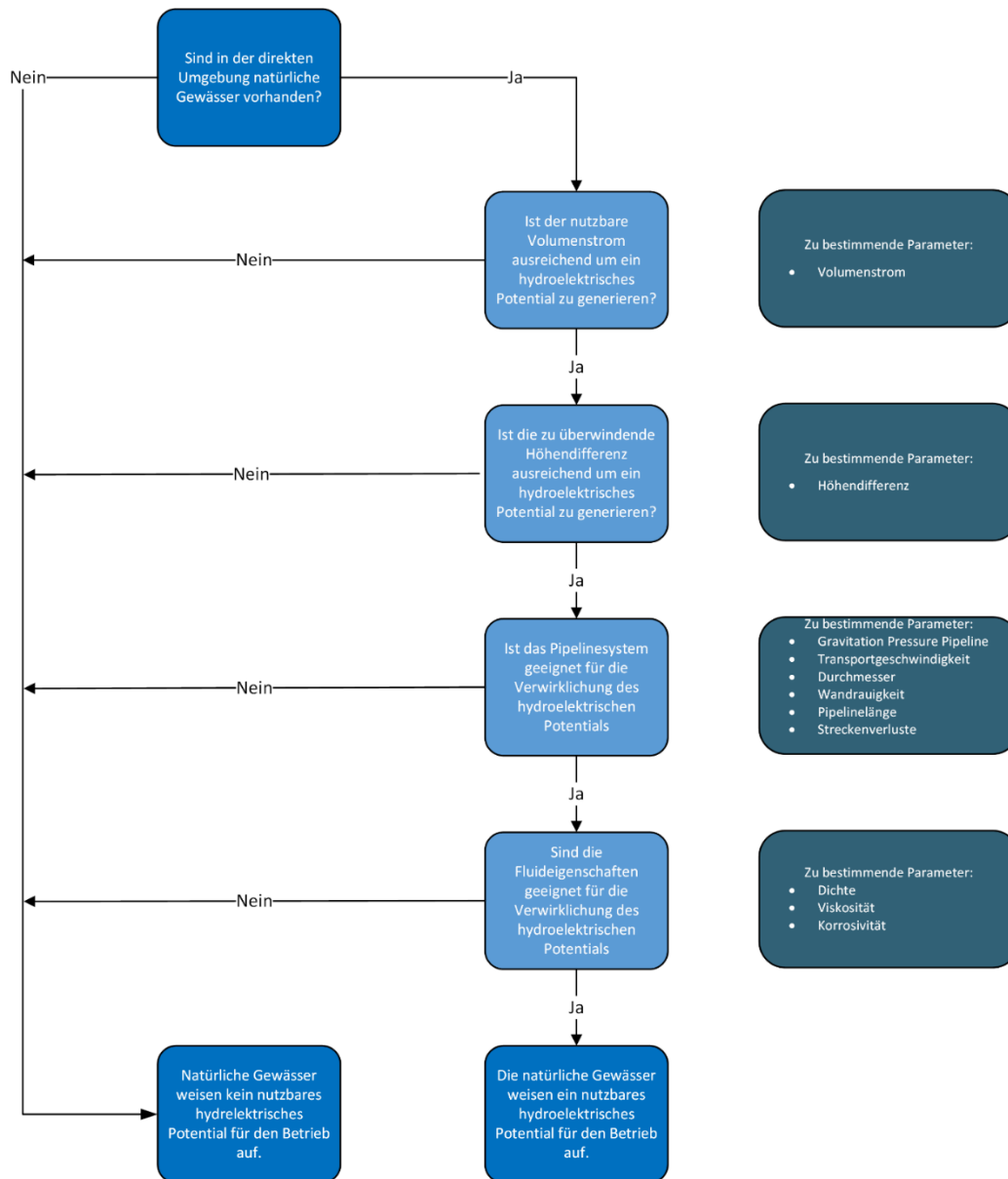


Abbildung 3: Fließdiagramm des Szenarios zu natürlichen Gewässern

AP 2.3: Erarbeitung von Kriterien zum qualitativen Einbezug von Planungsunsicherheiten bei der Dateneingabe und zum Einbezug weiterer EE-Quellen

Die Erarbeitung von Kriterien zum qualitativen Einbezug von Planungsunsicherheiten für Wasserkraftwerke im Bergbau bei der Dateneingabe und zum Einbezug weiterer erneuerbarer Energiequellen wurde durch eine systematische Vorgehensweise und Analyse durchgeführt. Zunächst wurden die relevanten Aspekte und Parameter identifiziert, die bei der Planung von Wasserkraftwerken im Bergbau berücksichtigt werden müssen (vgl. Arbeitspaket 3). Dazu gehören beispielsweise die Topographie, die Wasserverfügbarkeit, die potenzielle Fallhöhe und der Volumenstrom. Es wurde eine

umfassende Literaturrecherche durchgeführt, um vorhandene Standards und Empfehlungen zu identifizieren, die bei der Berücksichtigung von Planungsunsicherheiten für Wasserkraftwerke im Bergbau hilfreich sein könnten.

Basierend auf den gesammelten Informationen wurden Kriterien entwickelt, die den qualitativen Einbezug von Planungsunsicherheiten ermöglichen. Diese Kriterien wurden in Bezug auf verschiedene Aspekte definiert, einschließlich der Datenqualität, der Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Informationen sowie der Berücksichtigung von Unsicherheiten in den Planungsprozessen. Es wurde auch darauf geachtet, dass die Kriterien flexibel genug sind, um den spezifischen Bedürfnissen und Anforderungen von Wasserkraftwerken im Bergbau gerecht zu werden.

Darüber hinaus wurde der Einbezug weiterer erneuerbarer Energiequellen in die Planung von Wasserkraftwerken im Bergbau berücksichtigt. Hierbei wurden verschiedene erneuerbare Energiequellen in Betracht gezogen. Es wurden Kriterien entwickelt, um zu bewerten, inwieweit diese Energiequellen in die Planung einbezogen werden können und welchen Einfluss diese auf das Betriebsnetz haben. Um sicherzustellen, dass die entwickelten Kriterien praxisrelevant sind und den Bedürfnissen der Branche entsprechen, wurden Konsultationen mit Fachleuten aus dem Bereich Wasserkraft und Bergbau durchgeführt.

AP 2.4: Erweiterte Betrachtung des Wasserkraftpotenziales in der näheren Umgebung der Rohstoffgewinnungsbetriebe

Im Zentrum des Arbeitspakets 2.4 stand die Betrachtung des Wasserkraftpotenziales in der näheren Umgebung der Rohstoffgewinnungsbetriebe. Dafür wurden 15 Standorte in Peru analysiert. Diese 15 Standorte eignen sich grundsätzlich für den Bau eines Mittel- oder Hochdrucklaufwasserkraftwerks. Die voraussichtliche Leistung dieser Anlagen beträgt 25 MW und die resultierende Stromproduktion pro Jahr wird mit 112 GWh angenommen. Das Energiepotenzial der einzelnen Standorte sollte auf der Grundlage hydrometrischer Daten berechnet werden. Dabei wurde der Abfluss pro Quadratmeter als konstant angenommen, so dass die Stromerzeugung an potenziellen Kraftwerksstandorten in Abhängigkeit von der Größe ihres Einzugsgebietes entsprechend berechnet werden konnte.

Die peruanische Regierung stellt Daten für alle öffentlichen hydrometrischen Stationen im ganzen Land online. Somit konnten für dieses Projekt 31 Stationen in Betracht gezogen werden. Da einige Datenblätter jedoch nicht vollständig waren und nicht alle repräsentativen Daten enthielten, wurden alle Datenblätter gefiltert. Letztlich wurde auf der Grundlage von 20 Datenblättern MQs (Mean Monthly Discharge) und FDCs (Flow Duration Curve) berechnet. Mit diesen Angaben konnte eine Bewertung über die Leistungsabgabe, sowie der ökologischen und ökonomischen Eignung für ein potenzielles Wasserkraftprojekt abgeschätzt werden.

Die Standorte der Bergwerke wurden mit Hilfe von öffentlich verfügbaren Informationen ermittelt. Der resultierende Datensatz potenzieller Standorte wurde manuell durch eine genauere Inspektion von Satellitenbildern überprüft. Wenn keine visuellen Anzeichen Bergbauaktivitäten gefunden wurden, wurden die Bergwerke entweder als inaktiv oder als zu klein eingestuft. War der Abfluss benachbarten Flusses eindeutig zu gering für ein Wasserkraftwerk, wurden das Bergwerk nicht mit in den Datensatz genommen. Auf dieser Art und Weise wurden 32 der über 100 Erzbergwerksstandorte als potenzielle Standorte für eine entsprechende Wasserkraftentwicklung identifiziert.

Für jeden der 32 ermittelten möglichen Standorte wurde eine Abgrenzung des Einzugsgebiets vorgenommen. Diese Analyse führte zum Ausschluss weiterer Standorte, deren Einzugsgebiete zu klein

sind, um ein Wasserkraftwerk wirtschaftlich zu betreiben. Innerhalb dieser Gebiete wurden die Standorte für Flussumleitungen anhand folgender Kriterien ausgewählt:

- I. topologischen Gegebenheiten, die sich aus dem Höhenprofil des Flusses ergeben. Das Hauptkriterium ist die Maximierung der hydraulischen Fallhöhe zu maximieren und gleichzeitig die Gesamtlänge des betreffenden Abschnitts relativ gering zu halten.
- II. Zusätzlich die Zugänglichkeit durch die bestehende Infrastruktur berücksichtigt. Die Position der Krafthäuser wird entsprechend festgelegt, wobei das Krafthaus so nah wie möglich am eigentlichen Bergwerk liegen sollte, um die Kosten für die Stromleitung zu minimieren.

Als Ergebnis wurden 26 Einzugsgebiete mit einer durchschnittlichen Größe von 1750 km² ermittelt. Der resultierende durchschnittliche Flussabschnitt ist etwa 5,8 km lang und hat ein Gefälle von 3,44 %.

Für jeden potenziellen Standort wurde die nächstgelegene hydrometrische Station ausgewertet. Sind die Daten einer Station aufgrund kurzer Zeitreihen nicht repräsentativ, wurden entweder die Daten der nächstgelegenen Station verwendet oder zwei Datenreihen interpoliert, um genauere Werte zu erhalten. Müssen zwei Stationen ausgewählt werden, wurde die klimatische Ähnlichkeit zwischen den Stationen und dem potenziellen HPP-Standort berücksichtigt. Zu diesem Zweck wurden die Standorte der hydrometrischen Stationen mit der Köppen-Geiger-Klimaklassifikationskarte überlagert.

Dieser Ansatz birgt zwei Hauptfehlerquellen. Die erste Hauptfehlerquelle ist die Datenunsicherheit. Da die Genauigkeit der Daten nicht überprüft werden kann, wurden unrealistische Abflusswerte ignoriert, in der Annahme, dass der tatsächliche Wert innerhalb des Durchschnitts liegt. In einigen Fällen weicht der Abfluss zwischen den Jahren stark ab, was den mittleren jährlichen Abfluss verzerren könnte. Dies kann in weiteren Studien genauer untersucht werden. Außerdem vereinfacht der Ansatz des repräsentativen Elementargebiets zur Skalierung der Messwerte mit einem Faktor, der auf der Größe der Einzugsgebiete zu skalieren, die Bedingungen stark und könnte zu Abweichungen gegenüber in situ Messungen führen. Dennoch liegen die berechneten Werte in einem realistischen Bereich. Sie sind daher eine wichtige Grundlage für die weitere Entwicklung des Projekts.

Arbeitspaket 3: Wasserkraftnutzung und Potenzialmaximierung durch Planung

Beteiligte Partner: MRE, WB, EP, THERenergy

Im Rahmen von Arbeitspaket 3 werden Maßnahmen untersucht, um das Wasserkraftpotenzial von Bergwerken durch gezielte Planung zu erhöhen. Das Ziel bestand darin, durch Anpassungen in der Struktur, der Abbauplanung und anderen Maßnahmen die Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung in Bergwerken zu optimieren.

Dazu wurden die bergbauplanerischen Parameter für die gängigen Bergwerkstypen in Peru ermittelt und untersucht, wie sie das Wasserkraftpotenzial in den zuvor definierten Szenarien beeinflussen. In Kombination mit den Ergebnissen aus Arbeitspaket 2 wurde der Zusammenhang zwischen Rohstoffgewinnung und Wasserkrafttechnologie weiterentwickelt. Die peruanischen Partner prüften die theoretische Anwendbarkeit der erstellten Konzepte und im Austausch mit MRE und WB wurden die Konzepte in einem iterativen Prozess angepasst.

AP 3.1: Erstellung von Empfehlungen zur Lenkung der Abbauführung im Hinblick auf hydroelektrische Potenzialmaximierung

Die entwickelten Szenarien haben keinen direkten Bezug zu der Abbauführung aufgewiesen, vor allem wegen des sehr geringen Aufkommens an Grubenwasser. Vielmehr ist die Anordnung der Aufbereitungsanlagen und sonstigen Infrastruktur des Bergwerks entscheidend. Aus diesem Grund wurden zuerst die bergbauplanerischen Parameter auf ihren Einfluss auf das hydro-elektrische Potenzial untersucht und folgend an einem Fallbeispiel die Auswirkungen einer auf diese Potenziale optimierte Auslegung evaluiert. In der Untersuchung wurden vier der in Arbeitspaket 1 definierten Szenarien untersucht:

- Szenario I: Frischwasserversorgung und Wasserableitung über eine Pipeline
- Szenario II: Mineralische Aufbereitungsanlage
- Szenario III: Tailings Storage Facility
- Szenario IV: Heap Leaching

Bei der Auswahl der Szenarien wurde darauf geachtet, dass die gesamten Disziplinen der Bergbauplanung (z. B. Aufbereitungsanlage) und nicht nur einzelne Prozesse (z. B. Flotation) innerhalb dieses Bereichs berücksichtigt wurden. Dies wurde getan, um einen umfassenden Planungsrahmen zu schaffen und eine ganzheitliche Herangehensweise an die bevorstehende Bewertung der konventionellen Bergwerksplanung für die Szenarien zu ermöglichen.

Im nächsten Schritt wurden die zuvor ausgewählten Szenarien hinsichtlich ihrer konventionellen bergbaulichen Planungs- und Gestaltungsansätze analysiert. Dafür wurden Planungskategorien definiert, die den Bergbauplanungs- und Gestaltungsprozess der ausgewählten Szenarien maßgeblich beeinflussen. Anschließend wurde für jede Planungskategorie jedes einzelnen Szenarios der konventionelle bergbauliche Planungs- und Gestaltungsansatz anhand einer umfassenden Literaturrecherche beschrieben. Dabei wurden generische Planungs- und Gestaltungsparameter abgeleitet und den festgelegten Planungskategorien zugeordnet. Es wurde darauf geachtet, dass kein Parameter bei diesem

Verfahren ausgelassen wurde. Die Gesamtzahl der ermittelten Parameter für jedes Szenario ist im Folgenden aufgeführt:

- Szenario I: Frischwasserversorgung und Wasserableitung über eine Pipeline: 126
- Szenario II: Mineralische Aufbereitungsanlage: 173
- Szenario III: Tailings Storage Facility: 136
- Szenario IV: Heap Leaching: 122

Aufbauend wurde ein dreistufiger Bewertungsansatz für die identifizierten bergbaulichen Planungs- und Gestaltungsparameter entwickelt, um ihren Einfluss auf das hydroelektrische Potenzial zu untersuchen. In der ersten Stufe dieser Bewertung werden die Parameter hinsichtlich ihrer Ausschließlichkeit untersucht, ein Parameter das hydroelektrische Potenzial eines Szenarios so stark begrenzt, dass eine weitere Betrachtung dieses Szenarios nicht mehr sinnvoll ist. Es stellte sich heraus, dass für alle Szenarien Parameter, die die Fallhöhe (z. B. Topographie und Höhenlage) und den Volumenstrom (z. B. Wasserverteilung) in der Leistungsformel beeinflussen, als Ausschlusskriterien fungierten. Der Rohstoffparameter hat auch eine wichtige einschränkende Funktion, insbesondere in den Szenarien der Aufbereitung und Abraumentladung, da er darüber entscheidet, welcher Aufbereitungsprozess verwendet wird und welche Art von Abraum entsteht.

In der zweiten Stufe wurden die Parameter in direkt und indirekt beeinflussende Parameter kategorisiert. Dabei stellte sich heraus, dass es insgesamt mehr indirekte als direkte Parameter für alle Anwendungsszenarien gibt. Dieser Trend spiegelt sich auch in allen Planungskategorien wider, mit Ausnahme derjenigen, die sich auf das Pipeline-Design beziehen, wo eine ähnliche Verteilung von direkten und indirekten Parametern vorliegt. Eine weitere Erkenntnis dieser Stufe ist, dass die Planungskategorien, die sich auf Standortwahl oder Routenführung konzentrieren, die größte Anzahl indirekt beeinflussender Parameter aufweisen.

In der dritten Stufe werden die direkten Parameter hinsichtlich ihres Einflusses auf die verschiedenen Variablen der Leistungsformel untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die meisten direkten Parameter entweder die Durchflussmenge oder die Fallhöhe beeinflussen. Die beiden anderen Variablen, Dichte und Gesamtwirkungsgrad, werden hauptsächlich in den Szenarien beeinflusst, in denen Wasser-Feststoff-Suspensionen hydroelektrisch genutzt werden sollen (Mineralische Aufbereitung und TSF).

Die Gesamtzahl der ausschließenden, direkten und indirekten Parameter für jedes Szenario ist nachstehend in der genannten Reihenfolge aufgeführt:

- Szenario I: Frischwasserversorgung und Wasserableitung über eine Pipeline: 7, 17, 102
- Szenario II: Mineralische Aufbereitungsanlage: 3, 19, 151
- Szenario III: Tailings Storage Facility: 8, 20, 108
- Szenario IV: Heap Leaching: 8, 4, 110

Anschließend wurde die Umsetzung und Optimierung der Wasserkrafterzeugung auf der Grundlage der entwickelten Szenarien für das Greenfield-Projekt Cañariaco Norte der Candente Copper Corp. in Peru betrachtet. Mit Ausnahme von Szenario IV: Heap Leaching, welches in dem Bergwerk nicht verwendet wird, konnten alle anderen Szenarien in dieser Fallstudie berücksichtigt werden. Anhand der vorher



identifizierten Ausschluss- und Direktparameter wurde der aktuelle Planungsstand des Projekts hinsichtlich des möglichen Wasserkraftpotenzials überprüft. Anschließend wurden die Szenarien basierend auf diesen Parametern hinsichtlich des Wasserkraftpotenzials optimiert.

Die Untersuchung von Szenario I ergab, dass das Süßwasserreservoir, welches das Bergwerk versorgt, unterhalb aller Anlagen auf dem Gelände liegt und daher kein nutzbares Potenzial bietet. Es besteht jedoch die Möglichkeit, das Potenzial zwischen dem Zwischenbehälter und der Aufbereitungsanlage zu nutzen. Durch die Verlegung des Tanks an eine höher gelegene Stelle kann dieses Potenzial erhöht werden, wobei jedoch ein höherer Pumpaufwand berücksichtigt werden muss. Die hydroelektrische Nutzung des Ausleitungskanals um die Halde hat hohe Priorität und bietet ein größeres Potenzial. Die Bewertung der Aufbereitungsanlage hat gezeigt, dass die Nutzung von Wasserkraft möglich ist. Durch eine Neuorganisation der Anlagenelemente könnte das Potenzial zwischen der Kugelmühlenstufe und den Grobströmen erhöht werden. Die Untersuchung der energetischen Nutzung des Bergematerials (Tailings) ergab, dass das vorhandene hydroelektrische Potenzial nutzbar gemacht werden kann, sofern eine Turbine für den Einsatz in Feststoff-Suspensionen vorhanden ist. Aufgrund der aktuellen Geländekonditionen wurde beschlossen, die Bergematerial-Pipeline zum derzeitigen Standort des TSF (Tailings Storage Facility) im Quebrade-Yerma-Tal nicht zu optimieren. Durch die Verlegung des TSF an einen alternativen Standort im Tal des Rio Cañariaco könnte jedoch ein signifikantes hydroelektrisches Potenzial erreicht werden.

Es wurde somit festgestellt, dass die konventionelle Bergwerksplanung einen erheblichen Einfluss auf das hydroelektrische Potenzial hat. Eine Vielzahl von Parametern kann das Potenzial sowohl positiv als auch negativ direkt und indirekt beeinflussen. Die abgeleiteten Planungsparameter können sowohl zur Untersuchung der Umsetzung der Wasserkrafterzeugung als auch zur Optimierung des Wasserkraftpotenzials verwendet werden. Die Optimierung des Wasserkraftpotenzials erfordert jedoch Weitsicht: Es sollte beachtet werden, dass die abgeleiteten Parameter hauptsächlich der Bergbauplanung dienen und somit an die wirtschaftlichen Bedingungen dieser Planung gebunden sind. Daher ist es immer wichtig zu prüfen, ob der resultierende Nutzen aus der Umsetzung der Wasserkrafterzeugung bzw. der Potenzialoptimierung die finanziellen Auswirkungen der vorgenommenen Planungsänderungen überwiegt.

AP 3.2: Erweiterung des in AP2 erstellten Auswahlinstrumentes im Hinblick auf Abbauführung

In Arbeitspaket 2 wurde zu Beginn des Projekts für jedes der sieben ausgearbeiteten Szenarien ein Flowchart erstellt. Diese Flowcharts erlauben einen vereinfachten Abgleich, ob sich eines der Szenarien für den Bergwerksbetrieb anbietet und ob ein Wasserkraftpotenzial für das jeweilige Szenario besteht. Das über die Projektlaufzeit angesammelte Wissen wurde für die Überarbeitung und Aktualisierung der Flowcharts genutzt.

Als Grundlage zur Überarbeitung der Flowcharts wurde hierbei die Ergebnisse von Arbeitspaket 3.1 herangezogen, in der eine Vielzahl von Einflussfaktoren auf das Wasserkraftpotenzial in Bergwerken ausgearbeitet und evaluiert werden. Ziel war es, fehlende aber dennoch relevante Einflussfaktoren in die Flowcharts einzuarbeiten. Ein erster Schritt war ein Scanning auf Einflussfaktoren, die sinnvoll in die Flowcharts integriert werden könnten. Da sich die bestehenden Flowcharts jedoch primär auf Brownfield-Projekte bezogen, bzw. als Unterstützung für Betreiber bereits existierender Bergwerke dienten, konnten viele der evaluierte Faktoren bereits im Scanning vernachlässigt werden. Diese für die Aktualisierung der Flowcharts nicht weiter relevanten Einflussfaktoren bezogen sich meist auf bauliche Überlegungen oder

die Bauplanung und können mit den wirtschaftlichen und finanziellen Einflussgrößen des Hydropower Sustainability Assessment Protocols (HSAP) verglichen werden.

Die Einflussfaktoren, die sich beim Scanning als relevant herausstellten, wurden im Anschluss auf ihre Kompatibilität und potenzielle Überschneidungen mit den bestehenden Faktoren der Flowcharts untersucht. Dabei konnten weitere Einflussfaktoren ausgeschlossen werden, die bereits vollständig oder teilweise integriert waren. Als Beispiel für einen der Faktoren, die lediglich teilweise integriert waren, können Streckenverluste genannt werden, die im Verlauf der Aktualisierung um Reibungsverluste ergänzt wurden. Zusätzlich wurde bei jedem Flowchart ein weiterer Schritt hinzugefügt, der nach dem Bestand, bzw. dem Bedarf eines hydroelektrisch nutzbaren Systems (z. B. Pipelines) fragt. Dadurch konnte insofern eine Lücke geschlossen werden, dass bei manchen Betreibern ein theoretisches Potenzial besteht, aber bisher keine mengenmäßig relevanten Wassermengen anfallen.

Bei der Überarbeitung der Flowcharts sollte zum einen beachtet werden, dass die aktualisierten Flowcharts auch weiterhin übersichtlich und einfach nachzuvollziehen sind. Zum anderen sollte eine möglichst genaue Beurteilung des Wasserkraftpotenzials mit ausreichend Einflussfaktoren möglich sein. Um beide Ansprüche miteinander zu vereinen, wurden die Flowcharts um diejenigen Faktoren ergänzt, die eine Nichtbeeinträchtigung des genutzten Systems durch die Wasserkrafterzeugung nachweisen können. Die hierfür notwendigen und zu bestimmenden Parametern sollen im Endeffekt eine Untersuchung ermöglichen, ob der Einbau einer Wasserkraftturbine in das System zu Problemen im Bereich Sedimentation und Energiehöhenverlust führt.

Zusätzlich zu den in den Flowcharts bearbeiteten Szenarien, wurden auch auch Einflussfaktoren auf das Wasserkraftpotenzial beim Heap Leaching. Für dieses Szenario, das erst im späteren Verlauf des SmartH₂O-Projektes ausführlicher untersucht wurde, konnte ein komplett neues Flowchart erstellt werden. Auch die Flowcharts derjenigen Szenarien, die zu Projektbeginn noch als relevanter betrachtet wurden, aber nicht mehr weiter untersucht wurden (z. B. Grubenwasser), wurden an den überarbeiteten Aufbau der aktualisierten Flowcharts angepasst. Dadurch konnten ein vereinheitlichter Aufbau der Flowcharts beibehalten werden.



AP 3.3: Konzeptentwicklung zur Integration der erstellten Konzepte in Abbauplanungssoftware

In Arbeitspaket 3.3 wurde ein generisch angepasstes Wasserbilanzmodell erstellt, da die Abbauführung der Bergwerke einen untergeordneten Einfluss auf die Potenzialentwicklung hat (vgl. Arbeitspaket 3.2). Dieses Modell lässt sich auf verschiedene Erzbergwerke anpassen. Durch das Modell lassen sich somit Produktionsanpassungen und Umstellungen im Aufbereitungsprozess abbilden. Abbildung 4 zeigt den Aufbau des erstellten Modells.

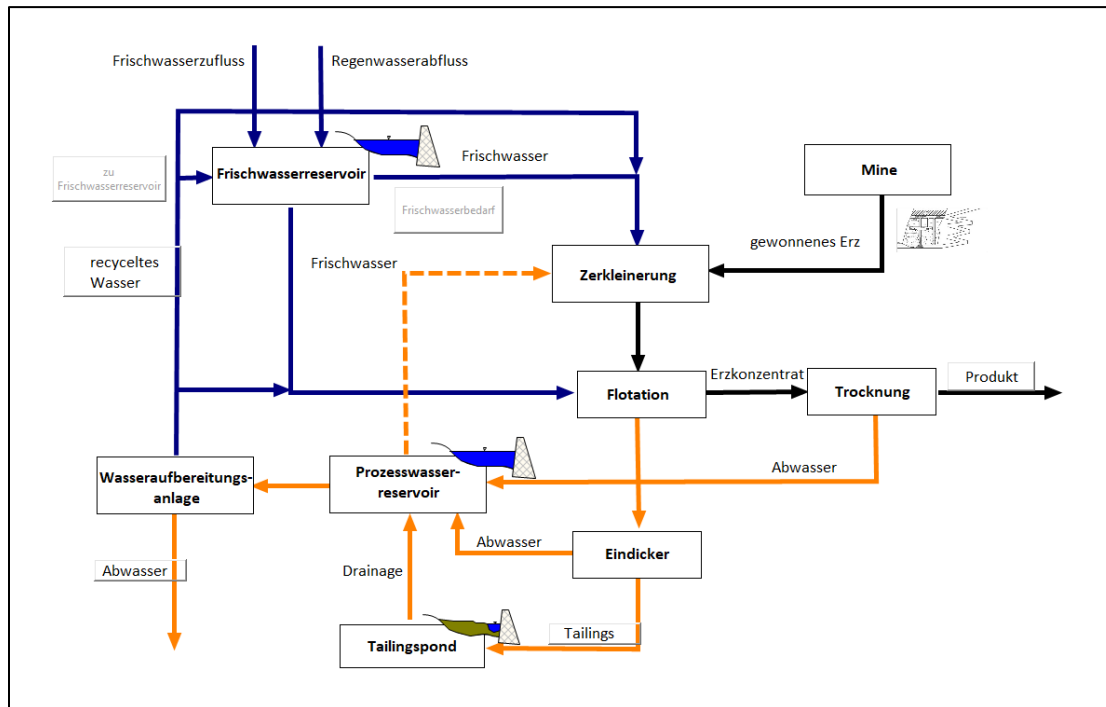


Abbildung 4: Aufbau des generischen Wasserbilanzmodells

Das generisch anpassbare Wasserbilanzmodell ist ein entscheidendes Instrument zur Abschätzung des Wasserverbrauchs und -bedarfs. Das Modell berücksichtigt verschiedene Parameter wie die Wasseraufnahme aus natürlichen Oberflächengewässern, die Nutzung von Prozesswasser, die Rückgewinnung von Wasser aus Tailings sowie den Abfluss und die Verdunstung. Es ermöglicht eine genaue Berechnung der Wasserflüsse im Bergwerk und ermöglicht somit eine präzise Überwachung und Kontrolle des Wasserhaushalts. Durch die Anwendung dieses Wasserbilanzmodells können verschiedene Bergwerke abgebildet werden und die Potenziale abgeschätzt werden. Es können so außerdem die die Einflüsse der betrieblichen Parameter auf die Wasserkraftpotenziale untersucht werden. Es dient als Grundlage für die Entwicklung von Wasserkraftprojekten und unterstützt die langfristige Planung und Entscheidungsfindung im Bergbauunternehmen.

Arbeitspaket 4: Spezifische Technologieentwicklung für die Rohstoffgewinnung

Beteiligte Partner: WB, EP, RWTH, THEnergy

In diesem Arbeitspaket sollen unkonventionelle, also nicht etablierte Wasserkrafttechnologien für den Einsatz in der Rohstoffgewinnung ausgewählt, untersucht und weiterentwickelt werden. Aufgrund der Einsatzbedingungen wurde von einer Betrachtung der konventionellen Turbinentechnologien abgesehen, da diese nicht für feststoffbeladenen Flüssigkeiten geeignet sind und eine Nachrüstung deutlich aufwendiger ist. Da aufgrund der Corona-Pandemie zunächst keine Reisen nach Peru möglich waren, konnten keine physikalischen Modellversuche zur Datengenerierung und Validierung der Turbinentechnologien an einem ausgewählten Bergbaustandort durchgeführt werden. Stattdessen wurde der Fokus auf digitale Modelle und numerischer Simulationen gelegt, da diese schneller durch neue Informationen und Erkenntnisse angepasst werden konnten. So war eine zeitgerechte Bearbeitung des Arbeitspaketes möglich, ohne den zeitlichen Rahmen des Forschungsprojekts aufzuschieben.

AP 4.1: Theoretische (CFD-) oder experimentelle Untersuchung einer ausgewählten, nicht-etablierten Technologie

Zunächst bestand die Aufgabe darin, zwei nicht etablierte, jedoch bereits entwickelte Turbinentechnologien bzw. Turbinenbauweisen auszuwählen. Diese waren unkonventionell, aber sollten den Einsatzbedingungen in den Bergbaustandorten der Aufbereitungsanlagen standhalten und sich problemlos in bestehende Rohrleitungssysteme integrieren lassen. Die beiden Turbinentechnologien sollten anschließend als 3D-CAD-Modelle erstellt werden, um daraus CFD-Simulationen zu entwickeln und zu validieren. Auf diese Weise konnte eine quantitative Bewertung der Turbinen erfolgen.

Zur Auswahl von zwei nicht-etablierten Turbinentechnologien wurden diese zunächst anhand ihrer Eigenschaften, Einsatzbedingungen und Betriebsparameter gegenübergestellt. Darüber hinaus sollte eine mögliche Lösung zur baulichen Integration der Turbinen in ein bestehendes Rohrsystem entwickelt sowie Betriebsgrenzen und Anhaltspunkte sinnvoller Installationsorte ermittelt werden. Ausgehend davon wurden anwendbare Turbinentechnologien ausgewählt und in einem CAD-Programm als 3D-Modelle konstruiert. Auf diese CAD-Modelle wurden dann zu Referenzzwecken durch zwei eingesetzte, unterschiedliche CFD-Programme zurückgegriffen, um den Einsatz der Turbinen zu simulieren und theoretisch zu validieren, um diesen schlussendlich bewerten zu können. Diese Vorgehensweise war nötig, da die für übliche Wasserkraftwerke nutzbare Leistungsformel nicht für alle Feststoff-Wasser-Gemische anwendbar ist, da die Dichten im Gemisch variieren und keine Datenlage zur überschlüssigen Leistungsermittlung der nicht-etablierten Turbinen existiert.

Zum einen wurde die Lizenz-Software „Ansys Fluent“ genutzt, die mit der Finite-Elemente-Methode (FEM) arbeitet und die numerischen Berechnungen für jeden Punkt im Fluid eigens durchführt, wodurch auch bei Bingham-Flüssigkeiten das Strömungsverhalten genau untersucht werden kann. Zum anderen wurde die Open-Source-Software „DualSPHysics“ angewendet, die auf der Smoothed-Partikel-Hydrodynamik-Methode (SPH) basiert und als Simulationssoftware für Strömungsmaschinen etabliert ist, weshalb dieser Ansatz auf eine breite Wissensbasis zurückgreifen kann. Zum Erstellen der CAD-Modelle und der Umsetzung der CFD-Simulationen waren mehrere Eingangsparameter nötig. Diese Parameter wurden nach üblichen Werten innerhalb der Bergbauprozesse ausgewählt und für alle Simulationen genutzt. Die Dimensionierung der Turbine und der Anlage erfolgte in Abhängigkeit der netto-nutzbaren Fallhöhe (50 m) und des Volumenstroms ($0.688 \text{ m}^3/\text{s}$) der feststoffbeladenen Flüssigkeit. Fluiddynamische Parameter wie



der Feststoffgehalt (0,58 %), die Feststoff- ($1,45 \text{ g/cm}^3$) und Tailingsdichte ($1,87 \text{ kg/cm}^3$) sowie der Umgebungsdruck (1 bar) mussten ebenfalls festgelegt werden, um die Strömung durch die Turbine zu simulieren.

Die Auswahl einer geeigneten Turbine hängt neben dem hydroelektrischen Energiepotenzial grundsätzlich von der verfügbaren Fallhöhe und dem nutzbaren Volumenstrom ab. Zusätzlich spielen die Fluidzusammensetzung, die Betriebsweise des Systems und die Eigenschaften der Rohrleitungen eine Rolle bei der Auswahl der richtigen Turbinentechnologie für den spezifischen Anwendungsfall. Als Ergebnis wurden die Kugelturbine und die Querstromturbine als nicht-etablierte Turbinentechnologien ausgewählt, da sie am besten für den Einsatz in Flüssigkeiten von Aufbereitungsprozessen geeignet schienen. Diese Entscheidung wurde damit begründet, dass beide Turbinen eine niedrige Drehzahl aufweisen und für feststoffbeladene Flüssigkeiten geeignet sind. Außerdem können sie nachträglich einfach in bestehende Rohrleitungssysteme integriert werden, was besonders vorteilhaft ist, wenn sonst Druckminderungsmaßnahmen in den Rohrleitungen erforderlich wären. Die nicht-etablierten Technologien der Schleppturbine und der Zentrifugalpumpen, die als Turbinen eingesetzt werden können, wurden nicht ausgewählt, da der Feststoffanteil in der Flüssigkeit bzw. die Betriebsbedingungen als problematisch eingeschätzt wurden. Bei den etablierten Turbinen hätte der Feststoffanteil in den Prozesswässern der Aufbereitungsanlagen in Verbindung mit der hohen Drehzahl zu schnellem und starkem Verschleiß geführt.

Es wurde ein Konzept für die bauliche Integration der Turbinen in das bestehende Rohrnetz entwickelt. Das Konzept basiert auf einem Hauptrohr, das mit einem Absperrschieber ausgestattet ist. Der Absperrschieber kann mithilfe eines Bypasses umgangen werden, der in Abbildung 5 dargestellt ist. Der Bypass besteht aus DN500-Rohren und verfügt sowohl am Einlass als auch am Auslass über Absperrschieber. Die Turbine kann im Bypass installiert werden. Durch die Absperrschieber ist es möglich, den Volumenstrom entweder durch den Bypass und die Turbine oder nur durch das Hauptrohr zu lenken. Letzteres kann beispielsweise erforderlich sein, wenn die Turbine ausgebaut werden muss, beispielsweise für Wartungszwecke. Kugelturbinen können auch einfach an einem T-Stück oder einem kleinen seitlichen Abzweig in einer Rohrleitung integriert werden, da ihr konstruktiver Aufwand geringer ist, wie in Abbildung 6 dargestellt.

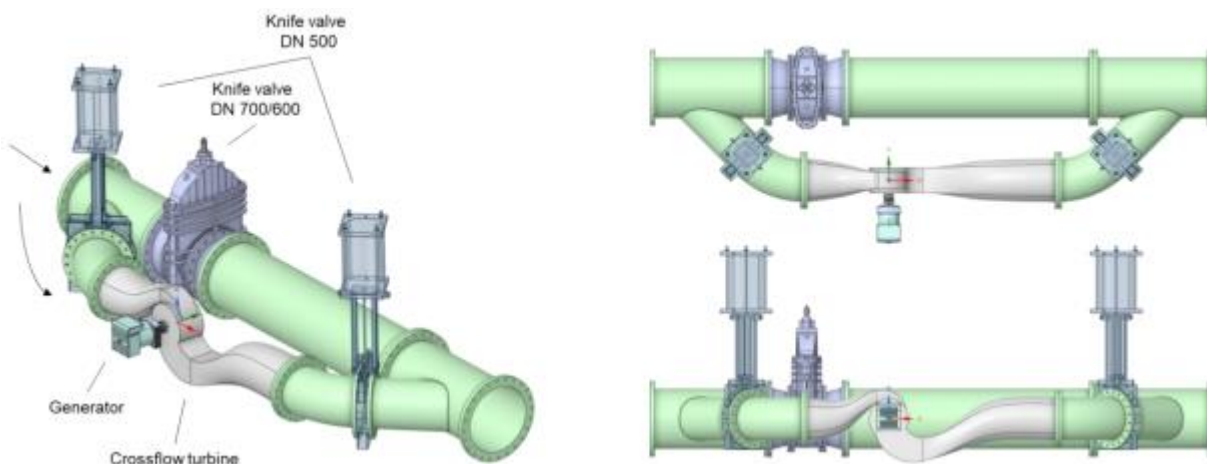


Abbildung 5: Konzept zur konstruktiven Integration einer nicht-etablierten Turbine in ein Rohrleitungssystem mittels eines Bypasses (hier mit einer Querstromturbine)

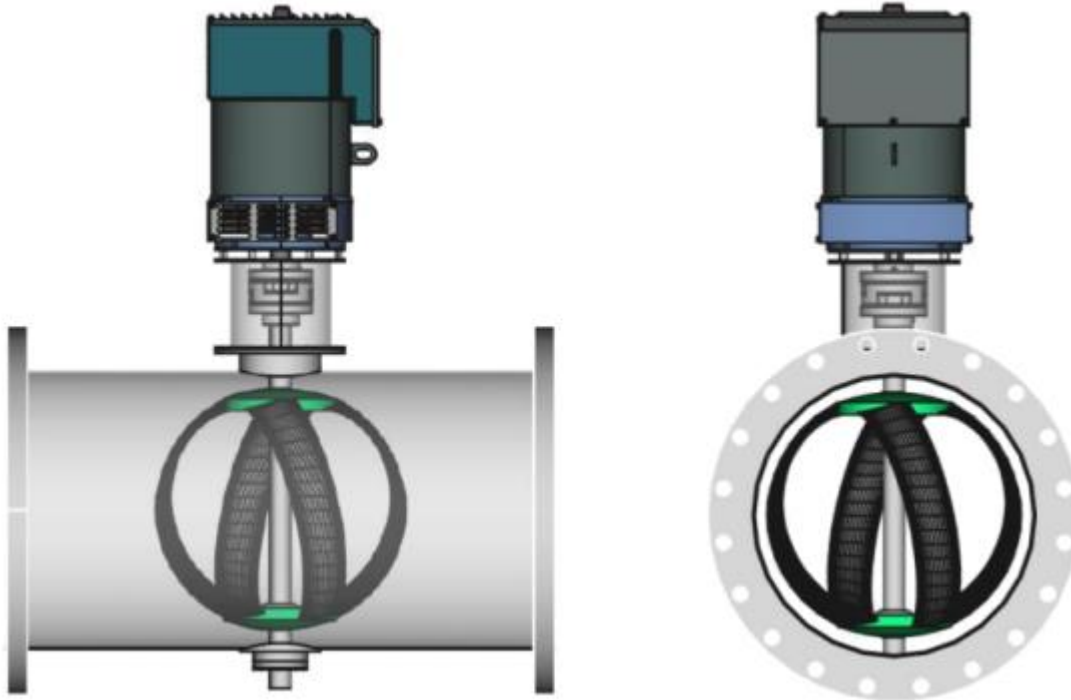


Abbildung 6: Alternative konstruktive Integration einer nicht-etablierten Kugelturbine in ein Rohrleitungssystem ohne Bypass

Bei der Auswahl eines geeigneten Einbauorts für solche Turbinen sollten verschiedene Aspekte berücksichtigt werden, sowohl in Bezug auf die Turbine selbst als auch auf das System, in das sie eingebaut wird. Es wurden Betriebsgrenzen für den Turbineinsatz identifiziert, nämlich der minimale und maximale Volumenstrom, um Sedimentation und erhöhten Verschleiß der Rohrwandungen zu vermeiden. Das Wissen der Mitarbeiter in Bergbauunternehmen ist entscheidend, um besonders anfällige Stellen in Rohrleitungen zu identifizieren, an denen die Strömungsgeschwindigkeit mithilfe einer Turbine reduziert werden kann, um Schäden zu minimieren. Die Fluidzusammensetzung und die enthaltenen Korngrößen beeinflussen auch die erforderlichen Abmessungen der Turbine. Eine Vor-Ort-Inspektion sollte durchgeführt werden, um einen Überblick über die tatsächlichen Bedingungen zu erhalten, individuelle Aspekte zu berücksichtigen und die Betriebssicherheit nicht zu gefährden.

Sowohl für die Kugelturbine als auch für die Querstromturbine wurden die strömungsdynamischen und physikalischen Eigenschaften mathematisch beschrieben, um Schlussfolgerungen für die Optimierung des Turbinendesigns in diesem Anwendungsfall abzuleiten. Der Turbinenaufbau wurde dann in CAD-Modelle übertragen und für die weiteren Analysen sowie zur Darstellung des Strömungsverhaltens in einer Rohrleitung vor, in und hinter der Turbine wurden CFD-Simulationen verwendet. Ein Simulationsergebnis zeigt, dass die Strömung hinter der Turbine vollständig turbulent ist (siehe Abbildung 7). Unter Verwendung der zuvor definierten Turbinenabmessungen und angenommener üblicher Betriebsparameter wurde eine simulierte Drehzahl von 477 Umdrehungen pro Minute und eine Leistungsabgabe von knapp unter 4 kW ermittelt. Für die Querstromturbine wurde unter denselben Simulationsbedingungen eine Drehzahl von 600 Umdrehungen pro Minute festgestellt, was zu einer Leistung von 63,27 kW führte. Zudem wurde hinter der Querstromturbine eine Druckreduzierung von etwa 60 % gegenüber dem Einlass der Turbine festgestellt (siehe Abbildung 8).

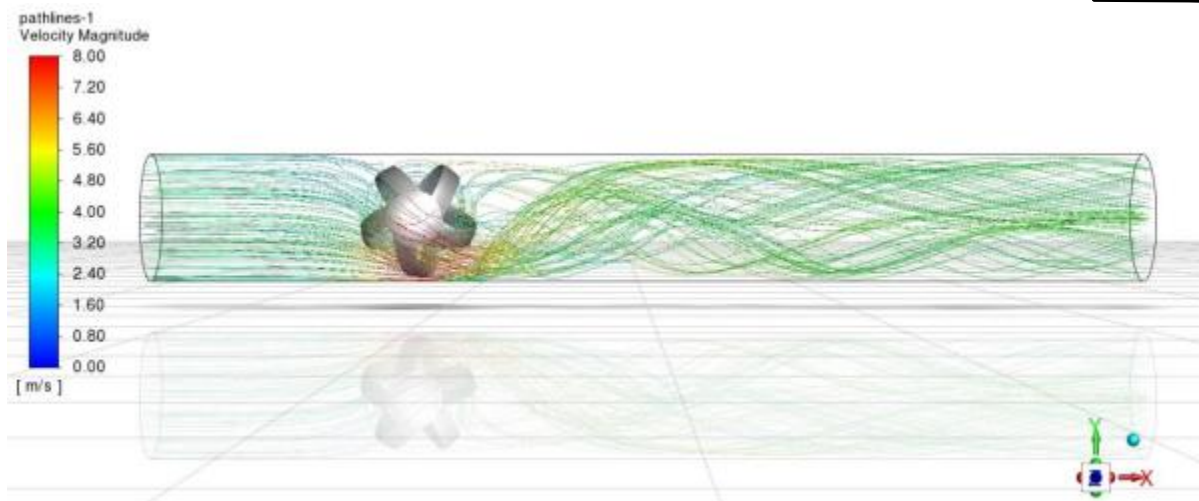


Abbildung 7: Strömungsverhalten und -geschwindigkeit bei einer Kugelturbine (Software Ansys Fluent)

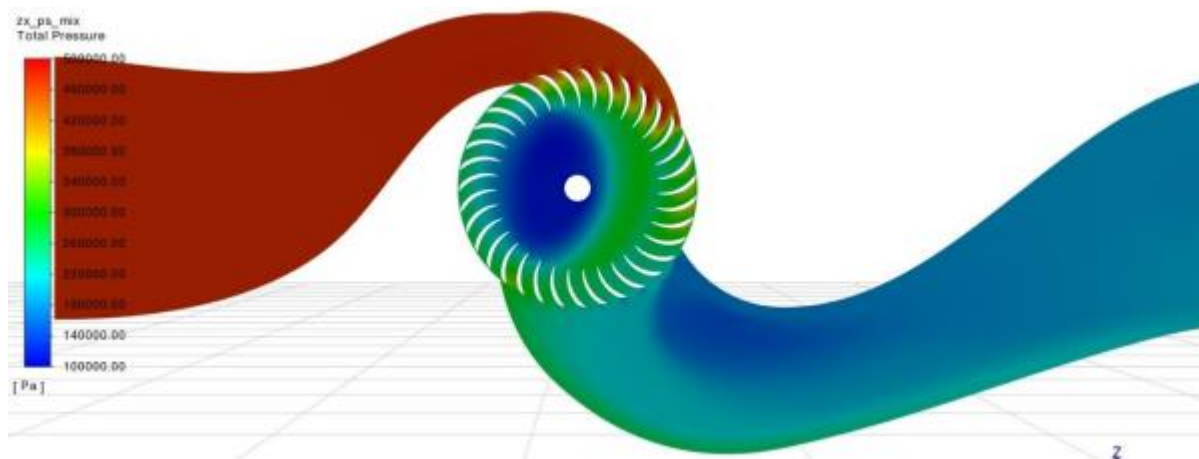


Abbildung 8: Verteilung des Drucks bei einer Querstromturbine (Software Ansys Fluent)

Darüber hinaus wurden potenzielle Bereiche identifiziert, die weiter untersucht werden könnten. Dazu gehören insbesondere die Materialien, aus denen die Turbinen für diesen Anwendungsfall hergestellt werden sollten, sowie die Untersuchung des Kavitationsverhaltens. Es könnte auch die Haltbarkeit der Turbinen hinsichtlich Korrosion und Verschleiß durch mechanische Einwirkung und Beanspruchung, insbesondere durch Feststoffpartikel, untersucht werden.

Arbeitspaket 5: Lebenszyklus und Netzintegration

Beteiligte Partner: TEnergy, MRE, WB, EP

Im Rahmen von Arbeitspaket 5 wurde die Optimierung der Eigenerzeugung mit modular steuerbaren Mikro-Wasserkraftwerken in einem netzintegrierten Inselnetz modelliert. Dabei lag ein besonderer Fokus auf den betrieblichen Bedingungen von Bergbauunternehmen, die Wasserkraftanlagen einsetzen. Fragen zur Netzintegration, potenziellen Handelsmöglichkeiten und außerbetrieblichen Versorgungsaufträgen wurden berücksichtigt. Die Netzmodellierung untersuchte insbesondere die Auswirkungen der Leistungsschwankungen der Wasserkraftanlagen auf das Verbundnetz und dessen Stabilität aufgrund der nicht konstanten Wasserangebote. Es wurde auch aus der Gegenseite betrachtet, wie Netzschwankungen den Betrieb der Anlagen beeinflussen können. Die Modellierung in diesem Arbeitspaket begann allgemein und wurde in den folgenden Arbeitspaketen spezifisch auf die Gegebenheiten in Peru zugeschnitten.

Bei der Modellentwicklung wurden auch die spezifischen Rahmenbedingungen berücksichtigt, die typisch für Bergbaustandorte in Lateinamerika und Teilen Asiens sind und am Beispiel von Peru repräsentiert wurden. Dies beinhaltete zunächst die vorhandene Verbindung des Standorts mit seinem betrieblichen Netz zum nationalen Verbundnetz, das jedoch keine kontinuierlich stabile Energieversorgung gewährleisten kann. Es ist auch typisch für diese Regionen, dass die betrieblichen Netze von Produktionsstandorten im Allgemeinen umliegende Siedlungen mit Energie versorgen oder Leistungsschwankungen im Verbundnetz ausgleichen. Darüber hinaus wurde berücksichtigt, dass neben der Nutzung der Wasserkraft auch konkurrierende Verwendungen des Wassers existieren, wie beispielsweise für Brauchwasser oder in der Landwirtschaft. Die klimatischen Bedingungen spielten ebenfalls eine Rolle, da sie die verfügbaren Wassermengen bestimmen und die sozioökonomischen Aspekte der Wasserkraftnutzung beeinflussen, die der Maximierung der Wirtschaftlichkeit entgegenwirken können.

AP 5.1: Definition von Funktionen wie Leitung und Wasserdurchsatz als Funktion fluktuierender Netzfrequenz, Netzausfallszenarien

Im Rahmen von Arbeitspaket 5 wurde ein Modell mit Hilfe von Pandapower entwickelt, das die Anlagen, Spannungsebenen, Trafos und den Energiebedarf eines Bergwerks simuliert. Das Hauptziel des Programms bestand darin, Daten wie Last, Spannung und Energieverbrauch der Sammelschiene je nach Netzaufbau zu ermitteln. Das Modell berechnet den Energieverbrauch der Aufbereitungsanlage basierend auf den Eingabeparametern und identifiziert die Spitzenverbrauchszeiten, in denen die von der Turbine erzeugte Energie genutzt wird.

Das entworfene Modell simuliert den Energieverbrauch eines Bergwerks und ermittelt die Last- und Generator-Wirkleistung an der Sammelschiene. Es analysiert auch den Blindleistungshaushalt im Netz und liefert die Randbedingungen für die Auslegung von Kabeln und Transformatoren. Zusätzlich zum Modell wurde ein kleines Handbuch erstellt, das die Funktionsweise des Modells und den Aufbau der Szenarien erklärt. Das Handbuch enthält auch die verwendeten Datenquellen und deren Analyse sowie Einliniendiagramme der Szenarien.

Das Modell erzeugt Daten, die einer Normalverteilung folgen, um den Energieverbrauch des Netzes in Abhängigkeit von der Anzahl der verarbeiteten Erztonnen pro Stunde im Bergwerk und den spezifischen Energieverbräuchen der energieintensiven Anlagen zu bestimmen. Es berechnet auch die gespeicherte Energiemenge des Heap-Leaching Wasserbeckens und identifiziert Spitzenstunden, in denen die Energie des Wasserbeckens genutzt wird, um die Netzbelastung zu reduzieren. Darüber hinaus liefert das Modell

Informationen über die Last der Leitungen, Busse und Trafos, um zu überprüfen, ob die technischen Eigenschaften der elektrischen Anlagen den Anforderungen des Netzes entsprechen.

Um das Modell zu nutzen, müssen Parameter wie die Anzahl der verarbeiteten Erztonnen, die Spannungsnetzebene, der Energieverbrauch der Mühlen und die Leistung der Turbine in eine Excel-Tabelle eingetragen werden. Zudem muss ein Szenario ausgewählt werden. Das Programm ermittelt dann die erforderlichen Anlagen für ein Netz mit diesen Parametern und gibt Informationen darüber, wie die Turbine an das Netz angeschlossen werden kann. Es berechnet auch den Energieverbrauch der Aufbereitungsanlage und den Power Flow des gesamten Systems. Die ermittelten Daten werden in eine Excel-Tabelle übertragen.

Zunächst wurden die spezifischen Energieverbrauchswerte [kWh/t] der wichtigsten Anlagen einer Aufbereitungsanlage ermittelt. Diese Daten wurden aus technischen Berichten bestehender Aufbereitungsanlagen und wissenschaftlichen Artikeln entnommen

Um verschiedene Szenarien zu entwickeln, wurden Informationen über die technischen Eigenschaften von Wasserkraftwerken mit geringer Leistung gesammelt. Auch die vorhandenen Netzanschlüsse der interessantesten Bergwerke wurden untersucht, indem Diagramme des peruanischen Stromverbundnetzes herangezogen wurden. Basierend auf diesen Informationen wurden zwischen 5 und 8 Szenarien entwickelt, um die Eigenschaften der Anlagen und des peruanischen Netzes besser darzustellen.

Als Anwendungsbeispiel wird im Folgenden das Szenario vom Bergwerk „Antamina“ vorgestellt. Die technischen Eigenschaften des Netzes wurden anhand des Einliniendiagramms des Bergwerks ermittelt und diese bilden die Grundlagen des Modells (siehe Abbildung 9). Danach wird der gesamte Energiebedarf des Bergwerks über einen Tag (24 Stunden) bestimmt – und zwar in Abhängigkeit von den eingegebenen Parametern und Daten zum Stromverbrauch der Aufbereitungsanlage. Auf der anderen Seite wird die gesamte gespeicherte Energie im Wasserbecken anhand der eingegebenen Parameter ermittelt. Je nach Leistung der Turbine und der gesamten gespeicherten Energiemenge wird die Anzahl der Stunden berechnet, in denen die Turbine Strom erzeugen kann und die Stunden mit dem höchsten Energiebedarf. Letztendlich wird die Lastflussberechnung durchgeführt, um die ausgelegten Randbedingungen des Netzes zu überprüfen.

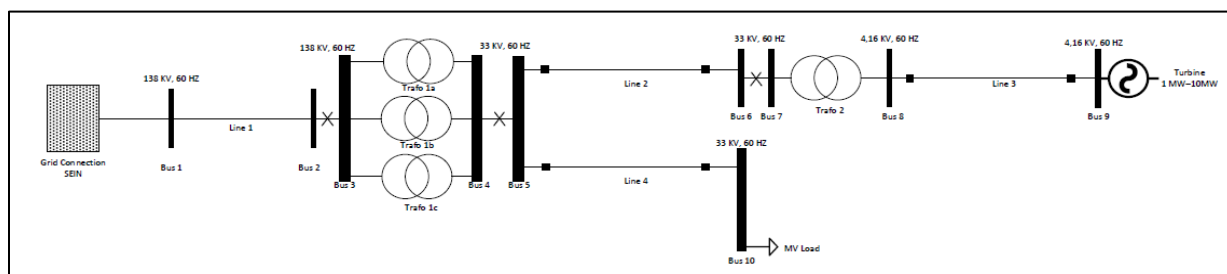


Abbildung 9: Einliniendiagramm von Antamina Bergwerk



In diesem Beispiel hat die Turbine eine Leistung von 100 kW und die gesamte gespeicherte Energie von 436 kWh. Aufgrund der hohen Anzahl von verarbeiteten Tonnen und Stromverbrauch der Mühlen liegt den Stromverbrauch der Aufbereitungsanlage zwischen 50 MW bzw. 110 MW. Der gesamte Stromverbrauch pro Stunde der Anlagen des Bergwerks ist in dem folgenden Diagramm dargestellt (siehe Abbildung 10). Die größten Verbraucher der Aufbereitungsanlage sind die SAG Mühle und die Kugelmühle.

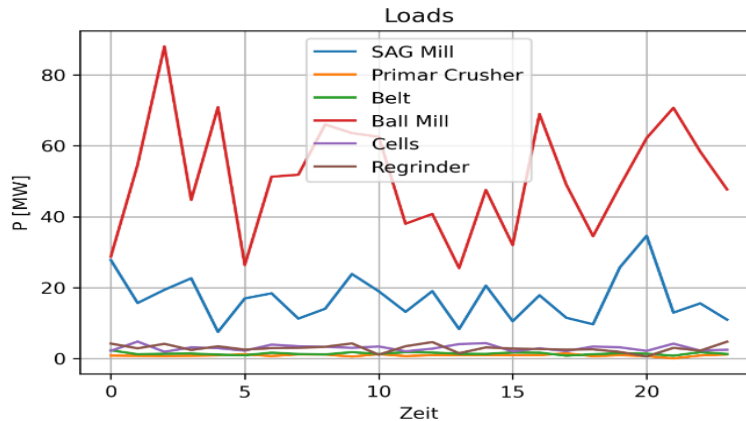


Abbildung 10: Energieverbrauch der Anlagen im Bergwerk

Das Modell ermittelt in welchen Stunden den Verbrauch am höchsten ist, um Strom aus dem Wasserbecken je nach Leistung der Turbine zu erzeugen. In diesem Fall wird das Netz insgesamt vier Stunden von der Turbine mit Strom versorgt. Die Einspeisung vom Strom aus der Turbine ins Netz ist in Abbildung 11 gezeigt.

	Wasserbecken
Potenzielle Energiehöhe [m]	500
Volumen [m ³]	400
Wirkungsgrad [-]	0,8
Wasserdichte [kg/m ³]	1000
Fallbeschleunigung [m/seg ²]	9,81
Energie Wasserbecken[kWh]	436

Abbildung 11: Parameter des Heap-Leaching Wasserbeckens

Im Anschluss sollten die Lasten in den Bussen und Leitungen überprüft werden. Die Nummerierung der Elemente (Busse und Leitungen) ist im Einliniendiagramm des Bergwerks zu finden. **Abbildung 12 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 13 zeigen die Spannungen an den Sammelschienen sowie Informationen über die Überlastung der Leitungen. Anhand der eingegebenen Parameter ist erkennbar, dass Leitung 4 (vom Transformator zur Aufbereitungsanlage) die höchste Auslastung aufweist. Trotzdem zeigt sich, dass die Einstellung der Leitungen angemessen ist, da keine Leitung ihre Kapazitätsgrenze überschreitet (< 100%). Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität des



Wasserbeckens im Vergleich zum hohen Energiebedarf der Aufbereitungsanlage hat der von der Turbine eingespeiste Strom einen geringeren Einfluss auf das Gesamtnetz.

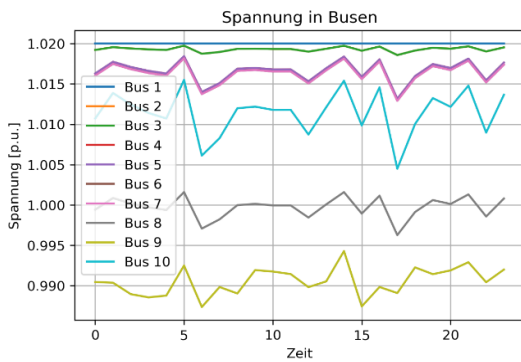


Abbildung 12: Spannungen in Busen des Netzes

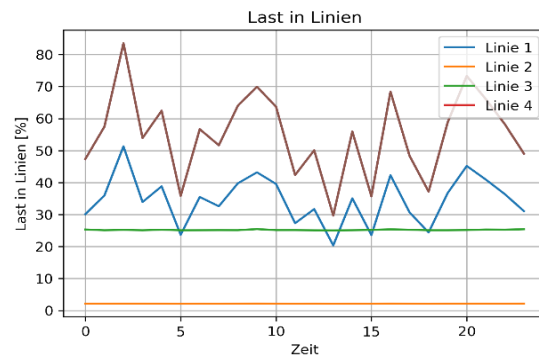


Abbildung 13: Last der Linien des Netzes

Arbeitspaket 6: Fallstudie mit Konzeptsimulation und -analyse

Beteiligte Partner: WB, MRE, THERenergy, EP

Der ursprünglich für die Fallstudie vorgesehene Bergwerksstandort Chungar wurde verworfen, da ein Standort des Unternehmens Gold Fields aufgrund seiner Bedingungen und Eigenschaften besser geeignet war, um die theoretischen Projektergebnisse zu validieren. Während der Beantragung des Projekts wurde erwartet, dass Fluide ohne großen Feststoffanteil genutzt werden können. Im Laufe des Projekts stellte sich jedoch heraus, dass die großen Volumenströme vor allem durch Fluide auftreten, welche erhebliche Mengen an Feststoffen transportieren. Da aufgrund der Corona-Pandemie zunächst keine Reisen nach Peru unternommen und Besuche an Bergbaustandorten durchgeführt werden konnten, musste auf die praktisch orientierte Fallstudie am vorgesehenen Standort verzichtet werden, um das Projekt im zeitlichen Rahmen durchführen zu können. Aus diesen Gründen wurde Arbeitspaket 6 so umgeplant, dass in einer CFD Simulation die Grundlagen für weitere Untersuchung für die Nutzung von feststoffbeladenen Wässern für die hydro-elektrische Energieerzeugung gelegt wurden. Deshalb wurde auch auf eine theoretische Ausarbeitung einer Konzeptsimulation und -analyse zurückgegriffen, die durch numerische Ansätze die Strömung von feststoffbeladenen Flüssigkeiten in horizontalen Rohrleitungen mit großem Durchmesser untersucht hat.

Um die technische Machbarkeit der Integration von Turbinen in Rohrleitungen mit feststoffbeladenen Flüssigkeiten bewerten zu können, müssen sowohl das Strömungsverhalten der Flüssigkeit als auch die Druckprofile in den Rohrleitungen und die Erosion der Rohre durch die Partikel verstanden werden. Dazu wurden typische Werte für Flüssigkeitsströmen zu Grunde gelegt, die im peruanischen Bergbau auftreten und zur Energierückgewinnung innerhalb der Prozesse mittels Wasserkraft genutzt werden könnten. Bei den Simulationen wurde deshalb von Rohrleitungen mit einem Durchmesser von 585 mm ausgegangen, die einen Volumenstrom von 0,1 m³/s transportieren, der mit 5-10 % Feststoffpartikeln im Größenbereich von etwa 100 µm beladen ist.

Der Zweck einer CFD-Studie ist entweder interpretativ oder prädiktiv. Sollen Parameter einer bestimmten Strömung untersucht werden, die experimentell schwer oder gar nicht zu messen sind, wird eine interpretative Studie durchgeführt. Im Falle der Simulation von schlammigen Fluidströmen wurden in der Vergangenheit Strömungseigenschaften wie lokale Feststoffkonzentrationen, Strömungsgeschwindigkeiten oder Scherspannungen an bestimmten Rohrabschnitten untersucht. Dabei wurden die simulierten Strömungsbedingungen ähnlich wie in den experimentellen Fällen gehalten. Prädiktive Studien zielen darauf ab Parameter für Strömungen zu berechnen, die nicht experimentell untersucht wurden. Sie versuchen, die experimentellen Messungen und Beobachtungen auf neue Strömungsbedingungen anzuwenden, z. B. eine andere Geometrie oder Strömungsgeschwindigkeit. Bei den Untersuchungen im Rahmen dieses Projekts wurde daher ein prädiktiver Ansatz verfolgt.

CFD-Modellierungsansätze für Flüssigkeits-Festkörper-Strömungen

Im Allgemeinen gibt es zwei Ansätze zur Beschreibung der Flüssigkeitsbewegung. Der eine ist der sogenannte Euler'sche Ansatz, bei dem die Strömung aus einer Außenperspektive beobachtet wird. Das Interesse liegt in der Bewertung der Strömungsbedingungen an bestimmten Punkten dieses global fixierten Bezugssystems. Die Euler'sche Methode führt zu partiellen Differentialgleichungen für die Partikeleigenschaften auf einem Euler'schen Gitter, bedingt aber eine Kontinuumsannahme für die Feststoffteilchen. Der andere Ansatz ist der Lagrange-Ansatz, der die Perspektive der Fluidteilchen darstellt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Veränderung der Strömung um jedes Fluidteilchen entlang

seines Weges durch das Rohr. Die Lagrange-Methode führt zu gewöhnlichen Differentialgleichungen entlang der Partikelbahn, beinhaltet jedoch Interpolation der Eigenschaften der kontinuierlichen Phase auf die Partikelschwerpunkte.

Bei einem Modell von Strömungen mit einem erheblichen Anteil an Feststoffpartikeln muss jede Phase entweder nach dem Euler'schen oder nach dem Lagrange'schen Modell beschrieben werden. Im Falle von Schlämmen gibt es meist zwei Phasen, eine fluide Phase, die Trägerflüssigkeit, und die feste Phase, die transportierten Partikel. Dies erscheint logisch in Anbetracht der großen Anzahl von Flüssigkeitspartikeln in einer einphasigen Flüssigkeit, die entlang ihrer Strömungsbahnen mit Hilfe eines Lagrange'schen Ansatzes verfolgt werden müssten. Die feste Phase hingegen kann mit einem Euler'schen oder Lagrange'schen Rahmen modelliert werden. Daraus ergeben sich zwei Hauptkategorien von CFD-Modellen: Eulerian-Lagrangian-Modelle und Eulerian-Eulerian-Modelle. In den Untersuchungen des SmartH₂OEnergy-Projekts wurde auf Eulerian-Eulerian-Modelle zurückgegriffen.

Rohrgeometrie und -modellierung

Die physikalischen Experimente wurden mit Ansys R2022 R1 numerisch reproduziert. Dafür wurde für jeden experimentellen Fall eine entsprechende Geometrie generiert. Anschließend wurde ein Netz erstellt und verwendet, um ein mathematisches Modell zur Berechnung der Strömungseigenschaften anzuwenden. Bei der Geometrieerstellung wurde berücksichtigt, dass ein 40-facher Rohrdurchmesser als Länge definiert wurde, in dem keine signifikanten Änderungen im Strömungsregime mehr auftreten. Aufgrund von örtlichen Störungen an den Grenzen wurde empfohlen, dass das Längen-Durchmesser-Verhältnis größer als 50 sein sollte. Bei den Simulationen wurde jedoch festgestellt, dass bis zu einer Länge von 87D für alle Netze weiterhin signifikante Variationen auftreten. Diese Variationen waren unabhängig von der Netzdichte, obwohl es große Unterschiede in der Zellanzahl in Längsrichtung gab. Insbesondere die Viskosität zeigte eine erhebliche Variation und wurde daher als Grundlage zur Bestimmung der geeigneten Domänenlänge gewählt. Es wurde angenommen, dass diese Variation auch auf größere Geometrien übertragbar ist. Aus diesem Grund wurden Domänen mit einer Länge von 100D gewählt, und die relevanten Strömungswerte wurden bei 90D extrahiert, um Instabilitäten aufgrund von Randeffekten zu vermeiden.

Um den Strömungszustand in der Nähe der Wände genau zu modellieren, musste das Netz mit Inflationslagen verfeinert werden. Es gilt die Regel, dass die kleinste Zellkante mindestens dreimal größer sein sollte als der Partikeldurchmesser, um Flüssig-Feststoff-Strömungen korrekt zu modellieren. Für den Gitterkonvergenztest wurde ein feines Netz erstellt. Nach der Simulation dieses Netzes wurde das Gitter schrittweise verfeinert. Es wurde festgestellt, dass die Ergebnisse mit den gröberen Netzen nicht wesentlich von den Ergebnissen mit dem feineren Netz abwichen. Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde ein „ideales“ Netz generiert, das für weitere Berechnungen verwendet wurde. In einer zusätzlichen Untersuchung wurde überprüft, ob die Parameter zur Netzerstellung auf verschiedene Geometrien übertragen werden können. Die Ergebnisse zeigen, dass die Verfeinerung des Netzes standardisiert werden kann und die Fehler des „idealen“ Netzes im Vergleich zum feinen Netz relativ gering sind.

CFD Einstellungen

In der Fallstudie wurde der Euler-Euler-Mehrphasen-Ansatz und das Standard-verteilte k - ϵ -Turbulenzmodell implementiert. Zur Lösung des dreidimensionalen instationären Problems wurde der druckbasierte gekoppelte Solver verwendet, der bei inkompressiblen Problemen im Vergleich zum separierten Algorithmus deutlich schneller konvergiert. Weitere Solver- und Modelleinstellungen wurden

aus anderen Untersuchungen übernommen, in denen die Simulation von schlammigen Flüssigkeiten untersucht wurde.

Die erste Phase war Wasser bei 20 °C aus der Fluent-Datenbank, und die zweite Phase wurde als Sand mit der jeweiligen Dichte für jeden Simulationsfall modelliert. Die Viskosität wurde auf einen Standardwert eingestellt. Es wurde angenommen, dass die Partikel einen einheitlichen Durchmesser haben. Als Randbedingungen wurde ein Geschwindigkeitseinlass gewählt, an dem die Flüssigkeit mit dem entsprechenden Feststoffanteil und der jeweiligen Geschwindigkeit in den Raum eintritt. Der Auslass wurde als Druckauslass ohne Relativdruck gegenüber dem atmosphärischen Druck eingerichtet. Daher entspricht der absolute Druck dem atmosphärischen Druck, der von der Betriebshöhe abhängt. Während der Ausgangsdruck im Studienfall (4.000 m über dem Meeresspiegel) gemäß der barometrischen Formel 63.500 Pa bei 20 °C beträgt, wurde dieses Detail vernachlässigt, um potenzielle Fehlerquellen zu begrenzen, die nicht mit veröffentlichten Referenzwerten kategorisiert werden konnten. An den stationären Wänden wurde eine Gleitbedingung angewendet.

Die Berechnungen wurden mit niedrigen Unterrelaxationsfaktoren initialisiert, um eine stabile Lösung zu gewährleisten. Anschließend wurde das Gebiet mit dem entsprechenden Sandvolumenanteil gepatcht und ein Druck wurde in zweidimensionalen Berechnungen ermittelt. Insbesondere die Verwendung eines Druck-Patches verbesserte den Lösungsprozess hinsichtlich Genauigkeit und Geschwindigkeit erheblich.

Kalibrierung

Um die Diskrepanz zwischen in anderen Untersuchungen gemessenen und simulierten Druckabfällen zu reduzieren, wurde das Netz in der Nähe der Rohrwand verfeinert. Diese Anpassung führte jedoch nur zu einer minimalen Verringerung des Druckverlustes. Ein möglicher Grund für den großen Fehler könnte die Annahme einer einheitlichen Partikelgröße sein. Größere Partikel verursachen bekanntermaßen größere Reibungsverluste. Da die in der Vergangenheit durchgeführte und als Referenz genutzte Experimente Partikelgrößen von bis zu 400 µm aufwiesen, müssten in der Euler-Euler-Ansatz mehrere Phasen mit unterschiedlichen Größen simuliert werden, was jedoch die verfügbaren Rechenressourcen überstieg. Diese Fehlerquelle sollte mit zusätzlicher Kalibrierung weiter validiert werden.

Das simulierte Geschwindigkeitsprofil ist zufriedenstellend nahe an den experimentellen Messungen, obwohl die Vorhersage des Geschwindigkeitsmaximums näher an der Rohroberseite liegt als in den Experimenten beobachtet. Eine höhere Feststoffkonzentration verschiebt das Maximum normalerweise nach oben, was darauf hindeutet, dass die Vernachlässigung größerer Partikel in der Simulation zu den beschriebenen Fehlern führt. Das Konzentrationsprofil stimmte im oberen Teil des Rohrs gut mit der Referenzzeichnung überein, im unteren Teil wurde die Feststoffkonzentration jedoch deutlich überschätzt. Dies könnte ebenfalls auf die Vereinfachung der Annahme einer einheitlichen Partikelgröße zurückzuführen gewesen sein.

Die Unterschiede in den Strömungsprofilen waren besonders in den nahen Wandbereichen signifikant. Um die numerischen Ergebnisse zu verbessern, wurden das Turbulenzmodell und die Wandbehandlung variiert. Die verschiedenen Setups wurden mit den experimentellen Messungen verglichen. Trotzdem blieben signifikante Diskrepanzen bestehen. Um die Simulationsergebnisse quantitativ mit den experimentellen Daten zu vergleichen, wurden Geschwindigkeits- und Konzentrationsprofile extrahiert. Die Fehler wurden berechnet und basierend darauf wurde das am besten geeignete Modellsetup ausgewählt. Die Diskrepanz zwischen simulierten und gemessenen Werten bleibt jedoch signifikant. Eine mögliche Verbesserung könnte die Einführung mehrerer Euler'scher Phasen mit unterschiedlichen

Partikelgrößen oder ein Lagrange-Ansatz sein. Diese Optionen würden jedoch die Rechenkosten erheblich erhöhen und liegen außerhalb des Rahmens dieser Studie.

Validierung

Die Validierung erfolgte für die verschiedenen untersuchte Fälle. In einem simulierten Fall wurde der Druckabfall unterschätzt, was zu einer relativen Diskrepanz von -37,4% führte. Dieser Fehler war zwar signifikant, war aber auf die enge Partikelgrößenbandbreite der Simulation zurückzuführen. Aufgrund fehlender Rechenleistung kann dieser Fehler nicht verbessert werden. Die numerisch berechneten Geschwindigkeits- und Konzentrationsprofile sahen meist plausibel aus. Das stratifizierte Fließprofil mit einer Wölbung im Zentrum des Feststoffprofils stimmte mit früheren Berechnungen überein. In einem Fall wich das numerische Konzentrationsprofil von den experimentellen Messungen ab. Obwohl die Tendenz ähnlich war, war die Verteilung verzerrt. Die obere Hälfte des Rohrs wurde unterschätzt, während der Fehler zum Rohrboden hin anstieg. Die Feststoffkonzentration sollte bei höheren Geschwindigkeiten gleichmäßiger verteilt sein, doch es lagen keine Informationen zu Geschwindigkeits- oder Druckverteilungen vor.

Die unterschätzte Feststofffraktion in der oberen Hälfte des Rohrs konnte durch die vereinfachte Partikelverteilung erklärt werden. Feine Partikel waren dabei stärker im Trägerfluid dispers, was zu höheren Feststofffraktionen an der Rohrspitze führte. In der unteren Hälfte des Rohrs wurde möglicherweise die Fließgeschwindigkeit unterschätzt, wodurch sich ein größeres bewegtes Bett am Rohrboden ansammelte. Der hohe Druckabfall resultierte wahrscheinlich aus einer überschätzten zwischenpartikulären Reibung und verringerten Fließgeschwindigkeiten im unteren Teil des Rohrs. Eine Anpassung der Turbulenzparameter und eine feinere Netzaufteilung könnten die Vorhersagen verbessern. Aufgrund der begrenzten Rechenleistung konnten weitere Untersuchungen nicht durchgeführt werden.

Ergebnisse der Strömungsuntersuchung

Die Untersuchungen lieferten vorläufige Ergebnisse, die jedoch aufgrund der fehlenden physikalischen Konvergenz nur eingeschränkt interpretierbar sind. Gemäß den Simulationsergebnissen beträgt der Druckverlust über die gesamte Rohrlänge von 58,4m 2822 Pa. Dieser Wert wurde durch den Vergleich mit dem Druckverlust für Wasserfluss in derselben Geometrie validiert, der mit der Darcy-Weisbach-Gleichung auf 393 Pa berechnet wurde. Es wurde festgestellt, dass die hohen Scherspannungen, die von der Feststoffphase auf die Rohrwände ausgeübt werden, zu diesem Unterschied führen. Insbesondere am Rohrboden ist die Scherspannung zwischen Wand und Feststoffphase in großen Bereichen mit über 20 Pa deutlich höher als in der entwickelten Strömung.

Die Untersuchungen zeigten auch, dass der Verschleiß am Rohrboden lokal bis zu zehnmal höher ist als an anderen Wandbereichen. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass die Erosion in der oberen Hälfte des Rohrs anscheinend zufällig verteilt ist und zu einer relativ gleichmäßigen Abnutzung führt. Der hohe Verschleiß am Einlass deutet darauf hin, dass der erste Rohrabschnitt, in dem der dispergierte Schlamm in das System eintritt, erheblichen Erosionsraten ausgesetzt ist.

Die vorhergesagte Geschwindigkeitsverteilung entspricht einem typischen turbulenten Flussmuster, wobei die maximale Geschwindigkeit in der Mitte des Rohrs flach ist und sich nach oben und unten hin schnell verringert. Die Untersuchungen bestätigten auch die Beobachtungen aus früheren Simulationen hinsichtlich des Einflusses des Rohrdurchmessers auf die maximale Geschwindigkeit und der Beziehung zwischen Feststoffkonzentration und Geschwindigkeitsprofil.



In Bezug auf die Feststoffkonzentration wurde ein ungewöhnliches Profil festgestellt, bei dem der mittlere Bereich zwischen 0,1 und 0,6 des Rohrdurchmessers eine nahezu konstante Konzentration aufweist. Dies kann auf ein Gleichgewicht zwischen den Auftriebskräften und den Schwerkraftkräften zurückzuführen sein, die auf die Partikel wirken. Die Massenbilanz der Lösung wies einen Unterschied zwischen Ein- und Ausströmung auf, was auf eine Anlagerung von Feststoffen im Rohr hinweist.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Untersuchungen den Einfluss der Partikelgröße, der Feststoffkonzentration und der Rohrdimensionen auf den Druckverlust, die Geschwindigkeitsverteilung und die Feststoffverteilung. Es sind jedoch weitere Untersuchungen und eine vollständige physikalische Konvergenz erforderlich, um eine zuverlässige Interpretation zu gewährleisten.

Arbeitspaket 7: Nachhaltigkeitsbetrachtung und Potenzialbewertung

Beteiligte Partner: MRE, EP, WB, THEnergy

Wasserkraftprojekte sind standortspezifisch und basieren auf lokalen Gegebenheiten (Aggidis et al., 2010; WEC, 2016). Daher ist eine direkte Bewertung der positiven Wirkung auf Basis der projizierten Turbinenleistung und somit Anlagengröße nicht möglich. Auf Grund dessen wurde die Nachhaltigkeitsbetrachtung für verschiedene Gegebenheiten und Konzepte angepasst.

Vom MRE wurde ein Kalkulationsinstrument zur Potenzialbewertung erstellt, welches konventionelle ökonomische und ökologische Faktoren wie Energieeffizienz und CO₂-Emissionen beachtet. Neben den gängigen statischen und dynamischen Methoden wie Kostenvergleichs- und Kapitalrückflussrechnung, wurde bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung auch auf empirische Methoden zur Kostenabschätzung von KWK-Projekten zurückgegriffen. Nicht quantifizierbare soziale Faktoren wurden separat behandelt. Für die Gesamtbetrachtung der Nachhaltigkeit wurden die genannten Faktoren dem Analytischen Hierarchieprozess (AHP) nach Saaty unterstellt. Die Nachhaltigkeitsbetrachtung wurden in einem Tool gebündelt, sodass nach Eingabe aller Parameter die Ausgabe in einer Ansicht erfolgte. Somit konnte für ausgewählte Fallbeispiele eine Technologie- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Validierung und zusätzlichen Kommunikation mit Hilfe einer Tabellenkalkulation durchgeführt werden.

AP 7.1: Erstellung/Anpassung eines Modells zur empirischen Kostenrechnung für Kleinwasserkraft-Projekte in der Rohstoffgewinnung und Anstellung von Wirtschaftlichkeitsrechnungen und Vergleich von Wasserkraftnutzung und fossilen Energieträgern

Im Rahmen des Arbeitspakets 7.1 wurde der wirtschaftliche Aspekt vom Einsatz von Wasserkraftanlagen in Rohstoffgewinnungsbetrieben in Peru untersucht. Dabei wurde im speziellen betrachtet, ab welchen Energiekosten von alternativen Energieträgern der Einsatz von Wasserkraft vorteilhaft ist und wie groß die potenziellen Kosteneinsparungen sind. Die Aufgabe bestand darin, ein Excel-VBA basiertes Kostentool zu erstellen.

Um den wirtschaftlichen Aspekt von Wasserkraftanlagen zu untersuchen und um eine möglichst industrie- bzw. nutzerfreundliche Analyse durchzuführen, wurde ein Excel-VBA basiertes Kostentool entwickelt. Dies soll dem Endbenutzer eine nachvollziehbare und einfache Berechnung ermöglichen. Um aufkommende Fragen bei der Toolnutzung direkt zu beantworten, ist in die Excel-Lösung eine Anleitung integriert worden. Außerdem wurden Beispielrechnungen eingefügt.

Das Kostentool ermöglicht es dem Nutzer zu berechnen, ob der Einsatz einer Wasserkraftanlage unter bestimmten Einflussfaktoren finanziell sinnvoll ist. Zu diesem Zweck bestimmt das Tool den finanziellen „Beak-Even Point“ der potenziellen Wasserkraftanlage im Bezug zu der aktuellen Energieversorgung. So erhält der Nutzer einen schnellen Überblick, ab welchem Zeitpunkt die Kosten der Wasserkraftanlagen die eingesparten Energiekosten ausgleichen.

Results - Comparison of Hydropower with other Energy Sources					
Savings by using Hydropower compared to other Energy Sources	Hydropower Cost [\$/MWh]	Energy Source	Savings per MWh		Unit
			Specific Costs not incl.	Specific Costs incl.	
		Coal	-	-	[\$/MWh]
		Natural Gas	-	-	[\$/MWh]
		Diesel	-	-	[\$/MWh]
		Wind	-	-	[\$/MWh]
		Solar	-	-	[\$/MWh]
		Electricity	-	-	[\$/MWh]

The results show different scenarios to demonstrate in concrete numbers if and how the production of energy through hydropower can be beneficial for your mining facility.

The first paragraph describes the amount of money per MWh produced energy that can be saved in comparison to other energy sources. In case of a hyphen, the value is negative, which shows that substituting another energy source with hydropower would not save money.

Abbildung 14: Ausschnitt aus dem Kostentool

Um die Berechnung durchzuführen, muss der Nutzer in einem ersten Schritt die Rahmenbedingungen der Wasserkraftanlage sowie der aktuellen Energieversorgung festlegen. Dazu gehören die Kosten für die Wasserkraftanlage, die Nutzungsdauer und Leistung, die Zusammensetzung des aktuellen Energiemix sowie die korrespondierenden Energiepreise. Als Resultat erhält der Nutzer den Zeitpunkt, ab welchem sich die Installation der Anlage finanziell lohnt und wie hoch die eingesparten jährlichen Energiekosten sind. Zusätzlich wurden in dem Tool verschiedene vordefinierte Szenarien hinterlegt, um den Nutzer weitere Informationen zur Verfügung zu stellen. So wird unter anderem dargestellt, ob der Einsatz von Wasserkraft einen aktuell genutzten Energieträger vollständig ersetzen kann. Dies kann hilfreich sein, falls die Versorgung mit einem bestimmten Energieträger nicht permanent gewährleistet ist und ein ungestörter Regelbetrieb dadurch gefährdet ist. Zusätzlich erhält der Nutzer Informationen über die Menge an eingesparten CO₂-Equivalent durch den Einsatz der Wasserkraftanlage.

Falls dem Endnutzer nicht alle Eingabeinformationen zur Verfügung stehen, sind im Tool Standardwerte hinterlegt, die alternativ genutzt werden können. Die Resultate weichen in diesem Fall aber von den realen Werten ab. Zusätzlich ist eine Sensitivitätsanalyse in das Tool eingefügt, die anzeigt, welche Parameter einen besonders großen Einfluss auf die Ergebnisse haben.

AP 7.2: Hydrologische Gesamtpotenzialbewertung für die Rohstoffgewinnung in Peru aus hydrologisch-bergbaulicher, sozialer und ökonomischer Sicht

Peru konnte innerhalb der letzten 20 Jahre ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 5,7 % pro Jahr vorweisen. Damit gilt das Land als eine der aufstrebenden Volkswirtschaften Südamerikas und durch liberale Marktreformen zwischen 2000 und 2010 als ein primäres Ziel für Auslandsinvestitionen auf dem Kontinent. Das Wirtschaftswachstum Perus hängt in großem Maße mit dem Rohstoffsektor zusammen: Peru ist eines der Hauptförderländer für Silber, Zink und insbesondere für Kupfer. Der Rohstoffsektor allein trägt mit 8,7 % zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) des Landes bei und stellt 61 % aller Exporte dar. Zudem gingen im Jahr 2018 4,5 Mrd. \$ an Direktinvestitionen in den peruanischen Rohstoffsektor. Im Arbeitspaket 7.3 wurde das hydrologische Gesamtpotenzial für die Rohstoffgewinnung in Peru bewertet. Dabei wurde aus hydrologisch-bergbaulicher, sozialer und die ökonomische Sicht analysiert.

Der Rohstoffsektor gilt als einer der größten Nutzer von Energie im Land. Geschätzt wird, dass durch Energieversorgungsengpässe jährlich Einnahmen in Millionenhöhe verloren gehen. Aus diesem Grund hat die Sicherstellung der energetischen Versorgung des Rohstoffsektors für die peruanische Regierung eine erhöhte Priorität. Die Vernetzung zwischen Energie- und Rohstoffwirtschaft wird unter anderem dadurch deutlich, dass für beide Sektoren ein gemeinsames Ministerium besteht. Die Hauptaufgabe dieses sog. Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM) liegt in der Förderung und der Entwicklung der Energie- und Rohstoffwirtschaft, um einen freien, fairen und funktionierenden Markt zu schaffen.

Peru teilt sich in drei Regionen: die Costa, Selva und Sierra. Die Costa ist die frischwasserärmste, aber am dichtesten besiedelte Region, während die Selva durch viele Flüsse und ein hohes Wasserkraftpotenzial geprägt ist. Die Sierra ist gebirgsreich und hat viele Flüsse, was auch für die peruanische Rohstoffwirtschaft von Interesse ist.

Das aktuell installierte Wasserkraftkapazität Peru beläuft sich auf insgesamt 5.376 MW. Dabei gilt ein Großteil des Wasserkraftpotenzials als bisher unerschlossen und ungenutzt. Dieses ist allerdings sehr ungleich verteilt. Die Costa weist wenige kurze Fließgewässer vor und zeichnet sich generell eher durch einen Wassermangel aus. Die Wasserkraftpotenzial in der Selva durch das Vorhandensein vieler Fließgewässer deutlich höher. Allerdings ist die Selva in weiten Teilen schlecht entwickelt und nur bedingt



an die Infrastruktur der anderen Landesteile angebunden. Um Energie aus Wasserkraft von der dünnbesiedelten Selva in die stark urbanisierte Costa zu transportieren, bedürfte es folglich einem Ausbau des Stromnetzes. Eine Nutzung der Wasserkraft bietet sich auch in der Sierra an. Zusätzlich zu dem weist die Sierra große Höhenunterschiede auf, wodurch ein ohnehin großes Energiepotenzial vorliegt.

Für die peruanische Rohstoffwirtschaft bietet sich eine Wasserkraftnutzung in der Sierra an. Durch den Fließgewässerreichtum der Sierra befinden sich in der Nähe vieler Bergwerke Flüsse. Diese Flüsse, selbst wenn sie einen geringen Abfluss besitzen, weisen in ihrem Quellbereich und Oberlauf häufig hohe Fallhöhen auf, wodurch sie attraktiv für die energetische Nutzung sind. Aber auch in Hinblick auf nichtkonventionelle Wasserkraftgewinnung, wie z. B. im SmartH₂O-Projekt, in welchem Fließgewässer weniger relevant sind, haben Höhenunterschiede einen entscheidenden Einfluss. Bei der Bemessung des konventionellen Wasserkraftpotenzials kann auf durch die peruanische Regierung gesammelte Daten zurückgegriffen werden. Eine Auswertung von GIS-Daten ergab, dass sich 15 Flusseinzugsgebiete in unmittelbarer Nähe zu Bergwerksbetrieben befinden, die sich für eine Wasserkraftnutzung anbieten. Bei voller Nutzung besteht hierdurch das Potenzial zur Wasserkraftproduktion von 112 GWh pro Jahr.

Potenzialbewertung aus hydrologisch-technischer Sicht

Im Bergbau besteht ein sehr hoher Energiebedarf. Für eine komplette Umstellung auf Wasserkraft bedarf es theoretisch ausreichend großen Abflussmengen mit ausreichend hoher Fallhöhe. Allerdings stellt die Volatilität der Wasserkraft ein Hindernis für eine komplette Umstellung dar. Grundsätzlich wirken sich jahreszeitliche Änderungen im Niederschlag und die generell schwankende Verfügbarkeit von Wasser auf das nutzbare Potenzial aus. Selbst die Speicherung von Wasser in Talsperren kann mitunter nicht die Pufferkapazität bereitstellen, um diese Volatilität auszugleichen und eine permanent gesicherte Energieversorgung zu garantieren.

Trotz, dass die Rohstoffindustrie in Peru in weiten Teilen an das Stromnetz angeschlossen ist und deren Interessen von der peruanischen Regierung priorisiert werden, kommt es auch in Bergwerksbetrieben zu Stromausfällen. Diese treten durch Probleme oder Überlastungen im Stromnetz auf, oder wenn die peruanische Regierung bei Stromengpässen Bergwerksbetriebe temporär nicht mit Strom versorgt. Falls keine alternativen Energieträger zur Verfügung stehen, die zumindest einen teilweisen Betrieb zulassen, kann dies zu Betriebsstopps und folglich Einnahmeausfällen führen. Als alternativer Energieträger wird häufig auf Dieselgeneratoren zurückgegriffen. Je nachdem, wie häufig es zu Stromengpässen kommt, steigen allerdings auch die Ausgaben. Eine Alternative hierzu ist Wasserkraft, die in ihrer Installation höhere Kosten mitbringt, allerdings bei Bestand von Wasserkraftanlagen deutlich geringere Kosten als Dieselgeneratoren vorweist. Wasserkraft ermöglicht, aufgrund ihrer Volatilität potenziell in Verbindung mit anderen Energieträgern, eine autarke Energieversorgung, die unabhängig vom nationalen Stromnetz ist. Doch auch in Zusammenspiel mit der Energieversorgung durch das nationale Stromnetz kann Wasserkraft nützlich sein und eine Alternative zu Dieselgeneratoren als Notstromaggregate darstellen. Dadurch kann ein höheres Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet und der Bergwerksbetrieb resilienter gegenüber Versorgungsengpässen gestaltet werden.

Potenzialbewertung aus sozialer Sicht

Bei konventionellen Wasserkraftprojekten handelt es sich oftmals um größere Projektvorhaben, die weitreichende Veränderungen der Landschaft, Natur und des Wasserhaushaltes zur Folge haben können. In der Vergangenheit stieß eine Aufstauung von Fließgewässern zur Produktion von Wasserkraft deshalb häufig auf Kritik von Umweltverbänden, Anwohnern und anderen Stakeholdern. Diese Kritik, bzw. Proteste

richtet sich dabei meistens gegen Großprojekte, bei kleineren Projekten wird, falls überhaupt, eher auf lokaler Ebene protestiert. Nichtkonventionelle Wasserkraft, wie die des SmartH₂O-Projektes, lassen aus Mangel an umgesetzten Projekten wenig Beurteilung zu, ob und inwiefern es zu Protesten kommt. Es lässt sich allerdings festhalten, dass Projekte dieser Art nicht direkt in den Wasser- und Naturkreislauf eingreifen, sondern lediglich ohnehin genutztes Wasser zusätzlich energetisch nutzen. Dadurch kann angenommen werden, dass sich Proteste und Kritik in Grenzen halten sollten.

Ein Kritikpunkt an der konventionellen Wasserkraft ist ihr Einfluss auf den Wasserhaushalt. Insbesondere in wasserarmen Gegenden, wie es sie in Peru in der Costa und Sierra gibt, kann eine Nutzung der Wasserressourcen zur Wasserkrafterzeugung zu Nutzungskonflikten führen. In wasserarmen Gegenden, insbesondere im ländlichen Raum, wird ein Großteil des genutzten Wassers zu Bewässerungszwecken in der Landwirtschaft eingesetzt. Eine Reduzierung der Wassermengen durch eine zusätzliche Wasserkraftnutzung birgt für die oftmals Subsistenzwirtschaft betreibenden Bauern in diesen Gebieten eine Gefahr ihrer Lebensgrundlage. Zudem leben in der Sierra viele indigene Bevölkerungsgruppen, die aufgrund von langjähriger Marginalisierung jeglichen Vorhaben kritisch gegenüberstehen könnten.

Zur Sicherstellung des Erfolgs von Wasserkraftprojekten und zur Ausschöpfung des bestmöglichen Potenzials, dürfen soziale Faktoren nicht außer Acht gelassen werden. Entscheidend bei der Vermeidung dieser Art von Problemen ist eine an die Stakeholder abgestimmte Kommunikation, Offenheit und Transparenz. Nur unter Einbeziehung der wichtigsten Stakeholder und mit deren Akzeptanz, kann das Projekt auf lange Sicht Erfolg bringen. Nicht nur unter indigenen Bevölkerungsgruppen, sondern auch in der Gesamtbevölkerung herrscht ein gewisses Misstrauen gegenüber großen Bauprojekten und insbesondere dem Rohstoffsektor vor. Eine Kernaufgabe ist es, negative Folgen zu minimieren und auf die Interessen der Stakeholder einzugehen und einen Kompromiss zu finden.

Potenzialbewertung aus ökonomischer Sicht

Peru hat in den letzten 20 Jahren eine Verlagerung hin zur Gasverstromung erlebt, seitdem das Camisea-Gasfeld erschlossen wurde. Der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Energieerzeugung des Landes ist in dieser Zeit gesunken, während mehr als die Hälfte der Energie aktuell aus Erdgas gewonnen wird. Erdgas wird durch staatliche Unterstützung und Priorisierung als der kostengünstigste Energieträger im Land betrachtet. Der peruanische Energiemarkt kann grob in den geregelten und ungeregelten Markt unterteilt werden. Während private Endverbraucher nur Strom aus dem geregelten Markt beziehen können, dessen Preis von den Unternehmen festgelegt wird, haben gewerbliche Verbraucher mit hohem Energiebedarf die Möglichkeit, zwischen dem geregelten und ungeregelten Markt zu wählen oder sich selbst zu versorgen.

Der durchschnittliche Preis für 1 MWh Strom aus Wasserkraft betrug im Jahr 2016 etwa 45 \$, mit Spitzenwerten von bis zu 90 \$/MWh. Im Vergleich dazu lag der Durchschnittspreis für mit Erdgas erzeugten Strom im selben Zeitraum bei 25 \$/MWh. Der Gaspreis zeigte in den letzten zehn Jahren im Gegensatz zur Wasserkraft deutlich geringere Schwankungen. Dies liegt zum einen daran, dass fossile Brennstoffe wie Erdgas im Vergleich zu erneuerbaren Energien wie Wasserkraft weniger volatil sind. Zum anderen ermöglicht der Einkaufspreis von Erdgas für Energieunternehmen von ca. 9 \$/MWh eine gewisse finanzielle Pufferung bei vorübergehenden Problemen in der Stromproduktion.

Der Rohstoffsektor trägt allein etwa 32,2 % zum gesamten Energieverbrauch in Peru bei. Viele Bergwerke in Peru sind ans nationale Stromnetz angeschlossen, was die Verbindung zwischen Energie- und Rohstoffsektor verdeutlicht. Bestehende Bergwerke zögern aufgrund ihrer bereits vorhandenen



Energieinfrastruktur und der Möglichkeit, selbst Energie zu erzeugen, zögern mit dem Wechsel zu anderen Energiequellen. Die Umstellung auf Wasserkraft birgt zwar die Möglichkeit, Stromengpässe auszugleichen, ist aber mit hohen anfänglichen Kosten verbunden. Unkonventionelle Wasserkraft, wie im SmartH₂O-Projekt untersucht, kann jedoch für bestehende Bergwerke interessant sein. Konventionelle Wasserkraft bietet hingegen Anreize für neue Bergwerke, die noch nicht über eine bestehende Energieinfrastruktur verfügen.

Um Wasserkraft langfristig attraktiv zu machen und das vorhandene Potenzial in der Nähe von Bergwerken zu nutzen, muss sich ein Wandel im peruanischen Energiemarkt vollziehen. Obwohl Peru ein hohes Potenzial für Wasserkraft hat, wurde es im Vergleich zu anderen Energieträgern wie Erdgas und Erdöl bisher weniger ausgebaut. Der geringere Strompreis für Gas hat dazu geführt, dass andere Energieträger wirtschaftlich kaum konkurrenzfähig sind. Diese Situation wurde von früheren Regierungen aktiv unterstützt, indem der Ausbau von Wärmekraftwerken zur Gasverstromung priorisiert wurde. Dies gilt auch für den Rohstoffsektor, da viele Bergwerke an das nationale Stromnetz angeschlossen sind.

Die Versorgung einzelner Bergwerke mit betriebseigenen Wasserkraftanlagen hat insbesondere bei noch nicht realisierten Bauprojekten Potenzial. Es ist jedoch erforderlich, technisch zu untersuchen, ob die vorhandenen Fließgewässer für die Wasserkrafterzeugung geeignet sind und ob potenzielle Nutzungskonflikte mit Stakeholdern auftreten könnten. Die Integration von nichtkonventioneller Wasserkraft, wie im SmartH₂O-Projekt untersucht, bietet eine Möglichkeit, Spannungen mit Stakeholdern zu minimieren und Auswirkungen auf den Wasser- und Naturkreislauf im Vergleich zur konventionellen Wasserkraft zu reduzieren.

Arbeitspaket 8: Abstrahierung der erstellten Lösungen

Beteiligte Partner: MRE, WB, THEnergy, EP

Aufgabe des Arbeitspakets 8 war die Entwicklung eines globalen Bewertungsinstrumentes für die Möglichkeit der hydroelektrischen Wassernutzung in Rohstoffgewinnungsbetrieben. Ziel war es, ein für die Rohstoffgewinnung angepasstes Bewertungsinstrument für positive Wirkung und Projektrisiko ähnlich dem weltweit anerkannten und unterstützten „Hydropower Sustainability Assessment Protocol“ der International Hydropower Association (2017) zu entwickeln.

Das MRE hat für das Bewertungsinstrument die in Arbeitspaket 1 erarbeiteten Kriterien, die in Arbeitspaket 2 und Arbeitspaket 3 erstellten Konzepte sowie die in Arbeitspaket 7 erstellten Nachhaltigkeitsanalysen und Potenzialbewertungen zusammengeführt und eine Handlungsanweisung erstellt. Damit werden die in dem Projekt gewonnenen Erkenntnisse in möglichst allgemeiner Form dokumentiert. Es wurde ein Instrument erstellt, welches bei der Entscheidungsfindung hilft und in einem detaillierten Bericht die Eigenschaften des konzipierten Systems zur Wasserkraftnutzung in der Rohstoffgewinnung darlegt. In Verbindung mit den standortspezifischen technischen Konzepten, einer adaptierbaren Kosteneinschätzung aus Arbeitspaket 7 und den Kriterien aus dem Arbeitspaket 1 wurde eine Entscheidungsmatrix erstellt, welche potenziellen Investoren als Entscheidungshilfe dienen soll.

AP 8.1: Globales Instrument zur Impact-Bewertung erstellen mit Kriterien aus dem Definitionsprojekt auf Basis des Hydropower Sustainability Assessment Protocol

Aufgabe des Arbeitspakets 8.1 bestand darin, den Bergwerksbetreibern einen sofortigen und zugleich eine einfache Übersicht über die nachhaltigkeitsbezogenen Faktoren von Wasserkraft in Bezug auf das SmartH₂O-Projekt zu geben. Dafür sollte ein Impact Assessment Tool entwickelt werden. Dieses Tool soll alle wichtigen Informationen und die nötigen Erklärungen für die Bergwerksbetreiber enthalten. Das Vorgehen wurde in verschiedene Schritte unterteilt. Im ersten Schritt wurde ein umfassendes Scanning und Screening des Hydropower Sustainability Assessment Tools (HSAP) durchgeführt. Im folgenden Schritt wurden verschiedene Szenarien beleuchtet und bewertet. Im letzten Schritt wurden alle Aspekte vereint und das Bewertungsschema des HSAP auf das entwickelte Impact Assessment Tool überführt.

Um Bergwerksbetreibern einen schnellen und einfachen Überblick über die nachhaltigkeitsbezogenen Aspekte von Wasserkraft in Bezug auf das SmartH₂O-Projekt zu ermöglichen, wurde ein Impact Assessment Tool entwickelt. Dieses Tool wurde in Excel ausgearbeitet und sollte dabei alle notwendigen Informationen mit den notwendigen Erklärungen für die Bergwerksbetreiber integrieren. Die theoretische Grundlage des Tools stellt das HSAP dar, das erstmalig von der International Hydropower Association (IHA) im Mai 2010 veröffentlicht wurde und die Nachhaltigkeit von Wasserkraftanlagen bewertet. Das HSAP unterscheidet bei der Bewertung der einzelnen Projektstufen, je nachdem ob sich das zu bewertende Wasserkraftwerk in der Planung, im Bau oder im Betrieb befindet. Für jede der Projektstufen sind hierbei verschiedene Bewertungskriterien zur Nachhaltigkeit festgelegt, die genau auf diese abgestimmt sind.

Für das vom Projekt entwickelte Impact Assessment Tool war entscheidend, die für Wasserkraftwerke entwickelten Bewertungskriterien des HSAP zu untersuchen und auf deren Relevanz für Wasserkraft im Bergbau zu überprüfen. Dabei wurde zwischen den sieben entwickelten Wasserkraftszenarien des SmartH₂O-Projektes unterschieden, deren Bau und Betrieb mitunter große Unterschiede in Bezug auf mögliche Umwelteingriffe aufweisen. Während die hydroenergetische Nutzung von Grubenwasser oder Tailingsströmen durch eine Installation von Turbinen in Pipelines einen geringen Umwelteinfluss hat, ist der Einfluss eines Laufwasserkraftwerks in einem angrenzenden Fluss weitaus größer.



Der erste Schritt umfasste ein Scanning und Screening des HSAP und die Ausarbeitung der einzelnen Bewertungskriterien. Um einen besseren Überblick zu bekommen, wurden die einzelnen Kriterien in thematische Gruppen eingeordnet. Dadurch ließ sich die Einzelfallbewertung für die einzelnen Szenarien vereinfachen, da einzelne Themengruppen für bestimmte Szenarien irrelevant sind. Zudem beziehen sich die Bewertungskriterien des HSAP und deren deskriptive Entscheidungshilfen häufig auf konventionelle, d.h. großflächigere Wasserkraftprojekte. Deren Umwelteinfluss unterscheidet sich eindeutig von dem, der sich bei den Kleinwasserkraftprojekten des SmartH₂O-Projektes einstellen würde.

Im zweiten Schritt wurde für jedes der SmartH₂O-Szenarien entschieden, ob die Bewertungskriterien des HSAP entweder relevant, weniger relevant oder irrelevant sind. Wie beim HSAP wurde die Differenzierung zwischen den Projektstufen „Early Stage“, „Preparation“, „Implementation“ und „Operation“ beibehalten. Durch eine Einzelfalluntersuchung wurden diejenigen deskriptiven Entscheidungshilfen des HSAP, die für den Bergbau relevant sind, in Fragen an die Bergwerksbetreiber umformuliert. Abgesehen von der Projektstufe „Early Stage“ wurden für jedes Bewertungskriterium vier Fragen formuliert, die entweder mit „ja“ oder „nein“ beantwortet werden können. Bei der Projektstufe „Early Stage“ wurden lediglich drei Fragen formuliert, da es sich hierbei eher um grobe Vorüberlegungen zur Planung einer Wasserkraftanlage handelt.

Im dritten Schritt wurden das Bewertungsschema des HSAP auf das von uns entwickelte Impact Assessment Tool übertragen. Jedes einzelne Bewertungskriterium erlaubt eine Maximalpunktzahl von 5, die bei der Beantwortung aller vier, bzw. drei Fragen mit „ja“ erreicht wird. Hierbei wird allerdings zwischen den ersten und letzten zwei Fragen, bzw. der letzten Frage im Falle der „Early Stage“-Projektstufe unterschieden. Wohingegen die ersten zwei Fragen zum Erreichen eines „Basic Good Practice“-Nachhaltigkeitsstatus (Punktzahl: 3 von 5) benötigt werden, sind die Anforderungen an die letzten zwei Fragen, bzw. die letzte Frage höher. Diese zeichnen bei positiver Beantwortung das Wasserkraftprojekt als „Advanced Best Practice“-Beispiel aus. Bei Nichterreichen eines „Basic Good Practice“-Status, d.h. bei negativer Beantwortung einer der ersten zwei Fragen, kann zudem der darauf aufbauende „Advanced Best Practice“-Status ebenfalls nicht mehr erreicht werden, selbst wenn die letzten Fragen positiv beantwortet wurden.

Die Gesamtbewertung zur Bewertung eines Szenarios ergibt sich aus der Summe der einzelnen Punktzahlen der Bewertungskriterien. Dabei wird letztendlich zwischen einem „High Level“ und „Advanced Level“ bzw. einem „Silver“-Level und einem „Gold“-Level an Nachhaltigkeit unterschieden. Das „Silver“-Level wird erreicht, wenn mindestens 60 % der möglichen Punkte für ein SmartH₂O-Szenario erreicht werden. Das „Gold“-Level benötigt hingegen mindestens 80 % der möglichen Punkte.

AP 8.2: Erstellung einer Entscheidungsmatrix zur Auswahl von Technologien und Standorten

Zur Unterstützung der Ermittlung, ob und welches SmartH₂O-Energy-Szenario in einem jeweiligen Bergwerk relevant und umsetzbar ist, sollte ein Tool für die Bergwerksbetreiber entwickelt werden. Basierend auf verschiedenen Kriterien wurde eine klare Übersicht für den Nutzer erstellt, um einen Vergleich der SmartH₂O-Szenarien in Hinblick auf deren Nutzen zu ermöglichen. Als optimale Form zur Umsetzung hierfür wurde die Entscheidungsmatrix ausgewählt, als Software bot sich Microsoft Visio an.

Als Grundlage für die Entscheidungsmatrix dienen die sieben erstellte Flowsheets (Arbeitspaket 2.2), von denen jedes jeweils eines der SmartH₂O-Szenarien abbildet. Die Flowsheets selbst umfassen bereits alle relevanten Parameter für die einzelnen SmartH₂O-Szenarien, wodurch diese lediglich mit einem Bewertungsschema in die Entscheidungsmatrix übertragen werden mussten. Um Bergwerksbetreibern



einen möglichst schnellen und einfachen Überblick zu ermöglichen, wurden die sieben Flowsheets zudem gebündelt in eine einzige Entscheidungsmatrix übertragen. Durch eine direkte Gegenüberstellung in einer einzigen Matrix, wodurch ein Vergleich zwischen den Szenarien auf den ersten Blick möglich ist, ließ sich dieser Anspruch optimal umsetzen. Aus diesem Grund wurde ein alternatives Vorgehen des Erstellens von sieben Einzelmatrixen verworfen.

Um einen Vergleich der unterschiedlichen Szenarien in einer Entscheidungsmatrix zu ermöglichen, wurde ein Bewertungsschema für die einzelnen Kriterien entwickelt. Statt eines typischen Bewertungsschemas mit Bewertungseinheiten, bzw. Punkten von 1 (mangelhaft) bis 5 (sehr gut), wurde eine vereinfachtes Schema gewählt. Für diese Aufgabe wurde eine Unterteilung in drei Kategorien gewählt, wobei die Bewertung 1 für ungünstige, 2 für mittelmäßige und 3 für gute Bedingungen gewählt wurde. Da die einzelnen Szenarien zudem eine unterschiedliche Anzahl an Kriterien aufwiesen, wurden die Kriterien thematisch abgegrenzt und erhielten in ihrer jeweiligen Gruppe eine für alle Szenarien gleiche Anzahl an Bewertungseinheiten. Dadurch haben alle Szenarien, trotz einer unterschiedlichen Anzahl an Kriterien, die gleiche maximal mögliche Gesamtpunktzahl.

Eine Herausforderung war die Zuordnung von Richtwerten zu den einzelnen Bewertungseinheiten. Dies ist zudem der Hauptgrund, der gegen eine präzisere Unterteilung des Bewertungsschemas spricht. Viele der Kriterien sind voneinander abhängig, weswegen ein kleinerer Wert für ein Kriterium potenziell durch einen größeren Wert eines anderen Kriteriums ausgeglichen werden kann. Als Beispiel ist hier der Zusammenhang von Rohr-, bzw. Pipelinedurchmesser und Fließgeschwindigkeit zu nennen. Die Veränderung beider Größen muss nicht zwingend eine Änderung des Durchflusses bewirken. Zudem unterscheiden sich die Prozesswässer eines Bergwerkes in ihren Fluideigenschaften von denen, die normalerweise an Wasserkraftanlagen vorzufinden sind. Für gewöhnlich kann für Prozesswässer in Bergwerken von höheren und sich über die Dauer des Betriebs verändernden Feststoffgehalten ausgegangen werden. Darüber hinaus unterscheiden sich die Bergwerke in Abhängigkeit von den Abbauparametern (abgebauter Rohstoff, Erzgehalt, etc.) stark voneinander.

Auf dieser Grundlage wurden Richtwerte bevorzugt, die vergleichsweise variabel sind, um trotzdem einen einheitlichen und schnellen Überblick zu ermöglichen. Wenn möglich, wurde auf eine relative Abweichung von einem Standardwert gesetzt (z. B. die übliche Viskosität von Wasser ($\nu = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$) bei $T = 20^\circ\text{C}$). Bei eindeutig mit anderen verknüpften Kriterien, wurden mitunter keine konkreten Richtwerte festgelegt.

Insbesondere bei Kriterien die aufgrund unterschiedlicher Pipelinedimensionierungen stark variierten, erlaubten Richtwerte keine schnelle und doch genaue Aussage zu der Umsetzbarkeit der SmartH₂O-Szenarien. Hierfür bietet sich eher eine subjektive Einschätzung des Bergwerksbetreibers, bzw. eine Einzelfalluntersuchung des Betriebs an.

In Hinblick auf die Kriterien, bietet sich die Entwicklung eines erweiterten Tools an, das an allen Stellen in einem Bergwerk mit Wasserkraftpotenzial spezifische Richtwerte ermittelt und festlegt. Dadurch kann im Anschluss an die Nutzung dieses Tools eine Einzelfalluntersuchung durchgeführt werden.

Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

In Bezug auf die Verwendung der Zuwendung und die erzielten Ergebnisse ist eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse dem Kapitel „Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses“ im Einzelnen und eine Aufstellung der einzelnen Kostenpositionen dem Verwendungsnachweis der jeweiligen Partner zu entnehmen.

Die Zuwendung seitens des BMBF umfasst im Wesentlichen das Gehalt für wissenschaftliche Mitarbeiter an der RWTH Aachen University und TU München (Entgeltgruppe E12-E15) sowie das Gehalt für studentische Hilfskräfte an TUM und RWTH. Der Personalaufwand des deutschen Industriepartners THEnergy wurde anteilig finanziert.

Ein weiterer Posten an Zuwendungen umfasste Verwendungen für nationale und internationale Dienstreisen sowie Konferenzgebühren. So wurden nationale Dienstreisen zum Kick-off Meeting und Projekttreffen sowie Reisen zur Statuskonferenz der Förderprogramms Client II finanziert. Im Sommer 2020 wurde eine Dienstreise in ein Bergwerk in Mittersill, Österreich durchgeführt, da noch keine Reise in das Zielland Peru möglich war. Auf dem Water Congress in Chile, der Energy and Mines in Toronto, dem Energy and Mines Virtual World Congress sowie auf der Future Mining Conference in Australien wurde jeweils durch eine Online-Teilnahme das Projekt vorgestellt. 2021 und 2022 fand jeweils eine Dienstreise nach Peru statt.

Der letzte Zuwendungsposten umfasst die Kategorie „Gegenstände“ und beinhaltet die Anschaffung der Simulationssoftware GoldSim an der RWTH Aachen University sowie eine Workstation samt Software für CFD-Simulationen an der TU München.

Darstellung der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Kooperation in internationalen Projekten hängt im Wesentlichen von der Motivation der einzelnen Projektpartner ab. Durch die Covid19-Pandemie sind immer wieder Verzögerungen im Rahmen des SmartH₂OEnergy-Projekts aufgetreten, welche keine Versäumnisse der Projektpartner darstellten. Es wurde auf deutscher Seite versucht, die schleppende Zusammenarbeit mit den peruanischen Partnern zu Anfang der Covid19-Pandemie zu kompensieren. Dies ist auch weitestgehend gelungen, resultierte jedoch in zusätzlicher Arbeit für die deutschen Partner.

Trotz der Widrigkeiten haben die Projektpartner versucht, die Projektziele vollständig zu erfüllen. Aufgrund der Verschiebung der ersten Reise nach Peru für die Datenerhebung und das Kick-off Meeting mit den internationalen Partnern stand das Konsortium unter großem Druck, die geforderten Ergebnisse und Deliverables fristgerecht zu liefern. Den Projektpartnern ist dies jedoch stets gelungen und durch einen flexiblen Ansatz und einem größeren Fokus auf theoretische Arbeiten und Simulationen konnte der Erfolg des Projekts sichergestellt werden.

Ohne die finanziellen Mittel des BMBF wäre das Projekt allein aus Eigenmitteln der RWTH Aachen University, TU München und THEnergy nicht möglich gewesen. Die Finanzierung der internationalen Dienstreisen hatte einen entscheidenden Anteil, die erarbeiteten theoretischen Konzepte in der Realität zu validieren.

Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Im Rahmen des SmartH₂OEnergy-Projekts wurden Lösungsansätze entwickelt, um das hydroelektrische Potenzial von Wasser im Bergbau zu nutzen. Die Industrie zeigt bereits großes Interesse an diesen Ansätzen, wie bei zwei Workshops des Projekts mit jeweils über 25 Vertretern der peruanischen Bergbauindustrie deutlich wurde. Insbesondere das Unternehmen Gold Fields, Betreiber der Cerro Corona Mine, hat aufgrund des Innovationsgrades und des verstärkten Bestrebens in Richtung mehr Klimaschutz sein Interesse bekundet und das Bergwerk als Standort für eine Fallstudie angeboten. Das Feedback aus regelmäßigen Treffen mit der Industrie ist äußerst positiv und hilfreich. Weitere Unternehmen wie Compania Minera Antamina, Southern Copper Peru und BHP haben ebenfalls Interesse an den entwickelten Lösungen signalisiert, was vielversprechende wirtschaftliche Aussichten bietet.

Um die theoretischen Ansätze des Projekts in die Praxis umzusetzen, sind die Entwicklung eines Prototyps und dessen Testbetrieb erforderlich. Die positiven Rückmeldungen aus der Industrie lassen darauf schließen, dass dies möglich ist. Die inhaltlichen Arbeiten des Projekts wurden aufgrund der Einschränkungen durch die COVID-19-Pandemie größtenteils mit Literatur- und Fernerkundungsdaten sowie Simulationen und Modellen durchgeführt. Nun müssen die entwickelten Modelle anhand von Felddaten und den Betriebsdaten der peruanischen Partner validiert werden. Diese überprüften Modelle bilden eine Grundlage für Entscheidungen zur Nutzung von Kleinwasserkraftanlagen im Bergbau. Durch den holistischen Ansatz des SmartH₂OEnergy-Projekts sollten nur geringfügige Anpassungen der Modelle erforderlich sein, um eine erste Abschätzung des hydroelektrischen Potenzials nationaler Bergwerksbetriebe durchzuführen. Weitere technische Schritte sind erforderlich, um die Modelle detaillierter auszuarbeiten und anhand von Daten anderer Bergwerksbetriebe zu überprüfen und zu verallgemeinern. Die Integration zusätzlicher realer Betriebsdaten ist notwendig, um zuverlässige Prognosemodelle zu erstellen.

Ein erfolgreicher Prototyp, der in einem Folgeprojekt entwickelt werden müsste, könnte unter geeigneten Bedingungen auch von Bergbauunternehmen in Deutschland eingesetzt werden. Derzeit gibt es keine vergleichbaren Lösungen auf dem Markt, was deutschen Unternehmen als Technologiepartner oder -lieferanten Vorteile verschaffen würde. Zudem könnten die im Projekt gewonnenen Erfahrungen auch für Beratungsdienstleistungen genutzt werden. Die wirtschaftliche Verwertung und die Chancen für die Nutzung der entwickelten Lösungen in Deutschland sind vielversprechend und somit wurde hierfür der entscheidende Grundstein durch das SmartH₂OEnergy-Projekt gelegt.

Die gewonnenen Erkenntnisse des Projekts werden bereits umfangreich in die Lehre des MRE-Instituts der RWTH Aachen integriert. Der Einsatz von Wasserkraft im Bergbau ist ein Teil der Lehrveranstaltung "Bergbau und Energie". Die Ergebnisse könnten auch Institutionen und Ministerien dabei unterstützen, gesetzliche Vorgaben zur nachhaltigen Gestaltung der Industrie zu entwickeln. THEnergy kann die Ergebnisse in der Beratung einsetzen und damit in Zukunft weitere Beiträge zur Dekarbonisierung beisteuern.

Darüber hinaus zeigt das SmartH₂OEnergy-Projekt Potenziale für die Übertragung der entwickelten Lösungen auf andere Industrien auf. Auch in anderen Branchen werden große Wassermengen verwendet, die bisher nicht energetisch genutzt werden. Die energetische Nutzung dieser Prozesswässer erscheint sinnvoll, und der Transfer der im Projekt entwickelten Lösungen auf andere Industrien birgt

vielversprechende Chancen. Weitere Forschung ist erforderlich, um zu untersuchen, welche Industrien große Wassermengen benötigen, an welchen Betriebspunkten die Installation von Kleinwasserkraftanlagen wirtschaftlich sinnvoll ist und wie unterschiedlich zusammengesetzte Prozesswässer die Leistung und Lebensdauer der Turbinen beeinflussen. Insbesondere die von der TU München entwickelte Turbine, die auf feststoffbelastete Wässer abzielt, bietet vielversprechende Perspektiven für den Transfer in andere Industrien.

Während der Durchführung bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Projektlaufzeit sind keine Entwicklungen von Kleinwasserkraftanlagen speziell für den übertägigen Bergbau bekannt geworden, die sich mit der genauen Aufgabenstellung des Projekts decken.

Die Firma EasyHydro hat für untertägige Bergwerke eine In-Pipe-Turbine entwickelt, die in Frischwasser-Fallrohrleitungen installiert werden kann. Der Anwendungsfall lässt sich jedoch nicht auf die im Projekt entwickelten Szenarien übertragen.

Erfolge oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses

Publiziert:

Feldmann, Y., Blauermel, G., 2019. SmartH₂O Energy Entwicklung von Konzepten zur Nutzbarmachung des hydroelektrischen Wasserkraftpotentials von Rohstoffgewinnungsbetrieben – Teilvorhaben 1. CLIENT II – Partnerschaften für internationale Innovationen. Konferenz 2019. 17. & 18. September 2019. Umweltforum, Berlin.

Feldmann, Y., Blauermel, G., Hillig, T., Alapfy, B., 2020. SmartH₂O Energy – Developing the hydroelectric power potential of Peruvian mine sites. Abstract Volume: First International Conference Mineral Resources for Future Generations: AIMS 2020 / MRE, Institute of Mineral Resources Engineering, RWTH Aachen University; Publisher & Editor: Prof. Dr. Bernd Georg Lottermoser

Feldmann, Y., Blauermel, G., Hillig, T., Alapfy, B., Lottermoser, B., 2020. Developing the hydroelectric power potential of mine sites, Peru: the SmartH₂O Energy project. 8th International Congress on Water Management in Mining and Industrial Processes, Seiten/Artikel-Nr: 130-131

Feldmann, Y., Blauermel, G., Lottermoser, B., 2021. Hydro-Electrical Power Potentials in the Peruvian Mining Industry. International Future Mining Conference, AusIMM, 2021-12-06 - 2021-12-10, Australia

Erwähnungen / Präsentationen:

Capturing hidden energy flows at mines, Metal Tech News, 2022, Shane Lasley (online)

Affordable, reliable, low-carbon power for mines, Energy and Mines World Congress, 2019 (online)

Renewables to power remote mines, Electricity+Control, 2020, Leigh Darroll (online)

Wendepunkt für Solar- und Windprojekte bei der Stromversorgung in abgelegenen Bergwerken, Windkraft-Journal, 2019 (online)

Renewables to become the new normal at remote mines, AT Mineral Processing, 2020 (online)

Renewables become the new normal at remote mines in 2019, Renewabke Energy Maganzine, 2019, Robin Whitlock (online)

Renewables to become the new normal at remote mines, Energycentral, 2019, Thomas Hillig (online)

Renewables to become the new normal at remote mines, Mining Review Africa, 2019 (online)

Renewable to become the new normal at remote mines, Global Mining Review, 2019, Elizabeth Cope (online)

Programm für eine nachhaltige Welt, deutschland.de, 2022, Sandra Kirchner (online)

Hydropower from mining processes, Africa Business, 2022 (online)

Geplant:

Feldmann, Y., 2023. Developing the hydro-electric power potential of Peruvian mine sites – the SmartH₂OEnergy Project, Mining Report Glückauf