

GIS-BASIERTE POTENZIALERHEBUNG DER WASSERKRAFT AM BEISPIEL VON SÜDTIROL

Fabian ÖTTL, Gernot Nischler, Heinz STIGLER

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz

Inffeldgasse 18 A-8010 Graz, Telefon: 0316-873 7907

E-Mail: Gernot.Nischler@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at.

Armin KAGER, Dieter THEINER

Südtiroler Elektrizitätsaktiengesellschaft,

Kanonikus-Michael-Gamper Str. 9, I-39100 Bozen, Telefon: +39 0471 060 717,

E-Mail: dieter.theiner@sel.bz.it, Web: www.sel.bz.it

Kurzfassung:

Neben der einleitenden Übersicht über die Bedeutung der Wasserkraft hinsichtlich der Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union und insbesondere in Südtirol, widmet sich der Beitrag der Potenzialanalyse mit Hilfe von geographischen Informationssystemen (GIS). Diese bilden eine wichtige Planungsgrundlage für die zukünftige Nutzung der hydroelektrischen Energie. Das im Rahmen dieses Beitrages modellierte Potenzial stellt mit 18000 GWh/a das Jahrespotenzial im Untersuchungsgebiet entlang tatsächlicher Flussläufe unter Berücksichtigung der Verdunstung und grundlegenden Restwasservorschriften dar. Davon ausgehend wird ein auf monatlicher Basis basierendes Modell generiert. Für belastbare Ergebnisse muss dazu ein geeignetes Speichermodell entwickelt werden, um Rücklagen in bspw. Form von Schnee und Eis in den Berechnungen zu berücksichtigen. Das Untersuchungsgebiet bildet das Land Südtirol mit einigen Gebieten außerhalb der Landesgrenzen, deren Beitrag zur Wasserbilanz nicht vernachlässigbar ist. Abschließend wird eine Aussage bezüglich des Optimierungs- und Neuerschließungspotenzial im Untersuchungsgebiet getroffen. Letzteres beinhaltet dabei bereits grundlegende ökologische Rahmenbedingungen des Wassernutzungsplans des Landes Südtirol. Die Kalibrierung und Verifizierung des Modells erfolgt mit Hilfe realer Abflussmessreihen.

Keywords: Wasserkraft, Potenzialanalyse, GIS, Geografisches Informationssystem, erneuerbare Energie, Südtirol

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Mit der Richtlinie 2009/28/EC bestätigt die Europäische Union ihre Ziele bezüglich eines Anteils von 20% an Erneuerbaren Energien bis 2020 am Bruttoendenergieverbrauch innerhalb des Gemeinschaftsraumes. Dieser wird, abhängig vom Potenzial an Erneuerbaren Energien, auf die einzelnen Staaten herunter gebrochen. Italien hat sich verpflichtet seinen Anteil an Erneuerbaren Energien auf 17% anzuheben. Im Vergleich dazu liegt Österreich bei 34%.

Im dazu verabschiedeten National Renewable Energy Action Plan (NREAP) werden die vereinbarten 17 Prozentpunkte für Italien in die einzelnen Bereiche Elektrizität (6,5%), Heizen/Kühlen (7,9%) und Transport (2,6%) aufgeteilt. Italien prognostiziert für das Jahr 2020 einen leichten Rückgang der

Wasserkraft im Vergleich zum Jahr 2005. Trotzdem bildet diese mit 42% weiterhin den größten Teil der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien. (Beurskens, et al., 2010)

Im Untersuchungsgebiet gelten zusätzlich zu nationalen Zielen insbesondere die Vorgaben der Südtiroler Landesregierung, welche mit dem Klimaplan „Energie-Südtirol-2050, Klima-Strategie Südtirol auf dem Weg zum KlimaLand“ ein langfristiges Planungsinstrument für den Energieeinsatz zu Verfügung stellt. Im Zuge dessen wird die Wasserkraft als „die wichtigste Säule“ im Umstieg von fossilen Energieträgern auf regionale Erneuerbare beschrieben. (Ressort für Raumordnung, Umwelt und Energie; Ruffini, Flavio V., 2011)

In Zusammenarbeit mit der Südtiroler Elektrizitätsaktiengesellschaft (SEL AG) und dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) der Technischen Universität Graz wird eine Potenzialstudie (Öttl, 2011) realisiert, welche diesem Beitrag zu Grunde liegt. Trotz des hohen Ausbaugrades der Wasserkraft wird angenommen, dass immer noch ungenutztes Potenzial im Untersuchungsgebiet vorliegt. Unter Anwendung von geographischen Informationssystemen (GIS) soll dieses lokalisiert, quantifiziert und das technisch wirtschaftliche Potenzial abgeschätzt werden. Auch auf mögliche Optimierungspotenziale bereits bestehender Anlagen wird verwiesen.

Nach Erklärungen zu den in der Literatur verwendeten Potenzialbegriffen, wird auf die Methodik der Potenzialerhebung eingegangen. Abschließend werden die einzelnen Ergebnisse des Jahres- und des Monatspotenzials, sowie des technisch wirtschaftlichen Potenzials und des Optimierungspotenzials diskutiert.

2 Methodische Vorgehensweise zur GIS-basierten Analyse der Wasserkraft

Die Analyse des Wasserkraftpotenzials mit Hilfe von Geographischen Informationssystemen (GIS), ist aufgrund der Dargebotsabhängigkeit vom Primärenergieträger Wasser naheliegend. GIS stellen einen räumlichen Bezug der Daten her und erlauben deren Untersuchung und Weiterverarbeitung unter Berücksichtigung der räumlichen Lage der verwendeten Daten zueinander. Für die Berechnungen in diesem Beitrag wird das Softwarepaket ArcGIS 9.3 von ESRI verwendet.

2.1 Theorie der Potenzialanalyse mittels geografischer Informationssysteme

Die Nutzung der Wasserkraft hängt im Wesentlichen von zwei Parametern ab: der verfügbaren Wassermenge und der nutzbaren Fallhöhe. Die Wasserverfügbarkeit wird aus Niederschlagsdaten in Form monatlicher bzw. jährlicher langjähriger Mittelwerte im Untersuchungsgebiet gewonnen. Die geomorphologischen Eigenschaften der Fallhöhe können mit Hilfe von GIS aus einem Digitalen Höhenmodell berücksichtigt werden.

Neben den zuvor genannten Eingangsdaten sind eine Vielzahl weiterer Informationen nötig um eine Aussage bezüglich des Wasserkraftpotenzials treffen zu können. Eigenschaften der Einzugsgebiete, Flussverläufe, Anlagenwirkungsgrade und Produktionsdaten bestehender Kraftwerksstandorte, ökologische Rahmenbedingungen wie z.B. Restwasserverordnungen, technische Hemmnisse oder wirtschaftliche Treiber seien hier stellvertretend genannt. Je nach Detailgrad bzw. Schwerpunkt der Analyse werden diese in den Berechnungen berücksichtigt. Es ist zweckdienlich verschiedene Potenzialbegriffe zu definieren, aus deren Namen bereits die inkludierten Parameter hervorgehen. Die in diesem Beitrag verwendeten Potenzialbegriffe beziehen sich im Wesentlichen auf (Pöyry Energie GmbH, 2008 S. 3-5). Zum besseren Verständnis der nachfolgenden Abschnitte ist deren Definition an dieser Stelle angeführt:

1. *Theoretisches Potenzial*: Das theoretische Potenzial beschreibt die potenzielle Energie des Wassers im Untersuchungsgebiet und nimmt dabei keinerlei Rücksicht auf technische, wirtschaftliche, ökologische oder rechtliche Rahmenbedingungen. Es stellt somit eine fiktiv erreichbare Obergrenze dar, deshalb auch das Adjektiv „theoretisch“. Auch hierbei kann es aufgrund der einbezogenen Modellparameter zu Unterschieden kommen:
 - a. *Niederschlagspotenzial*: Die gesamte potenzielle Energie des im Untersuchungsgebiet fallenden Niederschlags wird genutzt.

- b. *Abflussflächenpotenzial*: Nur der abflusswirksame Anteil des Niederschlags wird für die hydroelektrische Produktion herangezogen. Wie zuvor beim Niederschlagspotenzial wird auch hier eine lückenlose Abdeckung des Untersuchungsgebietes mit Speicherbecken angenommen.
 - c. *Abflusslinienpotenzial*: In diesem Fall wird der abflusswirksame Anteil entlang tatsächlicher Flussläufe berechnet. Eingangparameter sind hierbei der bergwärts einer betrachteten Rasterzelle akkumulierte Abfluss und die Fallhöhe zur nächsten Rasterzelle in Fließrichtung.
2. *Abflusslinienpotenzial Netto*: Hierbei versteht man den abflusswirksamen Anteil des Wassers unter Einbezug der ökologischen Randbedingung der Restwasserbestimmungen. Zur Zeit der diesem Beitrag zu Grunde liegenden Berechnungen (Öttl, 2011) galt ein Mindestwert von 2 l/s/km² (Autonomen Provinz Bozen, 2010) für das Untersuchungsgebiet Südtirol. Dieser Wert dient, sofern nicht gesondert angegeben, auch in diesem Beitrag als Grundlage für die Analyse des Abflusslinienpotenzials Netto.
Das *reduzierte Abflusslinienpotenzial Netto* berücksichtigt zudem weitere Umweltauflagen, wie Mindestgrößen für Einzugsgebiete oder nicht nutzbare Fließstrecken, welche im Wassernutzungsplan der Südtiroler Landesregierung verankert sind (Autonomen Provinz Bozen, 2010 S. 61-63).
3. *Technisch Wirtschaftliches Potenzial*: Darunter versteht man im Allgemeinen jenes Potenzial, welches unter Berücksichtigung technischer Rahmenbedingungen wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann. Die Differenz aus technisch wirtschaftlichen Potenzial und bereits installiertem Regelarbeitsvermögen ergibt das *technisch wirtschaftliche Restpotenzial*, welches sich wiederum aus einem *Optimierungspotenzial* der bestehenden Anlagen und einem *Neuerschließungspotenzial* zusammensetzt.

Für belastbare Ergebnisse stützen sich Potenzialanalysen auf langjährige Zeitreihen und deren Mittelwerte. Die Messreihen, welche den Berechnungen zu Grund liegen, gehen über einen Zeitraum von mindestens 20 Jahre.

2.2 Methodik und Modellbeschreibung

Nachdem die wesentlichen Potenzialbegriffe im vorausgehenden Kapitel definiert wurden, wird nun auf die angewendete Methodik zur Modellierung der Energiepotenziale mit Hilfe von ArcGIS 9.3 näher eingegangen. Das Kapitel beschreibt zunächst die Grundstruktur zur Modellierung des Abflusslinienpotenzials auf Jahres- bzw. Monatsbasis und geht anschließend auf die Berechnungen bezüglich des Optimierungs- und Neuerschließungspotenzial ein.

2.2.1 Berechnung des Abflusslinienpotenzials auf Jahresbasis

Zwei grundlegende physikalische Zusammenhänge liegen der Berechnung des Abflusslinienpotenzials zu Grunde. Zum Einen ist dies die vereinfachte Wasserhaushaltsgleichung (Formel 1) und zum Anderen die Formel der potenziellen Energie (Formel 2).

$$A = N - V \pm \Delta S$$

Formel 1: Wasserhaushaltsgleichung

A.....Abflusshöhe in mm

N.....Niederschlagshöhe im Einzugsgebiet in mm

V.....Verdunstung oder Evapotranspiration in mm

ΔSRücklage oder Verbrauch von Wasser im Einzugsgebiet (Speicherglied) in mm

Die Parameter in Formel 1 beinhalten die langjährigen Jahresmittelwerte von Niederschlag und Verdunstung sowie ein Speicherglied, welches die Abflussverzögerung (im Wesentlichen durch Schneeakkumulation und Ablation) innerhalb eines hydrologischen Jahres darstellt. Die Verweilzeiten des Niederschlags gehen im langjährigen Mittel, mit Ausnahme von Gletschern, gegen Null. Da das aktuelle Gletscherverhalten in zu Grunde liegenden Modellen nicht berücksichtigt wird, kann ΔS in erster Näherung nach (Wakonigg, 2006) vernachlässigt werden. Für die Berechnung des

Monatspotenzials ist dies eine nicht mehr zulässige Vereinfachung. Das hierzu entwickelte Schneespeichermodell wird im folgenden Kapitel 2.2.2 beschrieben.

Die Verdunstung beinhaltet sowohl die Evaporation wie auch die Transpiration. Wird in dieser Arbeit von Verdunstung gesprochen so bezeichnet sie stets die tatsächlich Evapotranspiration.

Liegen die langjährigen Mittelwerte von Niederschlag und Verdunstung im Rasterdatenformat vor, so kann unter Anwendung der vereinfachten Wasserhaushaltsgleichung der wirksame Abfluss pro Rasterzelle berechnet werden. Bei Bedarf kann nun noch ein pauschaler Restwasserbetrag abgezogen werden. Das Ergebnis ist die für die hydroelektrische Produktion nutzbare Wassermenge in mm in einer räumlichen Auflösung von 50 x 50 m (entspricht einer Rasterzelle), welche das gesamte Untersuchungsgebiet abdeckt (Abbildung 1c, hier in kg/Rasterzelle). Nach entsprechender Umwandlung in die Masseneinheit kg, liefert das Ergebnis aus der Wasserhaushaltsgleichung den Eingangsparmeter Masse m für die Formel der potenziellen Energie (Formel 2).

$$\Delta E = m \cdot g \cdot \Delta h$$

Formel 2: Formel der potenziellen Energie

ΔEpotenzielle Energiedifferenz [J]

m Masse [kg]

g Erdbeschleunigung [m/s^2]

ΔhHöhendifferenz [m]

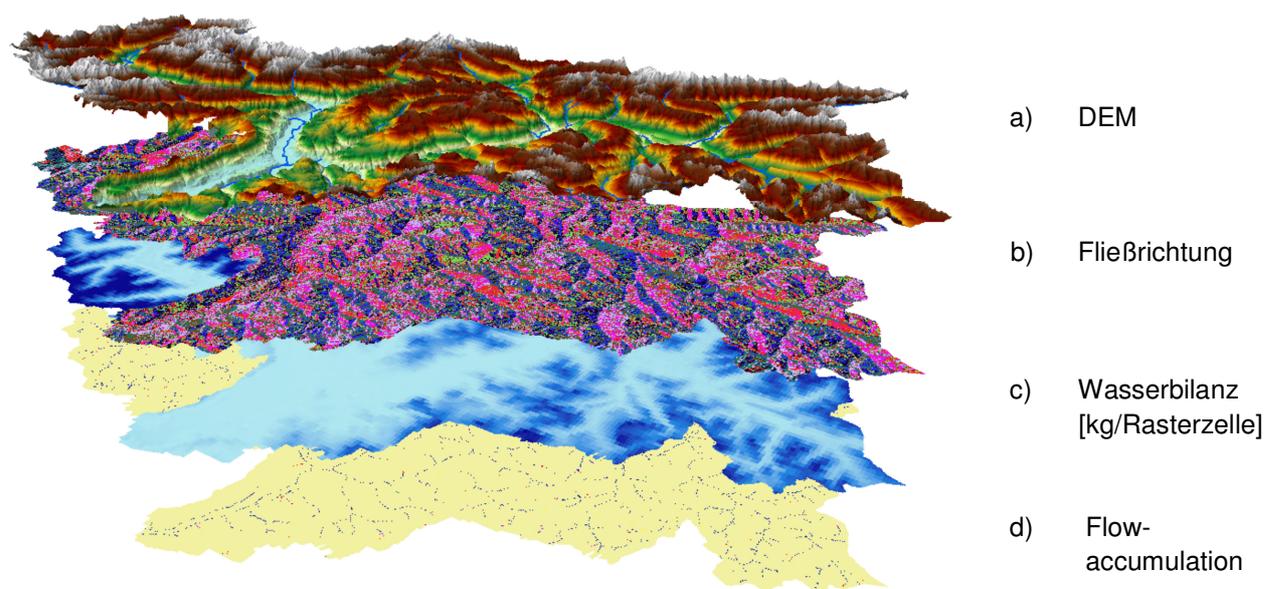


Abbildung 1: Modellierungsschritte des Potenzialmodells in ArcGIS zur Berechnung der Masse je Rasterzelle, eigene Darstellung

Da das Abflusslinienpotenzial entlang tatsächlicher Flussverläufe liegt, gilt es den räumlichen Bezug der potenziellen Energie zu ebendiesen Flüssen herzustellen. Ausgehend von einem digitalen Höhenmodell werden eventuelle Senken aufgefüllt (Abbildung 1a). Daraus wiederum berechnet ArcGIS 9.3 die Richtung der stärksten Absenkung in der Nachbarschaft der betrachteten Zelle und weist letzteren eine Zahl von 2^0 bis 2^7 , stellvertretend für eine Haupt- bzw. Nebenhimmelsrichtung zu. Diese Zahlenkodierung steht somit für die Richtung in welche ein Wassertropfen fließen würde, sollte er auf die betrachtete Rasterzelle fallen. Das Ergebnis ist ein kodiertes Raster, aus welchem wiederum das Strömungsnetzwerk, also die tatsächlichen Flussverläufe ermittelt werden können. Hierbei wird die Anzahl aller bergwärts liegenden Zellen berechnet, welche in die jeweils betrachtete Rasterzelle münden. In diesem Fall lässt ArcGIS 9.3 auch eine Gewichtung zu. Wird dazu das Ergebnis aus der vereinfachten Wasserhaushaltsgleichung herangezogen so kann die gesamte in die

betrachtete Zelle fließende Wassermenge in einer Gewichts- bzw. Volumeneinheit berechnet werden (Abbildung 1d).

Neben der Masse m erfolgt auch die Bestimmung der Höhendifferenz Δh ausgehend von einem Digitalen Höhenmodell (Abbildung 2a). Hierzu identifiziert ArcGIS 9.3 die geodätische Höhe der acht Nachbarzellen der jeweils betrachteten Zelle und gibt jenen Wert zurück, welcher die geringste Höhe aufweist (Abbildung 2b). Gleichzeitig entspricht dies auch der in Fließrichtung liegenden Rasterzelle, sodass durch die Differenzbildung aus digitalem Höhenmodell und minimaler Nachbarzelle die Höhendifferenz einer jeden Rasterzelle entlang der tatsächlichen Fließrichtung ausgegeben wird.

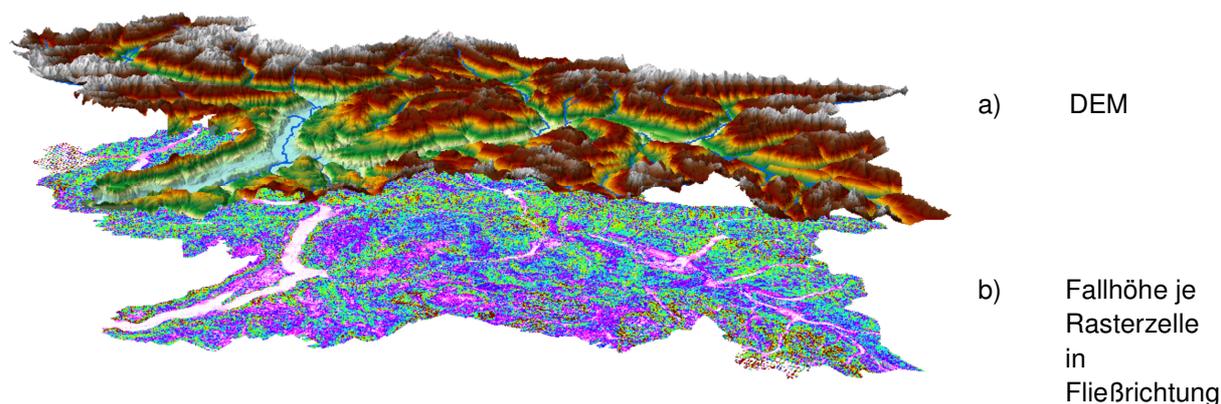


Abbildung 2: Modellierungsschritte des Potenzialmodells in ArcGIS zur Berechnung der Fallhöhe je Rasterzelle in Fließrichtung, eigene Darstellung

Die Ergebnistraster aus Abbildung 1d und Abbildung 2b bilden die Masse m und Höhendifferenz Δh der Formel der potenziellen Energie (Formel 2) und müssen somit nur noch mit der Erdbeschleunigung multipliziert werden, um auf das energetische Jahrespotenzial je Rasterzelle zu gelangen. Die Einheit ist dabei von der zeitlichen und räumlichen Auflösung der Eingangsdaten abhängig. Bei einer Rasterzellengröße von 50 x 50 m und der Verwendung von jährlichen Mittelwerten ergibt sich ein Abflusslinienpotenzial in GWh/a auf einer Fläche von 2500 m². Hier liegt auch der entscheidende Vorteil des Modells, da es erlaubt, abhängig von räumlicher Auflösung der Eingangsdaten und der Größe des Untersuchungsgebiets, einen Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Speicherbedarf bzw. Rechenzeit zu erreichen.

2.2.2 Berechnung des Abflusslinienpotenzials auf Monatsbasis

Die Berechnung des Potenzials auf Monatsbasis erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie jenes auf Jahresbasis in Kapitel 2.2.1. Lediglich das Speicherglied ΔS in Formel 1 kann für belastbare Ergebnisse nicht mehr vernachlässigt werden. Die Herausforderung besteht in der Ermittlung des abflussrelevanten Niederschlags für eine jede Rasterzelle in den einzelnen Monaten.

Als zweckdienlich wird ein iterativer Prozess zur Anpassung der simulierten Pegelstände an die tatsächlich gemessenen (Hydrographisches Amt Provinz Bozen, 2010) angesehen, dessen Kern ein modifiziertes Temperaturindex-Verfahren bildet (Abbildung 3). Grundgedanke dessen ist die Tatsache, dass der gesamte Niederschlag ab einer Grenztemperatur in flüssiger Form und unter einer Grenztemperatur in fester Form fällt. Zwischen diesen beiden Extremen wird der Anteil von festem und flüssigem Niederschlag linear interpoliert.

Als Kalibrierungsgröße für den Anteil an abflussrelevantem bzw. speicherrelevantem Niederschlag im jeweiligen Monat wird die Temperatur herangezogen, da eine für die Aufgabenstellung ausreichend gute Korrelation zwischen Lufttemperatur und Schneeschmelze besteht und für das Untersuchungsgebiet weitere langjährige meteorologische Messdaten nicht flächendeckend kostenlos

verfügbar sind. Temperaturdaten sind zudem in einem relativ dicht vorhandenen Netzwerk an Messstationen in langjährigen Zeitreihen bereits vorhanden. Deren Untersuchung zeigt eine gute Übereinstimmung im Verlauf täglicher Mittelwerte über die einzelnen Monate. Lediglich die Verschiebung um einen Offset, abhängig von der geodätischen Höhe der Messstation (feuchtadiabatisches Temperaturverhalten), ist vorhanden. Somit kann angenommen werden, dass auch nicht beobachtete Gebiete im Untersuchungsgebiet diesen Verläufen folgen. Anteile für speicherrelevanten bzw. abflussrelevanten Niederschlag können somit abhängig von täglichen Temperaturmittelwerten einiger weniger Referenzstationen für das gesamte Gebiet gebildet werden.

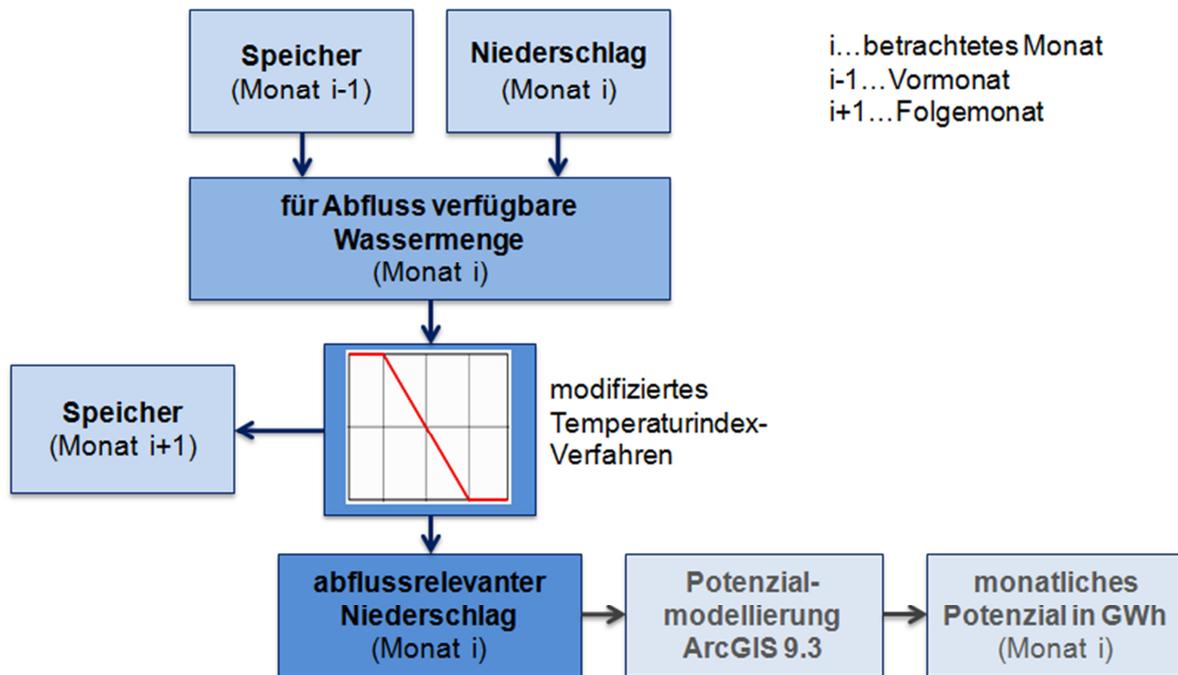


Abbildung 3: Vorgehensweise zur Berechnung des Abflusslinienpotenzials auf Monatsbasis, eigene Darstellung

Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau des iterativen Prozesses für den betrachteten Monat. Der Speicher aus dem Vormonat und der Niederschlag des betrachteten Monats werden addiert um daraus den Anteil an abflussrelevantem und speicherrelevantem Niederschlag mit Hilfe des modifizierten Temperaturindex-Verfahrens zu bilden. Bevor das monatliche Potenzial berechnet wird, erfolgt die Kalibrierung mit realen Pegelmessstellen und gegebenenfalls eine iterative Anpassung des Temperaturindex.

Zur besseren Anpassung des Abflusses an reale Messreihen wird das Untersuchungsgebiet Südtirol in eine östliche und eine westliche Landeshälfte zerlegt. Den westlichen Teil bildet dabei das Einzugsgebiet der Etsch bis Bozen (Sigmundskron), den östlichen Teil das restliche Landesgebiet. Auch die beiden Grenztemperaturen, ab denen der Niederschlag in flüssiger bzw. fester Form fällt mussten für jedes Monat neu bestimmt werden.

2.2.3 Optimierungspotenzial bestehender Anlagen

Um Aussagen bezüglich des Optimierungspotenzials von bestehenden Anlagen treffen zu können, werden zwei Methoden angewandt. Gegenstand der Untersuchung sind dabei 27 Großanlagen in Südtirol, welche rund 80% des durchschnittlichen Regularbeitsvermögens im Land aufbringen.

Methode (a) lehnt sich stark an die Arbeit von (Laufer, et al., 2004) und beschreibt eine mögliche Mehrerzeugung durch den Ersatz bestehender elektromaschineller Ausrüstung mit Komponenten, welche nach aktuellem Stand der Technik gefertigt sind. Vor allem im Austausch von Generator und Turbine liegen hier die größten Optimierungspotenziale (Abbildung 4). Das Alter der einzelnen

Komponenten wird somit ermittelt und die Mehrerzeugung aufgrund der empirischen Effizienzsteigerung errechnet.

Baujahr	Lastbereich		
	50%	75% (Optimum)	100%
1925	6%	4%	6%
1950	3%	2%	3%
1975	1.5%	1%	1.5%

Abbildung 4: Wirkungsgraderhöhung durch Einbau neuer Turbinen, (Lauer, et al., 2004 S. 51)

Methode (b) basiert auf der tatsächlich möglichen Erzeugung eines Kraftwerks. In diesem Fall werden die einzelnen Anlagen und deren Merkmale wie Standort der Wasserfassungen, Einzugsgebiet, Restwassermengen, Fallhöhe und Höhe der Turbinenachse im Modell nachgebildet. Daraus lässt sich die für die Erzeugung relevante Wassermenge berechnen. Deren potenzielle Energie, welche sich über die Geländestufen von den Wasserfassungen bis hin zur jeweiligen Turbinenachse akkumuliert wird mit dem tatsächlichen durchschnittlichen Regelarbeitsvermögen nach Einbezug eines pauschalen Anlagenwirkungsgrades von 86,6% (Pöyry Energie GmbH, 2008) verglichen. Die Energiedifferenz zwischen errechneter und tatsächlich produzierter Energie einer Anlage wird als Optimierungspotenzial angesehen. Damit bildet diese Methode eine Obergrenze, da keinerlei Aussagen über die Rahmenbedingungen zur Umsetzung getätigt werden.

2.2.4 Neuerschließungspotenzial im Untersuchungsgebiet

Das Untersuchungsgebiet wird hier in verschiedene Untereinzugsgebiete eingeteilt, welche wiederum bedingt durch ihre Eigenschaften von mittlerer Fallhöhe und mittleren Durchfluss in fünf Klassen gegliedert werden. Für jedes Untereinzugsgebiet wird ein sogenannter Gebietsnutzungsgrad (GNG) definiert, welcher das Verhältnis zwischen berechnetem reduziertem Abflusslinienpotenzial Netto und bereits ausgebautem Wasserkraftpotenzial beschreibt. Grundidee, um eine Abschätzung bezüglich des technisch wirtschaftlichen Neuerschließungspotenzials geben zu können, ist die Annahme, dass alle Untereinzugsgebiete in der betrachteten Klasse wirtschaftlich mit dem höchsten GNG der jeweiligen Klasse betrieben werden können.

Zum besseren Verständnis sei die Überlegung an einem Beispiel anschaulich erklärt:

Name des Gebietes	GNG
A	0,9
B	0,7
C	0,5

Gebiete A, B und C liegen in der gleichen Klasse. Der maximal erreichbare GNG in dieser Klasse beträgt $GNG=0,9$. Somit kann angenommen werden, dass auch Anlagen im Untereinzugsgebiet B und C wirtschaftlich mit einem GNG von 0,9 betrieben werden könnten. Das Neuerschließungspotenzial bildet nun die Energiedifferenz, welche für das Erreichen des höchsten (in diesem Fall 0,9) GNG in der jeweiligen Klasse benötigt wird.

3 Diskussion der Ergebnisse und Modellvalidierung

Nach der Darstellung der Methodik zur Erhebung des Wasserkraftpotenzials im Untersuchungsgebiet sei nun auf die Ergebnisse der durchgeführten Analysen verwiesen. In der Modellierung auf Jahresbasis werden die einzelnen Schritte vom theoretischen Abflusslinienpotenzial bis hin zum reduzierten Abflusslinienpotenzial Netto aufgezeigt. Die Validierung des Modells auf Monatsbasis geschieht anhand ausgewählter Abflussmessreihen, welche den Abfluss im Großteil des untersuchten Gebiets abdecken. Die Abschätzung des Optimierungs- und Neuerschließungspotenzials ist am Ende des Kapitels aufgelistet. Für genaue Aussagen diesbezüglich ist eine detaillierte Standortanalyse jedoch unerlässlich.

Vorab wird für die Potenzialerhebung auf Jahres- bzw. Monatsbasis ein Toleranzband mit, für hydrologischen Studien durchaus üblichen, $\pm 20\%$ festgelegt, innerhalb dessen die simulierten Abflüsse im Vergleich zu den gemessenen langjährigen Mittelwerten liegen müssen, um aussagekräftige Ergebnisse zu erreichen.

3.1 Ergebnisse der Potenzialanalyse auf Jahresbasis

Die Wasserbilanz wurde entsprechend Formel 1 unter Vernachlässigung des Speichergliedes berechnet. Langjährige Mittelwerte für Niederschlag und tatsächlicher Evapotranspiration standen im Rasterdatenformat mit einer Auflösung von 1×1 km zu Verfügung. Mit Hilfe eines digitalen Höhenmodells des Untersuchungsgebietes in einer Auflösung von 50×50 m kann das Abflusslinienpotenzial gemäß den in Kapitel 2.2.1 beschriebenen Modell berechnet werden.

Die Verwendung der frei zugänglichen Niederschlagsdaten von WorldClim (Hijmans, et al., 2005) in Kombination mit den Daten der tatsächlichen Evapotranspiration von CGIAR-CSI (Trabucco, 2010) erweist sich im Untersuchungsgebiet als nicht zielführend. Trotz des Umstandes, dass vorausgegangene Arbeiten (Mayer, et al., 2011) diese Daten auf nationaler Ebene verwendeten und zu durchaus belastbaren Ergebnissen im Vergleich mit renommierten Forschungseinrichtungen (z.B. ERSE; ehemals CESI) kommen, scheinen sich diese Eingangsparameter für das regionale Untersuchungsgebiet Südtirol nicht zu eignen. Eine weitere frei zugängliche Datenquelle sind Niederschlagsdaten bzw. Daten der tatsächlichen Evapotranspiration von Tirol Atlas (Institut für Geographie, Universität Innsbruck). Diese besitzen zwar einen Raumbezug, haben jedoch keine diskreten Rasterwerte, welche für das beschriebene Modell notwendig sind. Aus diesem Grund wurde eine Gewichtung der Daten von Tirol Atlas mit jenen von WorldClim bzw. CGIAR-CSI vorgenommen. Die so generierten Abflusswerte liegen innerhalb des zuvor auferlegten Toleranzbandes von $\pm 20\%$.

Das theoretische Abflusslinienpotenzial beläuft sich auf ca. 20.000 GWh/a für das gesamte Untersuchungsgebiet. Ein pauschaler Restwassermindestbetrag von 2 l/s/km^2 war zum Zeitpunkt der Berechnungen von der Südtiroler Landesregierung vorgegeben (Autonomen Provinz Bozen, 2010). Wird dieser berücksichtigt, so reduziert sich das theoretische Abflusslinienpotenzial um rund 2.000 GWh/a auf ein theoretisches Abflusslinienpotenzial Netto von ca. 18.000 GWh/a. Das Ergebnis ist in Abbildung 5 dargestellt.

In Abbildung 5 erkennbar ist das Abflusslinienpotenzial Netto in einer Auflösung von 50×50 m. Potenzialpunkte, welche unter einem Wert von 3 GWh/a liegen sind aus Gründen der Übersicht nicht dargestellt. Ebenfalls in der Abbildung erkennbar finden sich die Standorte der untersuchten 27 Großanlagen im Untersuchungsgebiet. Diese konzentrieren sich vorwiegend an Orten mit einer hohen Anzahl von Potenzialpunkten und können somit zu einer ersten Modellvalidierung herangezogen werden.

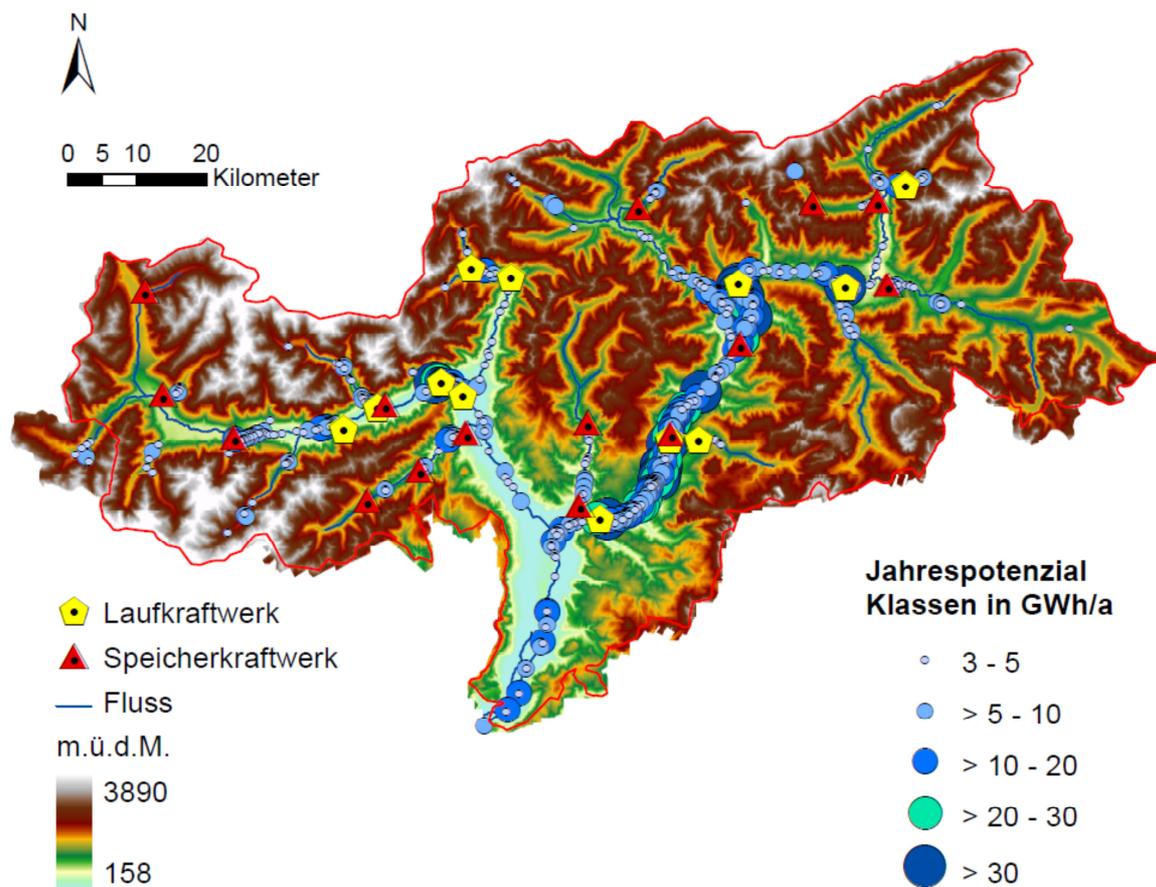


Abbildung 5: Theoretisches Abflusslinienpotenzial Netto mit aktuellen Kraftwerksstandorten im Untersuchungsgebiet, eigene Darstellung

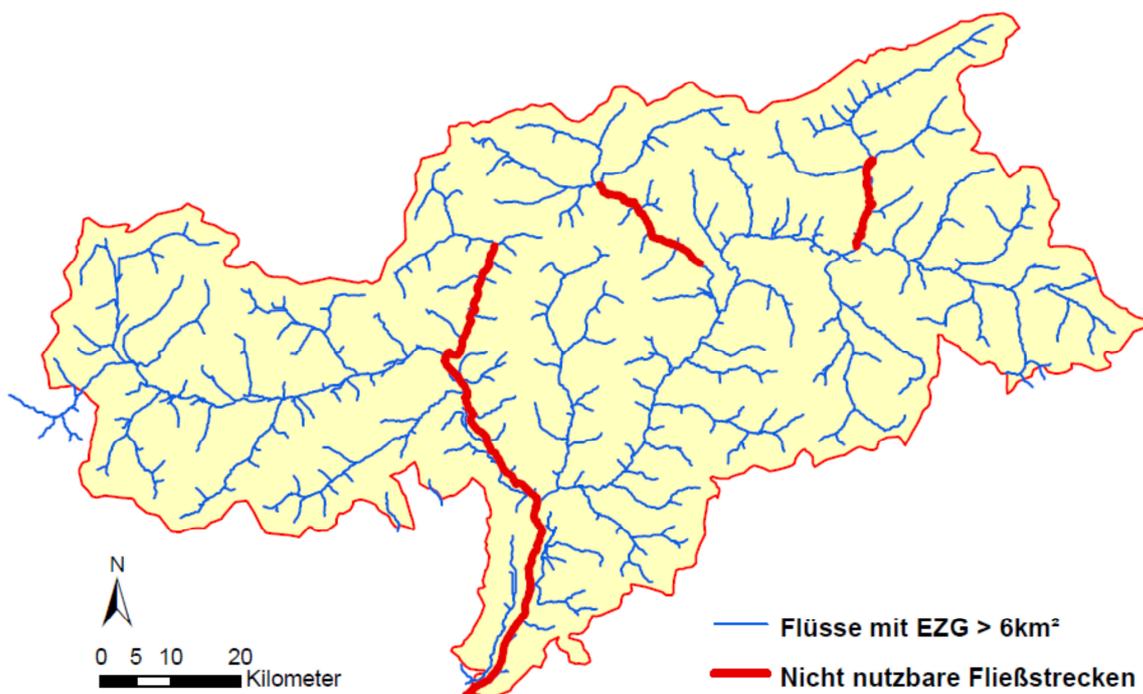


Abbildung 6: Potenzielle Flüsse für mögliche hydroelektrische Erzeugung, eigene Darstellung

Für die Berechnung des reduzierten Abflusslinienpotenzials Netto fließen weitere ökologische Rahmenbedingungen in die Analysen mit ein. Diese finden sich im Wassernutzungsplan der Südtiroler Landesregierung (Autonomen Provinz Bozen, 2010). Besonders die Definition von nicht nutzbaren Fließstrecken und der Umstand, dass Gewässer mit Einzugsgebieten von kleiner 6 km² nicht für die hydroelektrische Erzeugung in Frage kommen¹, wirken sich reduzierend auf das Abflusslinienpotenzial Netto aus. Somit ergeben sich die in Abbildung 6 dargestellten Flussverläufe für eine mögliche Energiegewinnung aus Wasserkraft und ein damit verbundenes reduziertes Abflusslinienpotenzial Netto von ca. 9.500 GWh/a.

3.2 Ergebnisse der Potenzialanalyse auf Monatsbasis

Bei der Berechnung der monatlichen Potenziale kann das Speicherglied in Formel 1 für belastbare Ergebnisse nicht mehr vernachlässigt werden. Das modifizierte Temperaturindexverfahren liefert dabei mit Hilfe weniger und frei zugänglicher Eingangsdaten, zufriedenstellende Resultate. Abbildung 7 zeigt auf anschauliche Weise, wie gut der simulierte Pegel der Rienz² an das tatsächliche nivale Abflussregime angenähert werden konnte.

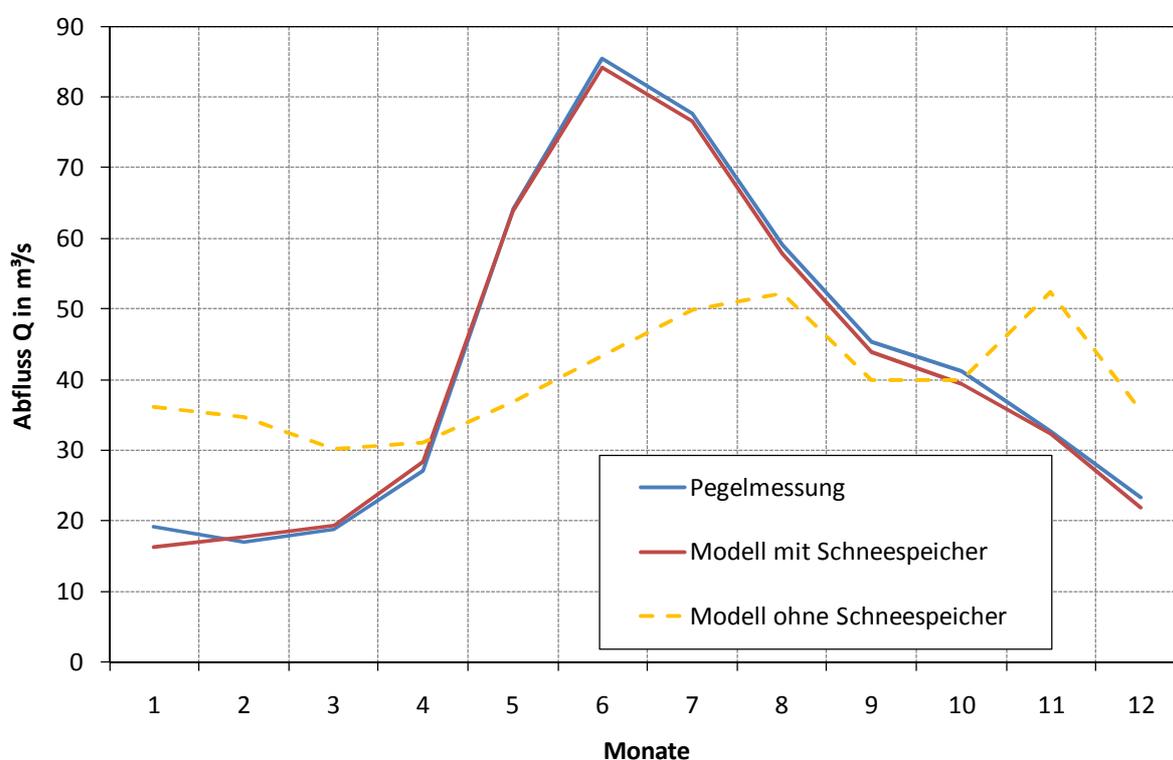


Abbildung 7: Abflussregime der Rienz an der Pegelmessstelle in Vintl, eigene Darstellung

Leicht erkennbar ist der Rückhalt, welcher in der Modellierung erfolgreich eingebaut werden konnte. Ohne diesen ließe sich ein reines Regenregime vermuten (gelbe strichlierte Linie). Auch erkennbar ist ein leichtes Unterschätzen des wirksamen Abfluss, welches sich über den gesamten Verlauf hin zieht. Der Grund hierfür ist das Gletscherverhalten im Untersuchungsgebiet, welches im Modell für das Jahrespotenzial und das Monatspotenzial nicht berücksichtigt wird.

¹ Eine Ausnahme besteht für Neuanlagen, welche aufgrund der topografischen Gegenbenheiten (beträchtliche Fallhöhe) eine Nennleistung von mehr als 220 kW erreichen (Autonomen Provinz Bozen, 2010). Diese Ausnahme wurde in der Modellierung nicht berücksichtigt.

² Der Fluss „Rienz“ entwässert den östlichen Teil des Untersuchungsgebietes.

3.3 Ergebnisse aus der Analyse von Optimierungs- und Neuerschließungspotenzial

Das Kapitel widmet sich der Berechnung des technisch wirtschaftlichen Restpotenzials, welches sich aus Optimierungs- und Neuerschließungspotenzial zusammensetzt. Ersteres wurde dabei mit zwei verschiedenen Methoden berechnet und analysiert 27 Großanlagen mit rund 80% an Regelarbeitsvermögen des Untersuchungsgebietes. Das Neuerschließungspotenzial soll angelehnt an (Pöyry Energie GmbH, 2008) abgeschätzt werden.

Methode (a) zur Berechnung des Optimierungspotenzials durch den Tausch der elektromaschinellen Komponenten beziffert den zusätzlich möglichen Energiegewinn mit 170 GWh/a. Diese werden als ein konservatives Ergebnis angesehen, da lediglich der Ersatz der Anlagenteile als Möglichkeit zur Effizienzsteigerung angesehen wird. Andere Maßnahmen baulicher oder betrieblicher Natur werden nicht berücksichtigt.

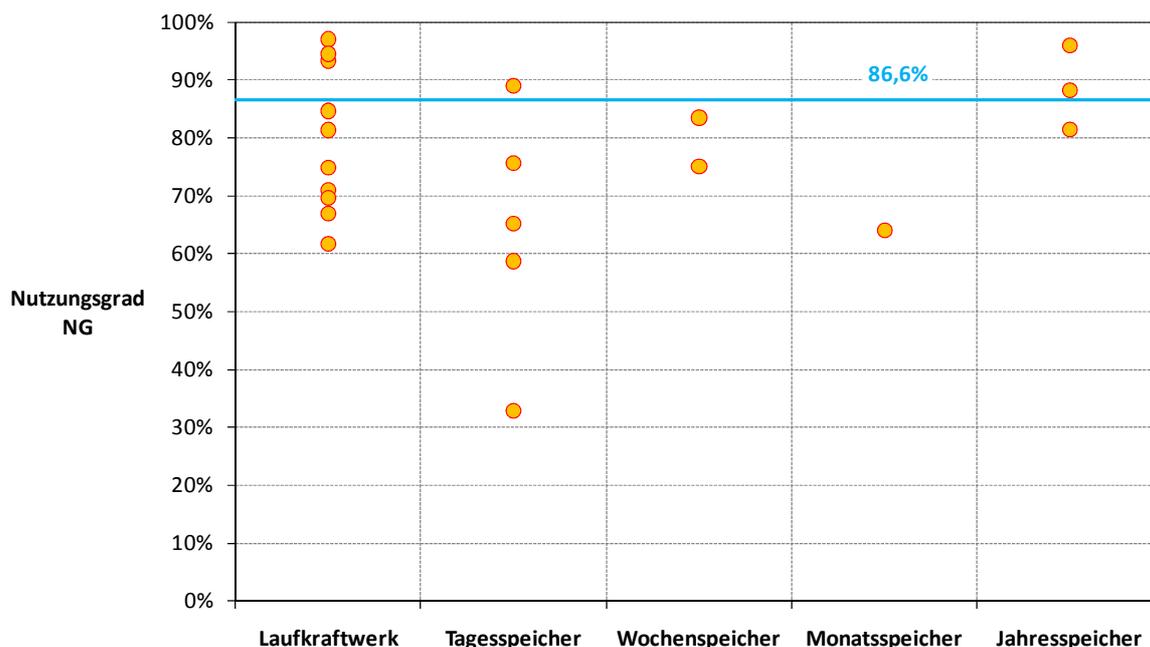


Abbildung 8: Nutzungsgrade der untersuchten Anlagen, eigene Darstellung

Methode (b) bildet die untersuchten Kraftwerke in ArcGIS 9.3 nach und errechnet den möglichen Energieertrag aus der hydroelektrischen Erzeugung (Abflusslinienpotenzial Netto der Anlage). Diese wird, ähnlich den Gebietsnutzungsgraden in Kapitel 2.2.4, in ein Verhältnis mit dem aktuellen Regelarbeitsvermögen gesetzt, um den daraus resultierenden Nutzungsgrad (NG) zu bestimmen. Der Nutzungsgrad ist dem Anlagenwirkungsgrad gleichbedeutend, welchen (Pöyry Energie GmbH, 2008) pauschal mit 86,6% annimmt. All jene Anlagen, welche unter dieser Schwelle liegen, können noch optimiert werden. Die Energiedifferenz, welche zum Erreichen eines Anlagennutzungsgrades von 86,6% nötig ist, wird als mögliches Optimierungspotenzial angesehen.

Abbildung 8 stellt die Nutzungsgrade der einzelnen Anlagentypen in einer Übersicht dar. Auffallend ist die relativ hohe Ausnutzung der untersuchten Kraftwerke mit über 60% (lediglich eine Ausnahme). Einige Anlage überschreiten die 86,6% und werden somit als ausgereift angesehen.

Das Ergebnis fällt mit ca. 720 GWh/a deutlich höher aus, als Methode (a). Methode (b) wird als eine Obergrenze angesehen, da lediglich über die Höhe der Mehrerzeugung eine Aussage getätigt wird, nicht jedoch bezüglich der Machbarkeit. Das tatsächlich technisch wirtschaftlich mögliche Optimierungspotenzial kann zwischen den Ergebnissen aus den beiden Methoden vermutet werden.

Das Neuerschließungspotenzial wird gemäß der Methode in Kapitel 2.2.4 abgeschätzt. Abbildung 9 gibt die Einteilung und Klassifizierung der einzelnen Untereinzugsgebiete wieder. Die fünf Klassen werden anhand ihrer Merkmale der mittleren Fallhöhe und des mittleren Abflusses gebildet:

Klasse 1: Seitentäler, kleines Einzugsgebiet

Klasse 2: Seitentäler mit relativ geringem Gefälle

Klasse 3: Hauptflüsse

Klasse 4: Hohes Gefälle, mittlerer Abfluss

Klasse 5: Hohes Gefälle, hoher Abfluss

Weißer Gebiete: Nicht untersuchte Fläche, bzw. freie Fließstrecken laut (Autonomen Provinz Bozen, 2010)

Nach Analyse der Gebietsnutzungsgrade ist das Ergebnis der Abschätzung ein technisch wirtschaftliches Neuerschließungspotenzial von ca. 2000 GWh/a.

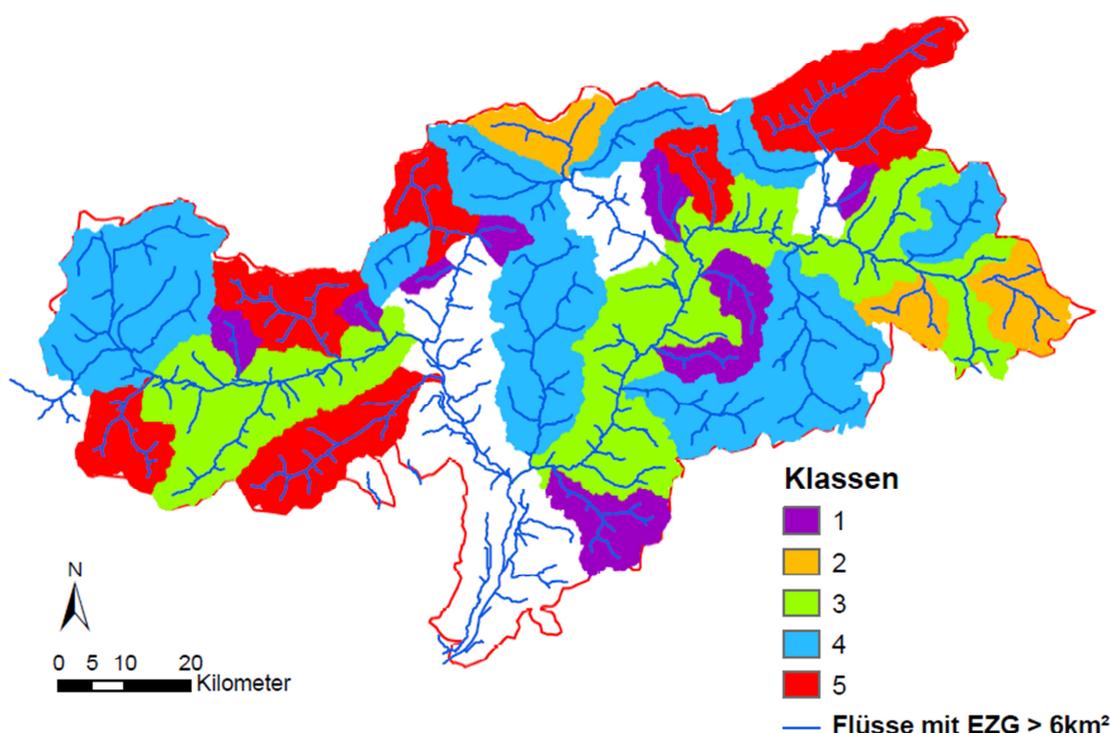


Abbildung 9: Einteilung des Untersuchungsgebietes in Untereinzugsgebiete und Klassenzuteilung, eigene Darstellung

3.4 Validierung der Modellergebnisse

Die in diesem Kapitel vorgenommene Validierung des Modells wird anhand von Qualitätskriterien durchgeführt. Diese sind der teilweise bereits erwähnte Vergleich mit Referenzstudien anderer Forschungseinrichtungen und Institute sowie der Vergleich mit den langjährigen Datenreihen von (Hydrographisches Amt Provinz Bozen, 2010). Zudem soll noch einmal auf die Vorteile des Modells und mögliche Verbesserungen verwiesen werden.

Tendenziell unterschreitet der simulierte Abfluss jenen der gemessenen langjährigen Mittelwerte der Pegelmessstationen. Als Grund hierfür kann das nicht einbezogene Gletscherverhalten im Untersuchungsgebiet angeführt werden. Trotzdem liegen die simulierten Werte, mit wenigen Ausnahmen, innerhalb des geforderten Toleranzbereichs von $\pm 20\%$ und liefern somit belastbare Ergebnisse für die Abschätzung des Potenzials im Untersuchungsgebiet.

Insbesondere die Analyse des monatlichen Potenzials führt mit überschaubaren Inputdaten zu belastbaren Ergebnissen. Die Abflussregime konnten mit Hilfe des entwickelten Schneespeichermodells gut an die tatsächlichen langjährigen Monatsmittelwerte angepasst werden (Abbildung 7).

Eine weitere Referenzstudie bildet die Arbeit der Europäischen Akademie (EURAC) in Bozen (Sparber, et al., 2010). Hier wurde im Zuge von möglichen Klimareduktionsszenarien für die Stadt Bozen auch der Bau dreier Kraftwerke in Betracht gezogen, welche laut Studie ein Regelarbeitsvermögen von 118 GWh/a besitzen würden. Die eigene Modellierung liegt mit 107 GWh/a in einem ähnlichen Größenverhältnis.

Die in Abbildung 5 vorgenommene Validierung mit bereits installierten Großkraftwerken zeigt, dass der historisch gewachsene Kraftwerkspark in logischer Konsequenz die ertragreichsten Stellen für die Wasserkraftnutzung wiedergibt.

Neben der guten Übereinstimmung bezüglich Referenzstudien, bzw. den gemessenen Abflusswerten, besticht das Modell durch einen einfachen modularen Aufbau und weniger Inputparameter. Diese sind zusätzlich frei verfügbar und können, je nach gewünschter Genauigkeit und Rechenaufwand, in ihrer räumlichen Auflösung variiert werden. Als nachteilig erweist sich die hohe Sensitivität des Modells auf die Eingangsdaten, welche zudem in der Regel nicht flächendeckend gemessen werden können.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Auf europäischer Ebene nimmt der Elektrizitätssektor eine wichtige Rolle bezüglich des Erreichens des Anteils Erneuerbarer Energien in den einzelnen Staaten ein. Wasserkraft spielt hier neben der Windkraft die entscheidende Rolle. Für das Untersuchungsgebiet Südtirol bildet die Wasserkraft sogar das wichtigste Standbein bei der Verwirklichung der von der Landesregierung auferlegten Klimaziele. Die GIS-basierte Potenzialanalyse kann als ein wichtiges Planungsinstrument zur Identifikation möglicher zukünftiger Standorte angesehen werden.

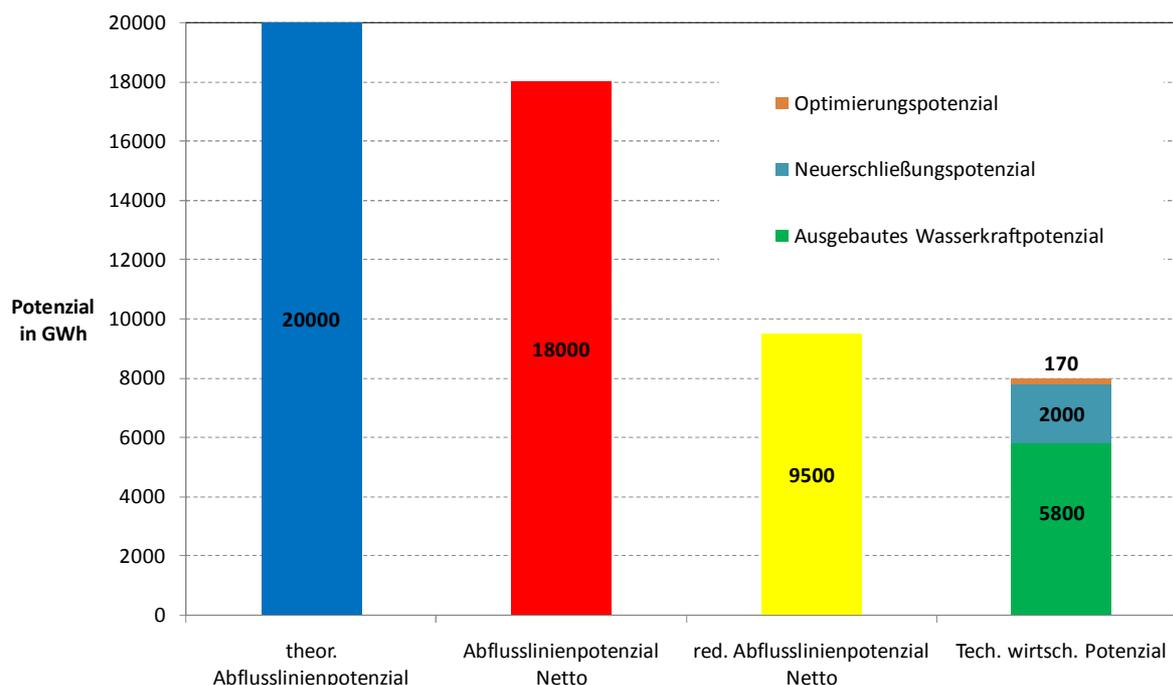


Abbildung 10: Zusammenfassung der Potenzialerhebung auf Jahresbasis, eigene Darstellung

Basierend auf der Formel der potenziellen Energie und der Wasserhaushaltsgleichung wurde mit Hilfe des Niederschlags, der tatsächlichen Evapotranspiration und eines digitalen Höhenmodells in Rasterdatenform das Potenzial entlang tatsächlicher Flussläufe berechnet. Ausgehend von einem theoretischen Abflusslinienpotenzial konnte nach Einbeziehen ökologischer Rahmenbedingungen das reduzierte Abflusslinienpotenzial Netto abgeschätzt werden (Abbildung 10). Monatliche Abflusswerte konnten mit Hilfe eines entwickelten Speichermodells und dessen Kalibrierung über die Temperatur an die real gemessenen Abflusswerte angepasst werden. Somit war es möglich mit wenigen Eingangsdaten belastbare Ergebnisse sowohl auf monatlicher, wie auf jährlicher Basis zu erzielen.

Der resultierende Abfluss liegt innerhalb auferlegten Toleranzbandes von $\pm 20\%$, wird jedoch durch das nicht Einbeziehen des Gletscherverhaltens in die Modellierung des Untersuchungsgebietes tendenziell unterschätzt. Ein Umstand, welcher in zukünftigen Modellierungsschritten noch verbessert werden kann.

Die Abschätzung des technisch wirtschaftlichen Restpotenzial erfolgt angelehnt an die Arbeiten von (Lauer, et al., 2004) und (Pöyry Energie GmbH, 2008) und ergibt eine Mehrerzeugung von gut 2000 GWh/a. Die Gegenüberstellung mit anderen Vergleichsstudien im Untersuchungsgebiet fehlt in diesem Fall. Untersuchungen von Gebieten mit ähnlichen Ausbaugraden und ähnlicher Topographie (z.B. Österreich) zeigen jedoch analoge Größenordnungen für die Neuerschließung im Verhältnis zum bereits installierten Potenzial. Für eine detaillierte Aussage des technisch wirtschaftlichen Restpotenzials müssen konkrete Standorte jedenfalls einer genauen Analyse unterzogen werden.

5 Literatur

Alterach, Julio Alberto, et al. 2006. *Valutazione della disponibilità idrica e del potenziale di producibilità idroelettrica a scala nazionale e di bacino; Progetto RdS – Produzione e Fonti Energetiche.* s.l. : CESI Ricerca, 2006.

Autonomen Provinz Bozen. 2010. *Wassernutzungsplan für die Autonome Provinz Bozen; Teil 2.* Bozen : s.n., 2010.

Beurskens, L.W.M. und Hekkenberg, M. 2010. *Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States.* s.l. : European Environment Agency (EAA), 2010.

Hijmans, R.J., et al. 2005. *Worldclim - Global Climate Data.* [Online] 2005. [Zitat vom: 24. 11. 2010.] <http://worldclim.org/>.

Hydrographisches Amt Provinz Bozen. 2010. *Messdaten über Durchfluss, Temperatur und Niederschlag in Südtirol.* Bozen, Südtirol, Italien : s.n., 13. 12. 2010.

Institut für Geographie, Universität Innsbruck. Tirol Atlas. [Online] <http://tirolatlas.uibk.ac.at/>.

Lauer, Fred, et al. 2004. *Ausbaupotenzial der Wasserkraft.* Bern : Bundesamt für Energie BFE, 2004.

Mayer, Claudia, et al. 2011. *GIS-basierte Potenzialanalyse der Wasserkraft.* Wien : Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2011.

Öttl, Fabian. 2011. *GIS-basierte Potenzialerhebung der Wasserkraft am Beispiel von Südtirol.* Graz : Technische Universität Graz, 2011.

Pöyry Energie GmbH. 2008. *Wasserkraftpotentialstudie Österreich.* Wien : VEÖ, 2008.

Ressort für Raumordnung, Umwelt und Energie; Ruffini, Flavio V. 2011. *Energie-Südtirol-2050, Klima-Strategie.* Bozen : Autonome Provinz Bozen-Südtirol, 2011.

Sparber, Wolfram, et al. 2010. *Emissionen und mögliche Reduktionszenarien für die Stadt Bozen.* Bozen : EURAC research, 2010.

Trabucco, A. und Zomer, R.J. 2010. *Global Soil Water Balance Geospatial Database. CGIAR Consortium for Spatial Information.* [Online] 2010. <http://www.cgiar-csi.org>.

Wakonigg, Herwig. 2006. *Skriptum zur Vorlesung Einführung in die Hydrogeographie.* Graz : Institut für Geographie und Raumforschung Karl-Franzens-Universität Graz, 2006.