

DIPLOMARBEIT

Volkswirtschaftliche Bewertung des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen

Darstellung und Diskussion des Einflusses einer veränderten Konsensdauer auf die
volkswirtschaftliche Rentabilität des Wasserkraftwerks

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades

eines Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Mag. Dr. Michael Getzner

E 280/3 Fachbereich Finanzwissenschaft und Infrastrukturpolitik

Department für Raumplanung

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Architektur und Raumplanung

von

Bernhard Felber

Matrikelnr.: 0825960

Nannerlstrasse 7

5020 Salzburg

Wien, am 22. Mai 2014

Abstract

Today's power supply economy is mainly focused on renewable energies; they represent a crucial part in the national and international energy planning domain. In particular Austria's generation of electricity is traditionally predominated by hydroelectric power production. Even though renewable energies have an important status today, their impact on the environment should not be disregarded. Due to their impact on the environment, hydro power plants often face broad resistance among the population.

The purpose of this master thesis is to investigate the economic impact of a specific hydro power plant called "Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen", which is located in the center of the city Salzburg, by using the method of a cost and benefit analysis. All measurable impacts of the entire hydro power plant project were ascertained, evaluated and then combined to different output quantities. Thereby it was possible to determine the economic costs and the economic benefits of the project.

The research question addresses the hydro power plant's economic cost-effectiveness and how a decreased consent would affect the economic cost-effectiveness of hydro power plants in general.

The cost and benefit analysis indicated a clearly positive and stable result. Only the assumption of a very high discount rate changes the result in a fundamentally negative way and the hydro power plant loses its economic cost-effectiveness.

Due to the fact that the hydro power plant's location was affected negatively by a ground sill over decades, the place of location can now be regarded as enhanced in terms of environmental aspects. Additionally the discussion of the cost and benefit analysis' outcome clarified, that a long consent is a crucial driver for the hydro power plant's economic cost-effectiveness, not least because of its high investment costs. A decrease of the consent to 60 years (normally 90 years) would affect the economic cost-effectiveness dramatically downwards and increase the risk for investment in such hydro power plants.

Zusammenfassung

Erneuerbare Energien stehen im Zentrum der heutigen Energiewirtschaft und sind ein wichtiger Bestandteil der nationalen und internationalen Energieplanung. Gerade in Österreich nimmt die Wasserkraft traditionell einen wesentlichen Teil an der erneuerbaren Stromproduktion ein. Doch auch erneuerbare Energieträger haben, so wie alle Formen der Energieproduktion, eine gewisse Auswirkung auf ihr Umfeld. So kommt es beispielsweise bei Wasserkraftwerken, aufgrund ihrer Auswirkungen die Umwelt, oft zum Widerstand gegen geplante Projekte.

In dieser Diplomarbeit wurde am Beispiel des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen versucht, mit Hilfe einer Nutzen-Kosten Analyse genau diese Auswirkungen (bzw. den Ressourcenverzehr) aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive zu beleuchten. Alle messbaren Wirkungen des Projekts wurden erfasst, monetarisiert und in Folge zu Ergebnisgrößen zusammengefasst. Dadurch konnte der volkswirtschaftliche Nutzen des Kraftwerkprojekts den verursachten volkswirtschaftlichen Kosten gegenübergestellt werden.

Die Frage nach der volkswirtschaftlichen Rentabilität des Wasserkraftwerks stand im Mittelpunkt der Arbeit sowie die Diskussion über den Einfluss einer verkürzten Konsensdauer (Bewilligungsdauer) auf die volkswirtschaftliche Rentabilität von Wasserkraftwerken im Allgemeinen.

Dabei konnte das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen ein klar positives Ergebnis erzielen, erst unter extremen Annahmen der Diskontierungsrate wird das Wasserkraftwerk aus volkswirtschaftlicher Sicht unrentabel. Aufgrund dessen, dass der Standort des Wasserkraftwerks bereits seit Jahrzehnten durch eine Sohlstufe stark beeinflusst war, konnte dieser durch das Projekt deutlich aufgewertet werden.

Zusätzlich hat die Diskussion einer verkürzten Konsensdauer (Bewilligungsdauer) deutlich gemacht, dass Wasserkraftwerke im Allgemeinen einen langen Zeitraum (abhängig vom Vergleichsmaßstab) benötigen um sich volkswirtschaftlich amortisieren zu können, vor allem aufgrund ihrer hohen Investitionskosten. Eine Bewilligung auf nur mehr 60 Jahre (anstatt 90 Jahre) hätte einen großen Einfluss auf die volkswirtschaftliche Rentabilität solcher Kraftwerke und würde das Risiko einer Investition in solche Anlagen deutlich erhöhen.

Danksagung

Am Beginn dieser Arbeit ist es mir ein großes Anliegen, einigen Personen meinen persönlichen Dank auszusprechen.

Zuerst möchte ich meinem lieben Vater danken, der für mich als passionierter Wasserbauer mit langjähriger Erfahrung immer die erste Ansprechperson war, mir mit Rat und Tat zur Seite stand und auf meine (gefühlten) tausenden Fragen fast immer Antworten wusste.

Auch möchte ich meinen persönlichen Dank der ganzen Salzburg AG, besonders aber Herrn DI Stephan Seiwald aussprechen, der trotz seines dichten Terminkalenders stets bemüht war mir sämtliche Fragen zu beantworten oder mich an einen fachkundigen Mitarbeiter weiter zu vermitteln. Ohne diese Unterstützung wäre die Diplomarbeit in ihrer jetzigen Form nicht möglich gewesen.

Herzlich bedanken möchte ich mich auch bei meinem Betreuer Prof. Michael Getzner, der immer für Besprechungstermine und Diskussionen verfügbar war, was angesichts der angespannten Situation in der sich die Unis befinden keine Selbstverständlichkeit ist.

Abschließend möchte ich auch all meinen Freunden und helfenden Händen danken, die mir tatkräftig zur Seite standen und mich bei Problemen unterstützt haben.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
2	Problemstellung	3
3	Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft in Österreich	4
3.1	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	4
3.1.1	Europäische Union.....	5
3.1.2	Bundesebene – Republik Österreich	7
3.1.3	Landesebene.....	9
3.2	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	10
3.3	Naturräumliche Rahmenbedingungen	11
3.4	Politische Rahmenbedingungen	12
3.5	Zusammenfassung und Diskussion:.....	13
4	Methodik	15
4.1	Die Nutzen-Kosten Analyse im Allgemeinen	15
4.2	Abgrenzung zu anderen Analysemethoden	17
4.3	Aufbau der NKA	18
4.4	Bestandteile.....	18
4.4.1	Klassifizierung von Effekten.....	18
4.4.2	Nebenbedingungen	20
4.4.3	Monetarisierung von Nutzen und Kostenkomponenten	22
4.4.4	Diskontierung von Nutzen und Kosten.....	24
4.4.5	Risiko und Unsicherheit (Sensitivitätsanalyse).....	24
4.4.6	Ergebnisgrößen.....	25
4.5	Kritik und Schwächen der NKA	26
4.6	Vorgangsweise bei der vorliegenden KNA	27
5	Projektbeschreibung	30
5.1	Das Projektgebiet	30

5.2	Das Kraftwerk Sohlstufe Lehen	32
5.3	Kostenaufstellung des Kraftwerks.....	35
5.3.1	Interne Kosten des Wasserkraftwerks	35
5.3.2	Externe Kosten des Wasserkraftwerks.....	37
6	Alternativen im Bereich der Stromerzeugung.....	44
6.1	Stromerzeugung aus Windkraft	45
6.1.1	Überblick.....	45
6.1.2	Interne Kosten von Windkraftanlagen	45
6.1.3	Externe Kosten von Windkraftanlagen.....	48
6.2	Stromerzeugung aus kalorischer Quelle.....	51
6.2.1	Überblick.....	51
6.2.2	Interne Kosten des kalorischen Kraftwerks.....	53
6.2.3	Externe Kosten des kalorischen Kraftwerks	56
6.3	Erschließung von Stromeinsparungspotentialen	57
6.3.1	Überblick.....	57
6.3.2	Kosten der Erschließung von Stromeinsparungspotentialen	62
6.4	Stromimporte	68
7	Hochwasserschutz.....	70
7.1	Überblick	70
7.2	Kosten der Hochwasserschutzmaßnahmen	72
8	Ökosystemleistungen	76
8.1	Überblick	76
8.2	Bewertung der Einflüsse auf relevante Ökosystemleistungen	82
9	Ergebnisdarstellung.....	85
9.1	Ermittlung der volkswirtschaftlich effizientesten Variante.....	85
9.2	Zusammenführung des Ergebnisses aller Untersuchungspunkte	88
9.3	Fazit aus der Ergebnisdarstellung.....	92
10	Sensitivitätsanalyse- Diskussion der Ergebnisse	93

10.1	Allgemeine Diskussion.....	93
10.2	Fazit aus der allgemeinen Diskussion innerhalb der Sensitivitätsanalyse (Beantwortung der ersten Forschungsfrage).....	99
10.3	Diskussion des Einflusses einer verkürzten Konsensdauer auf die Rentabilität des Wasserkraftwerks.....	101
10.4	Fazit der Diskussion über die Auswirkungen einer verkürzten Konsensdauer auf die volkswirtschaftliche Rentabilität des Kraftwerks (Beantwortung der zweiten Forschungsfrage) ..	107
11	Schlussfolgerung.....	108
	Quellenverzeichnis	110
	Anhang	123

Abkürzungsverzeichnis

BBP = Bebauungsplan

BMF = Bundesministerium für Finanzen

BMLFUW = Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft

BMWFJ = Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend

BW = Barwert

EIWOG= Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

EU = Europäische Union

FEERL = Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

FLWP = Flächenwidmungsplan

IZS = Interner Zinssatz

m.ü.A. = Meter über Adria

NKA = Nutzen Kosten Analyse

NKV = Nutzen Kosten Verhältnis

o.J. = ohne Jahresangabe

QZV Ökologie OG = Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer

RAV = Regelarbeitsvermögen

RL = Richtlinie

ROG = Raumordnungsgesetz

u.a. = unter anderem

UVP = Umweltverträglichkeitsprüfung

WKW = Wasserkraftwerk

WRRL = Wasserrahmenrichtlinie

1 Einführung

Stetig wachsender Ressourcenverbrauch und die damit einhergehende Umweltzerstörung ist eines der größten globalen Probleme, welche es in Zukunft zu lösen gilt. Zahlreiche Folgen wie zum z.B. der Treibhauseffekt wird u.a. als Begleiterscheinung der Energieversorgung angesehen. Erneuerbare Energieträger reduzieren zwar die negativen Auswirkungen auf die Umwelt, jedoch ist jede Art der Erzeugung an einen gewissen Ressourcenverbrauch gekoppelt (Quaschnig, 2013, S.5). So haben genauso auch Wasser- und Windkraftanlagen Umweltauswirkungen zur Folge.

Probleme ergeben sich auch dadurch, dass die energiepolitischen Ziele eines Landes in vielen Fällen nicht mit den Umweltzielen kongruent sind. Die Abhängigkeit der konventionellen Energiepolitik und der Umweltpolitik voneinander hat sich schon an vielen Beispielen gezeigt, ein höherer Stellenwert des einen bedeutete in der Vergangenheit oft Einbußen des anderen Bereichs. Es gab jedoch immer wieder Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (UVP-Gesetz 2000, Wasserrahmenrichtlinie, etc...) mit der Absicht ein Gleichgewicht zwischen diesen Bereichen zu schaffen.

Es drängt sich dabei die Frage auf, wie eine „ausgewogene“ Entwicklung unter der Berücksichtigung gegebener Ressourcen und Zielen unterschiedlicher Politiken erreicht werden kann, ohne Wohlfahrtseinbußen hinnehmen zu müssen.

Einen möglichen neuen Weg hat die Europäische Union eingeschlagen, erstmals wird auf europäischer Ebene mit Hilfe der Energieeffizienzrichtlinie das Thema Energieeffizienz aufgegriffen. Die Forcierung einer Reduktion des Primär- oder Endenergieverbrauches stellt den Ansatz dar, durch eine verpflichtende Reduzierung des Energieverbrauchs der stetigen Verbrauchssteigerung Herr zu werden.

Einen wichtigen Beitrag kann auch eine volkswirtschaftlich effiziente Planung der Erzeugungsanlagen leisten. Dabei ist nicht nur die Idee der erneuerbaren Energien im Vordergrund, vielmehr geht es darum die gesamtwirtschaftlich verträglichsten Lösungen zu finden. Dazu ist es nötig, geplante Vorhaben genau zu prüfen und über die gesamte Laufzeit mit möglichen Alternativen zu vergleichen. Mit Hilfe dessen kann eine Aussage über den Ressourcenverzehr und die zu erwartenden Projektwirkungen gemacht werden. Es geht grundsätzlich darum, eine Planungs- und Entscheidungsgrundlage nach gesamtwirtschaftlichen Kriterien zu kreieren und somit Investitionen in Projekte zu rechtfertigen. In der Praxis aber werden solche umfassenden Analysen selten angewendet, da sie mit einem erheblichen Planungs- und Zeitaufwand verbunden sind.

In der vorliegenden Diplomarbeit wird versucht, genau diesen Kriterien effizienter volkswirtschaftlicher Planung Rechnung zu tragen. So wird nicht nur das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen in der Stadt Salzburg auf seine gesamtwirtschaftliche Rentabilität geprüft, es wird im weiteren Sinn eine Aussage über die gesamtwirtschaftliche Rentabilität von Wasserkraftwerken im Allgemeinen (am Beispiel des Kraftwerks in Lehen) gemacht. Dabei steht die Bewilligungsdauer (Konsensdauer), als wesentlicher Parameter für solche Kraftwerke im Vordergrund, zusätzlich wird die Frage bearbeitet, wie sich eine verminderte Bewilligungsdauer solcher Anlagen auf die volkswirtschaftliche Rentabilität auswirkt.

2 Problemstellung

Diese Diplomarbeit behandelt im Detail die volkswirtschaftliche Bewertung des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen in der Stadt Salzburg. Es wird versucht, mit Hilfe des Instrumentariums der Nutzen-Kosten Analyse (NKA) ex post alle Projektwirkungen mengenmäßig zu erfassen und zu bewerten. Durch die Monetarisierung dieser, können die Vor- (Nutzen) und Nachteile (Kosten) des Projekts aggregiert und in ihrer Gesamtheit dargestellt werden.

Die konkreten Forschungsfragen dieser Arbeit sind:

- a) Ist das Kraftwerk Sohlstufe Lehen aus österreichisch gesamtwirtschaftlicher Sicht rentabel?
- b) Wie wirkt sich eine veränderte Konsensdauer (Bewilligungsdauer) auf die volkswirtschaftliche Rentabilität des Kraftwerks aus?

Zur Beantwortung dieser beiden Forschungsfragen wird die Nutzen-Kosten Analyse als Bewertungsinstrumentarium verwendet, da diese eine gesamtwirtschaftliche (gesamtheitliche) Analyse, unter vorher klar definierten Rahmenbedingungen (politisch, rechtlich, wirtschaftlich, etc...), möglich macht. Aufbauend auf einem Mengengerüst der erfassbaren Wirkungen kann mittels Kostenansätzen eine Aggregation dieser zu einem Ergebnis erfolgen und so eine Gesamtaussage zum Wasserkraftwerk gemacht werden. Neben der Betrachtung der internen und externen Kosten aller Erzeugungsalternativen werden auch die projektspezifischen Auswirkungen auf den veränderten Hochwasserschutz und die betroffenen Ökosystemleistungen in diesem Bereich untersucht.

Als Ergebnisgrößen dienen der diskontierte Barwert, der interne Zinssatz und das diskontierte Nutzen Kosten Verhältnis. Die Laufzeit der Berechnungsgrößen ist gleich der Laufzeit der Konsensdauer, ausgehend vom Jahr 2009 bis zum Jahr 2099.

Nach der allgemeinen Ergebnisdarstellung wird innerhalb einer Sensitivitätsanalyse diskutiert und demonstriert, wie sich die volkswirtschaftliche Rentabilität des Wasserkraftwerkprojekts im Zuge einer verkürzten Bewilligungsdauer (Konsensdauer), neben anderen Eingangsgrößen, verändern würde.

Diese Bewertung soll dazu beitragen, eine sachliche Aussage zum Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen und dessen volkswirtschaftliche Rentabilität machen zu können.

3 Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft in Österreich

3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Das Elektrizitätsrecht deckt alle Stufen der Wertschöpfung der Elektrizitätsversorgung ab (Produktion, Transport, Verteilung, Handel, Verkauf) und schneidet verschiedene Rechtsbereiche des öffentlichen Rechts sowie des Privatrechts an. Deshalb wird hier von einer Querschnittsmaterie gesprochen (Österreichs Energie-Wirtschaft, o.J. a, online).

Abhängig vom Projekttyp können verschiedene Gesetzesmaterien relevant oder irrelevant sein. Beispielsweise spielt das Wasserrechtsgesetz bei der Umsetzung von Wasserkraftwerken eine große Rolle, während dieses Recht auf den Bau von Windkraftanlagen kaum eine Auswirkung haben wird. Andere allgemeinere Gesetze wie z.B. das Naturschutzrecht oder das Raumordnungsrecht sind hingegen unabhängig vom Vorhaben in jedem Fall relevant. Die Kompetenzen der Gesetzgebung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft sind auf die verschiedenen Ebenen (EU, Bund, Land) verteilt. Einen groben Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlich relevanten Rechtsdokumente und der dazugehörigen Kompetenzverteilung soll Tabelle 1 geben¹.

Tabelle 1: Überblick über ausgewählte Rechtsbereiche der Energiewirtschaft

Kompetenzebene	Rechtsmaterie
Europäische Union	Ökodesign Richtlinie
	Elektrizitätsbinnenmarkt RL
	Wasserrahmenrichtlinie
	Energieeffizienzrichtlinie
	Richtlinie zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen
	Erneuerbare Energien RL
Bundesebene	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG)
	Energie-Control-Gesetz
	Wasserrechtsgesetz, Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer

¹ Diese hier angeführte Darstellung beinhaltet nur einen sehr kleinen ausgewählten Teil aller existierenden Rechtsdokumente. Eine genauere Aufarbeitung ist nicht Thema der Diplomarbeit und würde den Rahmen bei weitem übersteigen.

	Ökostromgesetz
	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
	Forstrecht
	2.Verstaatlichungsgesetz
	Erneuerbare-Energien-Ausbau Gesetz
Landesebene	Naturschutzrecht
	Landeselektrizitätsgesetz
	Raumordnungsrecht
	Baurecht (Baupolizeigesetz, Bebauungsgrundlagengesetz)

Quelle: Österreichs Energie-Wirtschaft, o.J., online; eigene Darstellung

Tabelle 1 veranschaulicht die Vielzahl an Gesetzen und Richtlinien die auf Projekte der Energiewirtschaft Einfluss nehmen können. Zu Tabelle 1 muss jedoch angeführt werden, dass einige angeführten Gesetze auf Bundes- und Landesebene die Umsetzung einer EU-RL darstellen und somit nur eine Umsetzung auf einer anderen Kompetenzebene sind.

Welche Rechtsmaterien aber in der Realität wirklich von Bedeutung sind, hängt vom Vorhaben und vom Standort ab. Den textlich hervorgehobenen Rechtsdokumenten aus Tabelle 1 kommt aus Sicht des Autors eine wichtige Rolle zu, deshalb wird auf diese, unterteilt nach Kompetenzebene, genauer eingegangen.

3.1.1 Europäische Union

Besonders wichtige Dokumente für die Energiewirtschaft, im spezielleren für die Wasserkraftnutzung, stellen die Energieeffizienzrichtlinie, die Richtlinie zu den erneuerbaren Energien und die Wasserrahmenrichtlinie dar.

Die **Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen** schafft einen einheitlichen Rahmen für die Mitgliedsstaaten zur Förderung von erneuerbaren Energien. Jeder Mitgliedsstaat hat die Aufgabe, verbindliche nationale Ziele festzulegen, die dem europäischen Gesamtziel der Deckung des Bruttoendenergieverbrauchs von mindestens 20 Prozent aus erneuerbaren Energien gerecht werden (Art.3, Abs.1, EU FEERL, 2009).

Dieser Anteil von 20 Prozent muss bis 2020 erreicht werden. Zusätzlich verpflichtet sich jeder Mitgliedsstaat, „[...] dass sein Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen bei allen Verkehrsträgern im Jahr 2020 mindestens 10 % seines Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor entspricht.“ (Art.3, Abs. 4, EU FEERL, 2009)

Zur Umsetzung der Ziele müssen nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien erstellt werden, die neben den Zielen auch Maßnahmen zur Erreichung dieser zu enthalten haben (Art.4, Abs.1, EU FEERL, 2009).

Die **Energieeffizienzrichtlinie** verpflichtet die Mitgliedsstaaten zu einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 Prozent. Mit dieser Richtlinie wird ein verpflichtender Rahmen geschaffen, der eine Erreichung dieser Vorgaben aller Mitgliedsstaaten gewährleisten soll. Diese Einsparungen können entweder im Bereich des Primärenergie- oder im Endenergieverbrauch sowie bei der Energieintensität verordnet werden. Dieser Ansatz ist besonders dahingehend neuartig, als dass es den Mitgliedsstaaten überlassen ist, das Angebot oder die Nachfrage zu „regulieren“. Im Falle einer Angebotsregulierung ist es Aufgabe der Mitgliedsstaaten, alle im Hoheitsgebiet des eigenen Staates tätigen Energieunternehmen und/oder Energieverteiler zu einem kumulierten Einsparungsziel in der Höhe von 1,5 Prozent des jährlichen Energieabsatzes an Endkundinnen und Endkunden zu verpflichten. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit alternative Maßnahmen zu Einsparung bei Endkundinnen und Endkunden zu setzen. Auch hier gilt die Regel der jährlichen Einsparungsverpflichtung um 1,5 Prozent des Endenergiebedarfs (BMWfJ, 2013, online).

Da es in der vorliegenden Arbeit um die volkswirtschaftliche Bewertung eines Wasserkraftwerks handelt, wird kurz auf die **Wasserrahmenrichtlinie** (WRRL) eingegangen. Diese trat im Jahr 2000 in Kraft und legt Umweltziele für Grundwasser und Oberflächengewässer innerhalb der EU fest. Die WRRL schreibt vor, dass bis zum Jahr 2015 folgende Ziele erreicht werden müssen:

- *Ein "guter ökologischer Zustand"² und ein guter chemischer Zustand für die natürlichen Oberflächengewässer,*
- *ein gutes ökologisches Potenzial und guter chemischer Zustand für künstliche und natürliche, aber erheblich veränderte Gewässer sowie*
- *ein guter chemischer und mengenmäßiger Zustand des Grundwassers.*

(Umweltbundesamt, o.J.b, online)

Die WRRL hat somit einen großen Einfluss auf jegliche Art der Gewässernutzung. Die Wasserkraftnutzung ist immer mit einer gewissen Beeinträchtigung des Gewässers verbunden. Neben der Wasserqualität und der Gewässergüte orientiert sich die WRRL auch an der Hydrologie und Morphologie, also dem Gewässer als Lebensraum. Der Gewässerökologie wurde mit der WRRL ein höherer Stellenwert auf europäischer Ebene eingeräumt. Daraus ergeben sich neue

² Als guter Zustand wird jener Zustand bezeichnet, der von einem „sehr guten“ (d.h. weitgehend anthropogen unbeeinflussten) Zustand nur geringfügig abweicht (Umweltbundesamt, o.J.b, online).

Herausforderungen für die Wasserkraftnutzung in der EU aber auch innerhalb Österreichs, da sich die Rahmenbedingungen deutlich „verschärft“ haben (Stigler et al., 2005, S.1).

3.1.2 Bundesebene – Republik Österreich

Zweifelsohne von großer Bedeutung und stark richtungsweisend für die österreichische Energiewirtschaft ist das **Ökostromgesetz**. Dieses trat 2002 in Kraft und wurde seither mehrmals novelliert. Vor allem die dadurch geregelten Einspeistarife gaben dem Ökostromsektor einen wesentlichen Entwicklungsimpuls. Durch eine Gesetzesnovelle im Jahr 2006 kam es hingegen zu einem Einbruch dieser Entwicklungen (Lebensministerium, 2012, online). Die Abänderung beinhaltete eine Kürzung der Einspeistarife sowie die Deckelung der Förderbeträge und führte zu einer Stagnation des Ausbaues von neuen Anlagen. Mit der Novellierung im Jahr 2009 wurden die Rahmenbedingungen für Investorinnen und Investoren wieder verbessert, es kam zu einer erneuten Adaptierung der Einspeistarife (Umweltbundesamt, o.J.a, online). Eine weitere Anpassung des Gesetzes im Jahre 2012 war auf Grund der unbefriedigenden Situation für Investorinnen und Investoren sowie der Politik nötig. Änderungen ergaben sich unter anderem bei den Einspeisetarifen, den Ökostrom Zielsetzungen für das Jahr 2020 und durch die Anhebung des Gesamtfördervolumens (Lebensministerium, 2012, online).

Auf Bundesebene kann das **Elektrizitätswirtschafts- und –Organisationsgesetz (EIWOG)** aus rechtlicher Sicht als besonders bedeutendes Rechtsdokument angesehen werden. Im EIWOG werden unter anderem Vorgaben für einen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt, die Zusammenarbeit mit der Energieregulierungsbehörde (E-Control) und die Netzzugangsbedingungen für den grenzübergreifenden Stromhandel geregelt. Zusätzlich behandelt es die Grundversorgung aller Haushaltskundinnen und -kunden, das Recht auf freie Lieferantinnen- und Lieferantenwahl sowie die Gewähr von leicht vergleichbarer und nicht diskriminierender Preisgestaltung (BMF, Bundeskanzleramt, 2010, online). Zusätzlich wurden mit der aktuellsten Fassung des EIWOG die Bestimmungen für die Entflechtung von Netzbetreiberin bzw. Netzbetreiber von den übrigen Unternehmensteilen weiter verschärft. Problematisch bleibt jedoch, dass der Bund in gewissen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft nur Grundsatzgesetze erlassen darf, für die Ausführungsgesetze sind die Länder zuständig³. Das bedeutet nach dem Inkrafttreten des „Bundes-EIWOG“ müssen binnen 6 Monaten die Länder ihre weitgehend identischen „Landes-EIWOGs“ umsetzen (Fischer, Rosenkranz, 2012, S.190f.).

³ Dies wird im Artikel 12 des Bundesverfassungsgesetzes (Art. 12 B-VG) geregelt.

Bei bestimmten Infrastrukturvorhaben muss eine **Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)**, welche ihre rechtliche Grundlage auf dem **Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000** bzw. der Umweltverträglichkeitsprüfungs RL hat, durchgeführt werden. Es handelt sich hierbei um ein konzentriertes Genehmigungsverfahren, welches die Bewilligung auch nach den Gesichtspunkten anderer relevanter Gesetze erteilt. Sinn der UVP ist, die integrierte Bewertung aller relevanten Umweltauswirkungen aufzuzeigen und eine Entscheidungsgrundlage zu schaffen. Zu einer UVP Pflicht bei einem Vorhaben kann es nicht nur beim Neubau eines Vorhabens sondern auch bei Ausbau bzw. Änderung kommen. Das UVP Gesetz sieht eine breite Öffentlichkeitsbeteiligung vor, beispielsweise können NGOs aber auch Bürgerinnen- und Bürgerinitiativen Parteistellung im Verfahren erlangen (Ökobüro, 2013, online).

Das UVP Verfahren wird aufgeteilt in die Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) und in die Umweltverträglichkeitsprüfung mit Gutachten (UVG). Die UVE muss von der Projektwerberin bzw. vom Projektwerber in Auftrag gegeben werden damit diese erarbeiteten Unterlagen dann in weiterer Folge im Rahmen des UVGs geprüft werden können. Diese Prüfbehörde stellt in der Regel die Landesregierung, in spezielleren Fällen (z.B. Bundesstraßen, Eisenbahn-Hochleistungsstrecken) handelt es sich bei der Prüfbehörde um das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technik (BMVIT).

Neben dem herkömmlichen UVP Verfahren kann bei kleineren Vorhaben ein vereinfachtes Verfahren zum Zug kommen. Ob ein Vorhaben überhaupt UVP pflichtig ist und in welchem Rahmen (konzentriert, vereinfacht) es geprüft werden muss, ist dem Anhang des Gesetzes zu entnehmen. Beispielsweise sind Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 15 Megawatt UVP pflichtig (Anh.1, Sp.1, Z.30, Abs.a, UVP-Gesetz, 2000), deshalb war für das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen (Engpassleistung 13,7 MW) keine UVP notwendig.

Für Vorhaben zur Wasserkraftnutzung ist auch das **Wasserrechtsgesetz** wichtig. Dieses in seiner Grundfassung seit 1959 existierende Gesetz ist ein Ressourcenbewirtschaftungsrecht, das auch längerfristige wasserwirtschaftliche Planungen umfasst. Es stellt die rechtliche Grundlage für eine Vielzahl von Maßnahmen dar sowie für die zu ihrer Umsetzung erforderlichen rechtlichen Instrumente. Das Wasserrechtsgesetz kann grob in drei Themengebiete aufgeteilt werden:

- *die Benutzung der Gewässer*
- *der Schutz und die Reinhaltung der Gewässer*
- *der Schutz vor den Gefahren des Wassers*

Das Wasserrechtsgesetz wurde in den letzten Jahren mehrfach novelliert, die letzte Novellierung fand im Jahr 2013 statt (BMLFUW, 2013, online).

Für die energiewirtschaftliche Nutzung der österreichischen Gewässer hat das Wasserrecht große Bedeutung. Innerhalb des Wasserrechtsgesetzes ist eine Vielzahl von Bestimmungen zu finden, die für die Errichtung und den Betrieb von Wasserkraftwerken höchste Relevanz haben. Hervorzuheben ist u.a. der § 21 des WRG, dieser behandelt die Thematik der Bewilligungsdauer (Konsensdauer) für Wasserkraftanlagen und die Kriterien einer Wiederverleihung der wasserrechtlichen Bewilligung. Bedeutend in diesem Zusammenhang ist ebenfalls die **Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer** (QZV Ökologie OG). Diese trat 2010 in Kraft und hat als rechtliche Grundlage § 30 des WRG. Die QZV Ökologie OG legt genaue Werte für die Qualitätskomponenten (sehr gut, gut, etc...(siehe dazu **WRRL**)) der unterschiedlichen Zustände aller Oberflächengewässer in Österreich fest. Zusätzlich enthält die Verordnung Festlegungen über den Umgang mit den definierten Qualitätszielen im wasserrechtlichen Bewilligungsverfahren (BMLFUW, 2014, online). Die QZV Ökologie OG ist eine weitere wichtige Grundlage für die Planung von Wasserkraftanlagen.

3.1.3 Landesebene

Auch die Länder haben die rechtliche Möglichkeit auf die Elektrizitätswirtschaft einzuwirken. Wie bereits erwähnt, muss das „Bundes-EIWOG“ in ein „Landes-EIWOG“ umgesetzt werden. Daraus ergeben sich 9 verschiedene Landeselektrizitätsgesetze. Weitere relevante Materien sind das Naturschutzrecht, das Raumordnungsrecht (eng verbunden mit dem Baurecht).

Das **Naturschutzrecht** sieht grundsätzlich einen Vorrang des öffentlichen Interesses am Naturschutz gegenüber anderen Interessen vor. Diese Besserstellung der Naturschutzinteressen kann jedoch für Maßnahmen zurückgenommen werden, wenn

1. *„den anderen öffentlichen Interessen im Einzelfall der Vorrang gegenüber den Interessen des Naturschutzes zukommt und*
2. *zur Maßnahme nachweislich keine geeignete, die Naturschutzinteressen weniger beeinträchtigende Alternativlösung besteht.“* (§ 3, Abs. 2, Slb. NSchG, 1999)

Kommt den Interessen des Naturschutzes nach den gesetzlichen Bestimmungen nicht der Vorrang zu, so müssen Ersatz- bzw. Ausgleichsmaßnahmen getroffen werden. Ersatzmaßnahmen müssen jedoch nicht umgesetzt werden wenn diese *„[...]zur Errichtung oder Änderung von solchen Anlagen erforderlich sind, die unmittelbar der Erzeugung von Energie aus sich erneuernden Energieträgern dienen [...].“* (§ 3, Abs. 6, Slb. NSchG, 1999)

Dieser Absatz des § 3 ist besonders interessant, da er erst durch eine Abänderung des Salzburger Landtages vom 1. Mai 2013 dem Salzburger Naturschutzgesetz hinzugefügt wurde und Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien einen hohen Stellenwert einräumt (Art. 7, Slb. LGBl, 2013)

Das **Raumordnungsgesetz**, welches in enger Beziehung mit dem Baurecht steht, stellt eine weitere wichtige Gesetzesgrundlage dar. Sie gibt die raumplanerischen Ziele vor und definiert sich im Gesetz als

„[...]die planmäßige Gestaltung eines Gebiets [...]und nimmt dabei auf die natürlichen Gegebenheiten sowie – unter Respektierung der Grund- und Freiheitsrechte – auf die abschätzbaren wirtschaftlichen, sozialen, gesundheitlichen und kulturellen Bedürfnisse der Bevölkerung Bedacht.“ (§ 1, Abs. 1, Slb. ROG)

Ein Ziel des Raumordnungsgesetzes ist *„die Erhaltung und Entwicklung einer möglichst eigenständigen und nachhaltigen Energieversorgung.“* (§ 2, Abs. 2, P. 15, Slb. ROG)

Im Hinblick auf dieses Ziel kann der Grundsatz der sparsamen Verwendung von Energie sowie der bevorzugte Einsatz heimischer und erneuerbarer Energien hervorgehoben werden (§2, Abs. 2, P.5, Slb. ROG 2009). Dadurch nimmt auch die Raumplanung mit ihren Zielsetzungen und Grundsätzen Einfluss auch die Energiewirtschaft, spezieller auf die Elektrizitätswirtschaft.

Zusätzlich fällt in Österreich die Kompetenz der örtlichen Raumplanung in den eigenen Wirkungsbereich der Gemeinden, sie sind für die Erstellung des Flächenwidmungsplanes (FLWP), des Bebauungsplanes (BBP) und des örtlichen Entwicklungskonzeptes (ÖEK) verantwortlich. Vor allem der FLWP ist in erster Linie für Vorhaben von Bedeutung, da ohne eine entsprechende Nutzungswidmung ein Vorhaben nicht umgesetzt werden kann. Die überörtliche Raumplanung ist im Bundesland Salzburg Aufgabenbereich des Landes bzw. der Regionalverbände.

3.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Prägend für die Struktur des österreichischen Strommarktes war das 2. Verstaatlichungsgesetz im Jahr 1947. Aus diesem Gesetz heraus entstanden eine Verbundgesellschaft, neun Landesgesellschaften, fünf landeshauptstädtische Gesellschaften und mehrere Sondergesellschaften sowie deren Aufgabenbereiche, die sich bis heute kaum verändert haben. Die Verbundgesellschaft hatte ihren Aufgabenbereich auf überregionaler Ebene in Bezug auf Produktion und Verteilung, den anderen Gesellschaften oblag die Verteilung und Versorgung in ihren zugeteilten Gebieten. Die damalige Struktur hatte das System eines vertikal integrierten Regionalmonopols welches zu 100% in öffentlichem Besitz war. Seit einer Novelle des 2. Verstaatlichungsgesetzes im Jahre 1987 müssen alle Gesellschaften zu mindestens 51% im öffentlichen Besitz sein. Die Preisgestaltung wurde von

einer eigenen Preisbehörde übernommen, die von einer Preiskommission beraten wurde. Diese Preiskommission setzte sich aus Vertreterinnen und Vertretern der Sozialpartnerschaften zusammen. Die Preisfestlegung musste „volkswirtschaftlich gerechtfertigt“ sein, im Preis wurde sowohl die Situation der Erzeugerinnen und Erzeuger als auch die der Endkundinnen und Endkunden miteinbezogen (Haberfellner, 2002, S.2f.).

Mit der Umsetzung der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie in Österreich durch das EIWOG im Jahr 1998 veränderte sich die Struktur des österreichischen Strommarktes grundlegend. Dieses sah eine stufenweise Marktöffnung vor, mit einer Gesetzesnovelle im Jahre 2001 kam es jedoch zu einer vollständigen Marktöffnung. Es wurde eine unabhängige Regulierungsbehörde eingeführt, deren Legitimität auf dem Energie-Control-Gesetz fußt. Diese Regulierungsbehörde (E-Control) soll die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmern sicherstellen und gewährleisten. Zwar ist es allen Endabnehmerinnen und Endabnehmern aufgrund der Marktöffnung freigestellt von welchem Unternehmen der Strom bezogen wird, bei der Übertragung und Verteilung (Netzinfrastruktur) gibt es aufgrund der natürlichen Monopolstellung⁴ der Landesgesellschaften nur eine Anbieterin bzw. Anbieter. Die Netzzugangsentgelte werden behördlich geregelt. (Haberfellner, 2002, S.3ff.). Grundsätzlich wird im Zuge der österreichischen Strommarktliberalisierung von 3 Liberalisierungspakten gesprochen, diese traten jeweils 1996, 2001 und 2009 in Kraft. Vor allem die Netzzugangsregelungen, die europäische Harmonisierung des Marktes, die Schaffung einer Regulierungsbehörde und die Entflechtung der Organisation und Rechtsform waren wichtige Änderungen dieser Pakete (Österreichs Energie-Wirtschaft, o.J. b, online).

3.3 Naturräumliche Rahmenbedingungen

Ein grundlegendes Kriterium für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sind, neben allen anderen angeführten, die naturräumlichen Rahmenbedingungen. Denn für alle Erzeugungsmöglichkeiten von Energie werden in irgendeiner Form Ressourcen benötigt. Während kalorische Erzeugungsmöglichkeiten weniger an den Standort der von ihnen benötigten Ressourcen gebunden sind (Kohle und Gas können transportiert werden), müssen Anlagen für erneuerbare Energien, vor allem zur Stromproduktion, dort situiert sein, wo die benötigte Ressource (Wind, Wasser, Sonne) auch wirklich gegeben ist. Dabei spielt die Topographie eine wesentliche Rolle, unterschiedliche naturräumliche Gegebenheiten bedeuten auch unterschiedliche (erneuerbare)

⁴ Dieses Prinzip der Entkoppelung der Stromanbieterin bzw. des Stromanbieters von der Netzbetreiberin bzw. des Netzbetreibers wird **Unbundeling** (Anm: Entbündelung) genannt; ein **natürliches Monopol** entsteht, „[...] weil eine einzelne Unternehmung ein bestimmtes Gut für den gesamten Markt zu niedrigeren Kosten als zwei oder mehr Unternehmungen produzieren kann.“ (Mankiw, Taylor, 2008, S.353). Ein bekanntes Beispiel in Österreich für ein natürliches Monopol ist die Schieneninfrastruktur der Österreichischen Bundesbahnen.

energietechnische Potentiale. So hat das Bundesland Salzburg naturgemäß einen wesentlich stärkeren Fokus auf die Wasserkraft als z.B. das Burgenland, umgekehrt sind jedoch dort die Potentiale für Windkraft deutlich besser als in Salzburg.

3.4 Politische Rahmenbedingungen

Im Mittelpunkt der europäischen und auch österreichischen Energiepolitik stehen zwei zentrale Herausforderungen. Zum einen die Gewährleistung einer versorgungssicheren und wirtschaftlich leistbaren sowie zum anderen eine zukunftsorientierte und nachhaltige Energieversorgung.

Als Basis der österreichischen Energiepolitik stehen folgende drei Grundsätze:

- *Versorgungssicherheit*
- *Energieeffizienz und*
- *erneuerbare Energie*

Im Vordergrund der österreichischen Energiestrategie steht die vorrangige Steigerung der Energieeffizienz auf allen Stufen der Bereitstellung und Nutzung. Zusätzlich soll ein bestmögliches Maß an Versorgungs- und Krisensicherheit erreicht werden sowie ein höchstmöglicher Grad an Eigenversorgung unter Berücksichtigung der Kosteneffizienz (BMWFJ, o.J., online).

Quantitativ ausgedrückt setzt sich der Staat folgende Ziele, nachdem 2008 das damalige Klimapaket verabschiedet wurde:

- *den Anteil erneuerbarer Energieträger auf 34% zu erhöhen,*
- *die Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, bis 2020 um mindestens 16% zu reduzieren und*
- *die Energieeffizienz um 20% zu erhöhen.*

Diese Ziele müssen bis spätestens 2020 erreicht werden, es handelt sich um ein europaweites Energie- und Klimapaket (Lebensministerium, 2011, online).

Die politische Landschaft der österreichischen Energiewirtschaft wird sehr stark von der Europäischen Union bestimmt. Ihre Funktion als supranationale Gemeinschaft in der Gesetzgebung lässt sie viel Einfluss auf die nationalen Strommärkte nehmen. Wie bereits vorher erwähnt kam es zu essentiellen Änderungen im Bereich von Marktöffnungen und Liberalisierungen sowie Homogenisierungen aller europäischen Strommärkte.

3.5 Zusammenfassung und Diskussion:

Dieses Kapitel soll sowohl einen Einblick in die Komplexität der Materie geben als auch die starke Vernetzung der Bereiche Politik, Wirtschaft und Recht unterstreichen. Allein auf rechtlicher Ebene gibt es eine Vielzahl an Gesetzen deren Kompetenzen über alle Ebenen verteilt sind. Weiters haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aufgrund der EU Gesetzgebung seit 2002 stark verändert. Mittlerweile ist die Elektrizitätswirtschaft sehr stark von der Liberalisierung und Homogenisierung des europäischen Strommarktes geprägt.

Zur Energiepolitik in Österreich gibt das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend folgendes an:

„Zudem müssen Versorgungssicherheit und Krisenvorsorge für alle Energieträger erhöht und ein möglichst hoher Eigenversorgungsgrad unter gleichzeitiger Beachtung der Kosteneffizienz angestrebt werden.“ (BMWFJ, o.J., online).

Spätestens hier wird die Problematik für Energieanbieterinnen und Energieanbieter besonders deutlich. Einerseits soll eine möglichst hohe Versorgungssicherheit bzw. ein hoher Versorgungsgrad erreicht werden und andererseits sollten dafür möglichst wenig Mittel aufgewendet werden. Dies unterstreicht die Divergenzen mit der die Anbieterinnen und Anbieter zu kämpfen haben. Die Politik, auch als Vertretung der Bürgerinnen und Bürger fordert billige Energie die zugleich ökologisch verträglich und nachhaltig sein soll.

Erschwert werden die Rahmenbedingungen auf nationaler Ebene zusätzlich durch die starke Vernetzung des europäischen Strommarktes. Seit 2002 wurde der europäische Strommarkt in mehreren Paketen liberalisiert und homogenisiert. Dieser sukzessive Abbau von nationalen Barrieren hin zu einem europäischen Strommarkt hat neben den vielen Vorteilen für alle Marktteilnehmerinnen und -teilnehmer auch Nachteile für die nationalen Strommärkte. Die Einflussnahme auf nationaler Ebene wird dadurch zunehmend schwieriger.

Beispielsweise führt ein niedriger Strompreis im Ausland zu vermehrten Importen in Österreich, da es billiger ist als die benötigte Menge an Strom selbst zu erzeugen. Dadurch aber kann es passieren, dass der Betrieb eigener Anlagen unrentabel wird und diese stillstehen oder kaum in Betrieb sind. Ein bekanntes Beispiel dafür ist das Gaskraftwerk Mellach. Dieses wurde um rund 550 Millionen Euro vom Verbund errichtet und kaum in Betrieb genommen, da der Import von Energie derzeit billiger ist, als die benötigte Energie selbst zu erzeugen. Trotzdem fallen jährlich Kosten in der Höhe von rund 40 Millionen (Abschreibungen sind hierbei mit eingerechnet) an, nun soll das Kraftwerk eingemottet werden (der Standard, 2013, online).

Das Gaskraftwerk Mellach ist ein Beispiel dafür, wie schwer mittel- bis langfristige Planungen in der Energiewirtschaft sind. Durch die starke Vernetzung der Märkte können Handlungen im Ausland großen Einfluss auf die Rentabilität von Vorhaben im Inland haben, vor allem wenn Vorhaben erst in Planung sind und die Fertigstellung noch mehrerer Jahre bedarf.

4 Methodik

4.1 Die Nutzen-Kosten Analyse im Allgemeinen

Bei der Nutzen Kosten Analyse handelt sich um ein Verfahren zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von Projekten. Sie wird vor allem bei jenen Vorhaben eingesetzt die zum Teil oder ganz durch öffentliche Mittel finanziert werden. Die Nutzen-Kosten Analyse dient zur Beantwortung zweier zentraler Fragen:

- *Ist es aus ökonomischer Sicht sinnvoll, staatliche Projekte auf Kosten des Entzugs finanzieller Mittel aus dem privaten Sektor durchzuführen?*
- *Welches oder welche staatlichen Vorhaben sollen aus einer Anzahl potentieller Alternativen ausgewählt und in die Praxis umgesetzt werden?*

(Hanusch, 2011, S.1)

Als Referenzmaße zur Beantwortung dieser Fragen dienen die positiven und negativen Beiträge von Alternativen auf die gesellschaftliche Wohlfahrt. Essentiell bei der NKA ist es, jegliche projektinduzierte Veränderung in der Versorgung mit Konsumgütern in der Beurteilung zu berücksichtigen (Hanusch, 2011, S.1f.).

Im Vordergrund der Analyse steht wie bereits angeführt die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Als Wirtschaftlichkeit wird der effiziente Umgang mit knappen Ressourcen verstanden. Die Nutzen Kosten-Analyse soll als Hilfe für ökonomisch effiziente Entscheidungen dienen. Vor allem die Frage, wie angestrebte Ziele mit einem minimalen Mitteleinsatz erreicht werden können, soll durch diese Analyseform beantwortet werden. Sie bedient sich dafür der betriebswirtschaftlichen Investitionsrechnung als grundlegendes Element, die Betrachtung bleibt jedoch immer auf einer volkswirtschaftlichen Ebene. Das bedeutet die Effekte werden gesamt- und nicht einzelwirtschaftlich betrachtet. Die Nutzen-Kosten Analyse macht durch Aggregation und Monetarisierung aller Nutzen und Kosten einen Vergleich verschiedener Projekte bzw. Projektvarianten möglich (Schönbäck et al., 1997, S.3).

Der Nutzen wird hier als jener angesehen, den ein Individuum aus dem Konsum eines bestimmten Gutes gewinnen kann. Genauer gesagt zeigt sich der spezifische Nutzen eines Projektes durch die positive Veränderung im Konsum eines Gutes, der durch die geplante Maßnahme hervorgerufen wird.

Durch Aggregation der individuellen Nutzenniveaus kann die soziale Wohlfahrt dargestellt werden. Diese ist ein Ausdruck für die Bedürfnisbefriedigung aller Individuen in einer Gesellschaft.

Dem Nutzen gegenüber stehen die Kosten. Mittel die für ein gewisses Projekt investiert wurden, können nicht mehr für ein anderes verwendet werden. Diese Problematik besteht aufgrund der gegebenen Ressourcenknappheit. Der „Entzug“ von Mitteln für andere Projekte hat Produktionsbeschränkungen dieser anderen Projekte zur Folge. Der aus den Beschränkungen resultierende Konsumverzicht stellt die Kosten für die Volkswirtschaft dar. Die NKA bedient sich hier des Konzepts der Opportunitätskosten (Hanusch, 2011, S.2). Als Opportunitätskosten wird der Entgang des Nutzens der besten alternativen Verwendungsform verstanden (Schönböck et al., 1997, S.7).

Bei der Gegenüberstellung von Nutzen und Kosten ergibt sich im Rahmen der NKA folgende Entscheidungsregel:

Es sollten nur jene Projekte der öffentlichen Hand durchgeführt werden, für welche die Differenz zwischen dem aggregiertem Nutzen und den aggregierten Kosten positiv ist. Diese Differenz wird in der Literatur als Nettonutzen bezeichnet.

Die NKA wird vor allem dann eingesetzt, wenn keine vollkommenen Märkte für gewisse Güter bestehen. Wären optimale Marktbedingungen⁵ und die Kriterien der allokativen Effizienz sowie die Paretooptimalität der Güterverteilung gegeben, verliert die NKA ihre inhaltliche Berechtigung. Eine Situation ist paretooptimal, wenn niemand in seiner Versorgung besser gestellt werden kann ohne die Schlechterstellung einer oder eines anderen.

Sind jedoch keine optimalen Marktbedingungen gegeben und werden durch den bestehenden Marktmechanismus keine zufriedenstellenden Lösungen hervorgebracht, ist Anlass zur Staatsintervention gegeben. Hier sind besonders öffentlich Güter (z.B. Luftqualität) hervorzuheben. Diese kennzeichnen sich durch die Nichtausschließbarkeit von Nutzerinnen und Nutzern sowie der Nichtrivalität im Konsum. In der Regel existiert für diese Art von Gütern kein Markt. Die Bewertung öffentlicher Güter ist ein wichtiges Einsatzfeld der NKA sowie die ökonomische Durchleuchtung jeder anderen öffentlichen Maßnahme (Hanusch, 2011, S.2f.).

Essentiell für die NKA ist das Ziehen einer Systemgrenze in räumlicher und zeitlicher Hinsicht. Die geographische Abgrenzung erfolgt meist auf einer nationalen, seltener auf einer internationalen Ebene. Kleine Vorhaben, die nur lokale Auswirkungen erwarten lassen, können auch auf lokaler Ebene betrachtet werden. Die zeitliche Abgrenzung ergibt sich gewöhnlich aus dem Planungshorizont

⁵ Auf die Erklärung optimaler Marktbedingungen wurde hier vom Autor verzichtet mit dem Verweis auf einschlägige Fachliteratur.

eines Projektes. Wesentlich bei der Durchführung einer NKA ist das „Mit und Ohne Prinzip“. Die Analyse darf lediglich projektinduzierte Wirkungen beinhalten. Jene Wirkungen, die auf allgemeine Entwicklungen zurückzuführen und nicht explizit dem Projekt zuzuordnen sind, bleiben unbeachtet (Hanusch, 2011, S.5). Besonders zu berücksichtigen ist, dass beim „Mit und Ohne Prinzip“ (welches in der Arbeit als Planungsfall und Planungsnullfall bezeichnet wird) nur gleiche Zeitpunkte verglichen werden dürfen. Ein Vergleich zwischen unterschiedlichen Zeitpunkten stellt einen grundlegenden Fehler dar.

Die NKA kann nicht nur als vorausschauende (ex ante) Analyse, sondern auch als nachträgliches (ex post) Kontrollinstrument zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit und Optimalität einer realisierten Maßnahme oder eines Projekts verwendet werden (Gattinger, 1991, S.24)

Die NKA kann unterschieden werden in eine „traditionelle“ und eine „erweiterte“ NKA. Die erweiterte NKA unterscheidet sich zur traditionellen in zwei Grundannahmen. Sie nimmt nicht an, dass in einer Volkswirtschaft immer Vollbeschäftigung herrscht und dass die Verteilung von Einkommen und Produktivkräften stets optimal sind (Hanusch, 2011, S.141).

Die vorliegende Analyse baut auf dem Konzept der traditionellen NKA auf.

4.2 Abgrenzung zu anderen Analysemethoden

Allgemein gibt es drei große Typen von Wirtschaftlichkeitsanalysen für den öffentlichen Sektor. Die Nutzen-Kosten Analyse, die Nutzwertanalyse (NWA) und die Kosten-Wirksamkeits-Analyse (KWA). Diese Analysemethoden bilden die Gruppe der sogenannten Nutzen-Kosten-Untersuchungen. Die NWA steht derselben Aufgabe gegenüber wie die KWA, beide untersuchen verschiedene öffentliche Projekte und prüfen deren Wirtschaftlichkeit im Rahmen eines multidimensionalen Zielsystems. Auf Basis dieses Zielsystems wird eine Rangordnung der Alternativen gebildet. Zum Unterschied zur KWA drückt die NWA diese Ordnung nicht mehr durch Teilwirksamkeiten sondern durch Gesamtwirksamkeiten (auch Nutzwerte genannt aus). Somit ist die NWA eine konsequente Erweiterung der KWA, bei der Kosten normalerweise nicht berücksichtigt werden. Sie können aber als negative Nutzwerte einfließen (Hanusch, 2011, S.175). Die NWA hat ihre Stärken vor allem in Bereichen, in denen sich der Nutzen nicht oder nur erschwert messen lässt.

4.3 Aufbau der NKA

Der Ablauf einer traditionellen NKA ist wie folgt:

- *Bestimmung der relevanten Nebenbedingungen;*
 - *Formulierung und Vorauswahl der Alternativen;*
 - *Bestimmungen der Projektwirkungen; Erfassung und Bewertung der positiven und negativen Wirkungen von Alternativen in Form ihrer monetären Nutzen und Kosten;*
 - *Zeitliche Homogenisierung der Nutzen und Kosten auf dem Wege der Diskontierung;*
 - *Gegenüberstellung von Nutzen und Kosten für die verschiedenen Alternativen; Synthese zu eindimensionalen Güte- und Entscheidungsmaßen;*
 - *Berücksichtigung von Risiko und Unsicherheit, eventuell Modifizierung der Entscheidungsmaße;*
 - *Aufstellung einer Rangordnung der Alternativen anhand der Entscheidungsmaße und Empfehlung einer oder mehrerer Alternativen*
- (Hanusch, 2011, S.5).

Neben der Ergebniszusammenfassung sind die Dokumentation und die kritische Auseinandersetzung mit allen Problempunkten festzuhalten, die im Zusammenhang mit der Analyse aufgetreten sind (Hanusch, 2011, S.5).

4.4 Bestandteile

In Folge wird auf jene ausgewählten Bestandteile der NKA genauer eingegangen, die aus Sicht des Autors einer genaueren Erläuterung bedürfen.

4.4.1 Klassifizierung von Effekten

Die verschiedenen Projektwirkungen sind im Rahmen der NKA zu typisieren, um eine Entscheidung treffen zu können, welche Wirkungen berücksichtigt werden können und welche nicht. Grundsätzlich werden in der NKA vier verschiedene Wirkungstypisierungen unterschieden:

- *Reale vs. pekuniäre Effekte;*
- *Direkte vs. indirekte Effekte;*
- *Interne vs. externe Effekte;*
- *Tangible vs. intangible Effekte;*

(Schönbäck et al., 1997, S.4f.).

Reale vs. pekuniäre Effekte: Aus dieser Gruppe werden ausschließlich die realen Effekte betrachtet. Darunter werden jene Effekte verstanden, die sich direkt auf die Versorgung privater Haushalte mit Gütern auswirkt und zu einer Veränderung dessen Wohlstandsniveaus führt. Reale Effekte haben direkten oder indirekten Einfluss auf das Nutzenniveau der Konsumentinnen und Konsumenten als Folge einer Veränderung der Produktionsmöglichkeiten oder verfügbaren Ressourcen. Pekuniäre (oder auch finanzielle, monetäre) Effekte haben hingegen nur Umverteilungseffekte auf dem Weg von monetären Transaktionen zur Folge. Projektinduzierte Umsatzeinbußen werden beispielsweise bei der NKA nicht miteinbezogen, da angenommen wird, dass diese frei gewordenen Mittel in einer anderen Region für einen anderen Zweck verwendet werden.

Direkte vs. indirekte Effekte: Unter direkten Effekten werden die direkt anfallenden Kosten eines Projekts verstanden, beispielsweise die Errichtungs- und Betriebskosten eines Kraftwerks. Diese betreffen den Kostenträger unmittelbar und sind in der Regel einfach zu quantifizieren. Als indirekte Effekte bezeichnet man die Nebeneffekte eines Projektes (positiv oder negativ). Diese Nebeneffekte fallen in einem gewissen Ausmaß (ganz oder teilweise) bei unbeteiligten Dritten an. Als Beispiel dafür kann die Verschlechterung der Luftqualität durch emittierte Schadstoffe, die Beeinträchtigung des Grundwasserkörpers durch den Bau eines Kraftwerks (Schönbäck et al., 1997, S.4f.), oder die Verbesserung der Hochwassersituation durch den Bau einer Hochwasserschutzmauer angeführt werden. Sowohl direkte als auch indirekte Effekte müssen, insofern sie als realer Effekt eingestuft werden können, in der NKA erfasst werden (Hanusch, 2011, S.10).

Interne vs. externe Effekte: Die Auffassung in der Literatur bezüglich interner und externer Effekte ist unterschiedlich. Während R.A. Musgrave (Musgrave et al. 1994, S.192) die internen und externen Effekte in innerhalb und außerhalb des Untersuchungsraumes aufteilt (geographische Abgrenzung), setzt H. Hanusch (H.Hanusch, 2011, S.9) diese Effekte mit den indirekten und direkten gleich (vgl. **direkte vs. indirekte Effekte**). Da jedoch auch für H. Hanusch Effekte, die außerhalb des Untersuchungsgebietes anfallen, irrelevant sind, spielt die geographische Abgrenzung in dieser Arbeit eine wichtige Rolle. Auswirkungen auf Wirtschaftssubjekte ohne Zugehörigkeit zum Untersuchungsgebiet bleiben außer Betracht. Es werden all jene Effekte miteinbezogen, die innerhalb des Untersuchungsgebiets erfasst werden können.

Tangible vs. intangible Effekte: Als tangible Effekte werden jene bezeichnet, die das Kriterium der Messbarkeit erfüllen. Tangible Effekte können quantifiziert und in weiterer Folge monetarisiert werden. Eine Quantifizierung und in weiterer Folge Monetarisierung ist bei intangiblen Effekten nicht möglich, diese können nur qualitativ beschrieben werden. Sie können marktmäßig nicht bewertet werden oder sie werden nicht als bewertbar angesehen. Als ein Beispiel dafür gilt zum Beispiel die Schönheit der Natur und die Beeinflussung bzw. Störung des Landschaftsbildes durch Windräder.

Dieses kann zwar nicht marktmäßig bewertet werden, das bedeutet jedoch nicht, dass es nicht in anderer Form (z.B. qualitativ) in die Analyse eingeht. Wichtig zu erwähnen ist hierbei aber, dass sich die Grenze zwischen tangiblen und intangiblen Effekten verschieben kann. Die Entwicklung neuer Bewertungsmethoden kann ehemals intangible Effekte zu tangiblen transformieren (Schönbäck et al., 1997, S.4f.).

Hanusch gibt zusätzlich eine Typisierung in **intermediäre und finale** Effekte an. Finale Effekte wirken sich direkt auf das individuelle Nutzenniveau aus, intermediäre Effekte zunächst im privaten Produktionsbereich in Form einer Kostenveränderung. Finale Wirkungen erscheinen als Folge der Errichtung von Freizeiteinrichtungen auf, intermediäre im Zusammenhang mit Projekten des öffentlichen Verkehrsnetzes (Hanusch, 2011, S.11).

Allgemein bleibt noch hinzuzufügen, dass es nicht immer möglich ist alle Typisierungen lückenlos voneinander zu trennen. Teilweise kann es zu Überschneidungen kommen, deshalb ist es umso wichtiger die genaue Erklärung der Autorin oder des Autors zu den Effekten zu beachten.

4.4.2 Nebenbedingungen

Wirtschaftliche Entscheidungen, vor allem im Staatssektor, können nur unter gewissen Rahmenbedingungen gemacht werden. Innerhalb dieser Rahmenbedingungen, die zwischen Staaten und auch innerhalb dieser sehr stark variieren können, müssen Entscheidungen getroffen werden. In der NKA gehen diese Vorgaben als Nebenbedingungen in die Analyse ein.

Dieser dadurch aufgespannte Rahmen für die Analyse ist sehr wichtig, da diese möglichst realitätsnah sein sollte. Entsprechen gewisse Handlungsalternativen nicht diesen Vorgaben, müssen sie bereits im Voraus wieder verworfen werden.

Diese Einschränkungen werden in der Literatur „Constraints“ genannt und können natürlicher oder gesellschaftlicher Art sein.

Hier ist anzumerken, dass diese „Constraints“ einer gewissen Dynamik unterliegen und sich im Verlauf der Zeit verändern können (z.B. durch politische Instanzen).

Hanusch folgt hier der Klassifikation nach Eckstein und zählt folgende Arten der Nebenbedingungen auf (Hanusch, 2011, S.11):

- *Physische Nebenbedingungen*
- *Budgetäre Nebenbedingungen*
- *Gesetzliche Nebenbedingungen*

- *Administrative Nebenbedingungen*
- *Politische Nebenbedingungen*

(Eckstein, 1961 zitiert nach Hanusch, 2011, S.11ff).

Physische Nebenbedingungen spiegeln sich in der Produktionsfunktion wider. Sie geben das technische Verhältnis zwischen dem Einsatz von Produktionsfaktoren und dem damit erzielbaren Output wieder. Diese Nebenbedingung spielt vor allem in Entwicklungsländern mit isolierten Volkswirtschaften eine Rolle, wenn benötigte Einsatzfaktoren (z.B. spezialisierte Arbeitskräfte) im eigenen Land nicht verfügbar sind und aus dem Ausland nicht beschafft werden können. Diese Restriktion verliert jedoch ihre Legitimität sobald ein Austausch mit anderen Volkswirtschaften gegeben ist und die benötigten Einsatzfaktoren beschafft werden können. In hoch entwickelten Volkswirtschaften sind diese physischen Nebenbedingungen kaum von Bedeutung, da die meisten Volkswirtschaften eng miteinander in Verbindung stehen.

Budgetäre Nebenbedingungen beschreiben den finanziellen Handlungsspielraum der von politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern vorgegeben wird. Der aus dem Gesamtbudget für eine bestimmte oder eine Reihe von unterschiedlichen Maßnahmen zur Verfügung stehende Finanzrahmen stellt bei jeder NKA eine wichtige Restriktion dar. Meist ist es jedoch für die Analytikerin oder den Analytiker schwer im Vorhinein abzuschätzen, ob die Kosten für eine Maßnahme den finanziellen Rahmen übersteigen oder nicht.

Gesetzliche Nebenbedingungen geben die rechtlichen Restriktionen an. Jedes geplante Vorhaben darf nicht den geltenden Rechtsvorschriften im jeweiligen Land widersprechen. Sollte jedoch ein Projekt, das unter den Gesichtspunkten der sozialen Wohlfahrt zu den Interessantesten zählt, nur aufgrund einzelner Rechtsvorschriften scheitern, ist es die Aufgabe der Analytikerin oder des Analytikers politische Entscheidungsträger davon in Kenntnis zu setzen und die ökonomischen Aspekte aufzuzeigen.

Administrative Nebenbedingungen sind gegeben, sobald die Kapazitäten des staatlichen Verwaltungsapparates erschöpft sind. Eingefahrene Organisationsstrukturen oder ein föderaler Staatsaufbau können sehr hinderlich und mit Projekten unvereinbar sein. Diese Hemmnisse können langfristig gesehen durchaus abgebaut werden, zum Zeitpunkt der Analyse jedoch sind sie ein ernst zunehmendes Hemmnis.

Politische Nebenbedingungen sind oft durch politische Zielvorgaben gegeben. Diese binden die Analytikerin oder den Analytiker an bestimmte qualitative und quantitative Standards bzw. geben klare Richtungen vor, die bestimmte Alternativen nicht in Frage kommen lassen. In diesem Fall

müssen Projekte, die eventuell aus wohlfahrtstheoretischer Sicht zu verfolgen wären schon im Anfangsstadium ausscheiden (Hanusch, 2011, S.11ff.).

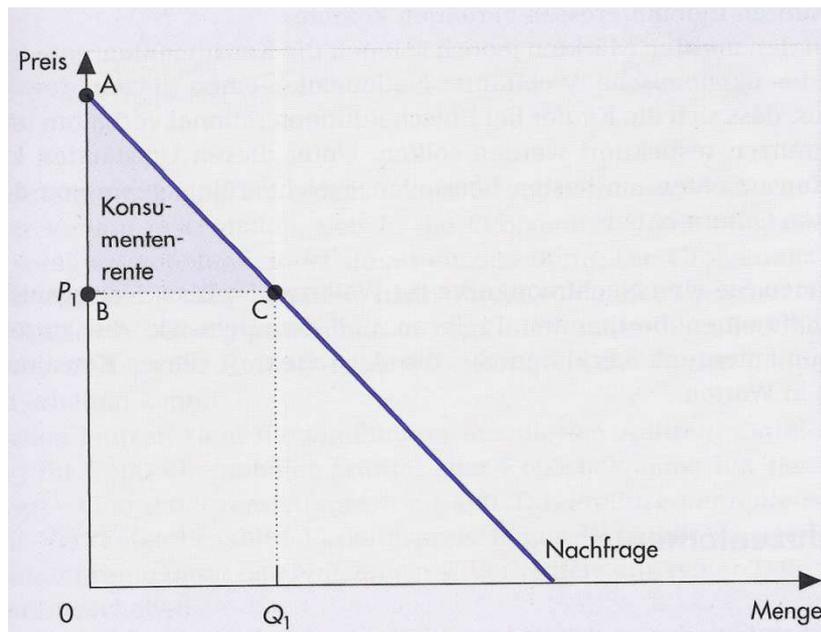
4.4.3 Monetarisierung von Nutzen und Kostenkomponenten

Aufbauend auf die mengenmäßige Erfassung der Projektwirkungen (Mengengerüst) erfolgt die Monetarisierung. Dafür werden die erfassten Mengen mit Preisen versehen, es bestehen jedoch nicht für alle Güter unverzerrte Marktpreise. Beispielsweise unvollständige Konkurrenz (Monopole) oder gesetzliche Preisregulierungen (Einspeistarife) führen zu einer solchen Verzerrung der Marktpreise. Zusätzlich gibt es Güter, für die überhaupt keine Marktpreise existieren (öffentliche Güter). In der Literatur gibt es heftige Diskussionen über die Monetarisierung solcher verzerrten bzw. nicht existierenden Preise. Diese geht dahin, ob und in welchem Ausmaß solche Marktpreise überhaupt als Bewertungsgrundlage verwendbar sind und ob diese nicht durch Schattenpreise ersetzt werden sollten, um die realen Knappheitsverhältnisse widerzuspiegeln. Fehlt die Existenz von Marktpreisen gänzlich (öffentliche Güter) wird die Ermittlung von Schattenpreisen allgemein als notwendig erachtet (Schönbäck et al., 1997, S.6).

Als Schattenpreis wird ein Marktpreis verstanden, der von diversen „Verzerrungen“ wie z.B. Steuern oder auch Subventionen korrigiert wird (Worch, 1996, S.81).

Zusätzlich kann direkter und indirekter Nutzen bei fehlenden Marktpreisen über das Konzept der Zahlungsbereitschaften („willingness-to-pay“) bewertet werden. Marktpreise können als Nutzenuntergrenze für ein Individuum gesehen werden, da dadurch zumindest ein minimaler Nutzen gestiftet wird. Hätte ein bestimmtes Gut keinen Nutzen, würde auch keine Nachfrage dafür entstehen und in weiterer Folge auch kein Preis erzielt werden. Es gibt jedoch Personen, die für ein Gut mehr zu bezahlen bereit wären als den Marktpreis. Dies basiert auf der Annahme, dass mit zunehmendem Preis die Nachfrage kontinuierlich abnimmt. Die Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft und dem Preis (C) wird als Konsumentenrente (Abbildung 1) bezeichnet (Schönbäck et al., 1997, S.6f.). Die Konsumentenrente ergibt sich (graphisch) aus dem Dreieck der Punkte A, B und C in Abbildung 1.

Abbildung 1: Konsumentenrente



Quelle: Mankiw, Taylor, 2008, S.165

Der gesamte Nutzen für ein Individuum setzt sich zusammen aus dem Marktpreis zuzüglich der Konsumentenrente. Ebenfalls können indirekte Kosten bewertet werden. Diese werden als Prohibitivkosten („willingness-to-accept“) bezeichnet. Prohibitivkosten geben an, welche Kosten maximal in Kauf genommen werden würden, um unerwünschte (negative) Wirkungen zu kompensieren. Beispiele dafür sind Kosten für die Verbesserung der Luftqualität bzw. die Kosten für die Errichtung eines Schutzbaus im Bereich des Hochwasserschutzes, damit ein (potentieller) Schaden erst gar nicht auftritt. Probleme treten überwiegend bei der Erhebung der individuellen Zahlungsbereitschaften auf bzw. können diese nicht ohne weiteres zu einer Gesamtnachfragekurve aggregiert werden. Bei den direkten Kosten wird häufig der Opportunitätskostenansatz, ergo der Nutzen der besten alternativen Verwendungsform, verwendet. Werden die Kapazitäten nicht voll ausgelastet, entstehen geringere Opportunitätskosten (Schönbäck et al., 1997, S.6f.).

In der vorliegenden Arbeit werden alle Kostenansätze zur Monetarisierung aus der Literatur entnommen. Genauere benötigte Erklärungen spezifischer Methoden zur Herleitung von Kosten und Nutzen werden im jeweiligen Kapitel erläutert.

4.4.4 Diskontierung von Nutzen und Kosten

Die Diskontierung von Nutzen und Kosten stellt ein häufig diskutiertes Problem dar. Im Rahmen dieser Arbeit soll dieses Thema nur kurz angeschnitten werden, da die ausführliche Diskussion zwar nicht Aufgabe dieser Arbeit ist, aber einen Bestandteil darstellt auf den eingegangen werden muss. Eine allgemeine Rechtfertigung für eine Diskontierung wird von Siebert gegeben: *„Nach dem Gesetz der Gegenwartspräferenz wird ein Güterbündel heute einem Güterbündel in der Zukunft vorgezogen. Folglich muss der Nutzen zukünftiger Generationen abdiskontiert werden.“* (Siebert, 1978, S.150 zitiert nach Schönbäck, 1997, S.8)

Im Gegensatz dazu vertritt Hampicke eine sehr gegensätzliche Position:

„Wie könne man überhaupt die Zukunft abdiskontieren, wie könne es rational sein, zukünftige Ereignisse geringer zu schätzen, nur weil sie zukünftig sind, wie könne man vielleicht einmal wertvolle Dinge heute verschleudern [...], wenn damit der Marsch in den ökologischen Abgrund nur beschleunigt werde.“ (Hampicke, 1992, S.127f. zitiert nach Schönbäck et al., 1997, S.8)

Wie alleine diese zwei konträren Aussagen beispielhaft zeigen, gibt es bei der Wahl der Diskontierungsrate großes Konfliktpotential. Um den unterschiedlichen Sichtweisen gerecht zu werden, wird im Rahmen der Sensitivitätsanalyse der Einfluss dieser Eingangsgröße auf das Ergebnis dargestellt und gesondert erläutert. Darauf aufbauend ist es möglich, die Rolle dieser Größe auf das Ergebnis zu diskutieren.

Ein besonderes Beispiel welches hier erwähnt werden sollte, ist die Diskontierung von Umweltgütern. Diese können nicht ohne weiteres einer Diskontierung unterzogen werden. Gerade bei einzigartigen ökologischen Gebieten kann der Nutzen zukünftiger Generationen wesentlich höher sein als der gegenwärtige. Wird aber eine Maßnahme, die negative Auswirkungen auf ein sensibles Gebiet hat, diskontiert, verringert sich der Nutzen in Zukunft (Schönbäck et al., 1997, S.10).

4.4.5 Risiko und Unsicherheit (Sensitivitätsanalyse)

Nutzen und Kosten sind, gerade bei langfristigen Projekten, immer mit Risiken und Unsicherheiten behaftet. Die bestimmten Nutzen- und Kostenwerte sind unbedingt als Schätzwerte zu interpretieren. Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse wird versucht, durch die Variation von Eingangsparametern (Nutzungsdauer, Diskontierungsrate, Kostenansätze) die Stabilität des Ergebnisses zu prüfen (Worch, 1996, S.82f.). Zusätzliche Unsicherheiten bzw. Risiken stellen

Konjunkturverläufe oder auch unerwartete Umwelteinflüsse (z.B. Naturkatastrophen) dar. Diese Faktoren sind besonders aufgrund der langen Betrachtungsdauer von Projekten äußerst schwer zu bewerten (Hanusch, 2011, S.131).

In der Literatur gibt es zu dieser Problematik verschiedenste Regeln und Vorgangsweisen, ein Patentrezept wurde bis jetzt noch nicht gefunden. Vielmehr ist es aufgrund der Einzigartigkeit jedes Projektes und dessen Einflüsse kaum möglich allgemein anwendbare Regeln zu definieren. In der Regel ist die Bewertung der Unsicherheit und des Risikos der Einschätzung der Analytikerin oder des Analytikers überlassen. Die Berücksichtigung kann sich beispielsweise in einer höheren Diskontierungsrate widerspiegeln. In jedem Fall muss eine klare Begründung für gewählte Ansätze gegeben werden, die reine Vermutung der Analytikerin oder des Analytikers ist unzureichend (Hanusch, 2011, S.139).

In dieser Arbeit wird durch eine Variation und Diskussion der Investitions- und Betriebskosten innerhalb der Sensitivitätsanalyse etwaigen Unsicherheiten Rechnung getragen.

4.4.6 Ergebnisgrößen

Zu den wichtigsten Entscheidungsregeln bzw. Ergebnisgrößen zählen

- *der Nettogegenwartswert (geläufiger Barwert genannt),*
- *das Verhältnis- oder Quotenkriterium sowie*
- *der interne Zinsfluss*

(Hanusch, 2011, S.119f.).

Der **Nettogegenwartswert** (NGW) ergibt sich aus der Differenz zwischen dem aggregierten gegenwärtigem Nutzen und den aggregierten gegenwärtigen Kosten die während der Nutzungsdauer eines Projekts anfallen. Dieser Wert (NGW) kann als Vorteilsüberschuss zum Endzeitpunkt abgezinst über die Nutzungsdauer mit der gewählten Diskontierungsrate beschrieben werden. Der NGW stellt das primäre Referenzmaß der NKA dar.

Das **Verhältniskriterium bzw. Quotientenkriterium** setzt den diskontierten Nutzen mit den diskontierten Kosten in ein Verhältnis. Streng genommen handelt es sich bei diesem Kriterium nur um eine Modifizierung des Nettogegenwartswertes, dadurch entsteht jedoch eine Einschränkung der Aussagekraft des Nettogegenwartswertes.

Der **interne Zinsfluss** bezeichnet jenen Abzinsungsfaktor, der gegeben sein muss, damit die Summe des diskontierten Nutzens zum Endzeitpunkt genau der Summe der angezinsten Kosten zum selben

Zeitpunkt entspricht. Es wird dadurch die durchschnittliche Effektivverzinsung der in einem Projekt gebundenen Ressource angegeben. Bei der Berechnung des internen Zinsflusses kann es zu Problemen kommen wenn die Berechnung mehrere Zinsflüsse ergibt. Dies kann vor allem dann vorkommen, wenn sich die aggregierten Vor- und Nachteile eines Projekts mehrfach abwechseln. Ergibt die Kalkulation nun mehrere Zinssätze, sind aus ökonomischer Sicht in jedem Fall nur die positiven sinnvoll (Hanusch, 2011, S.119f.).

4.5 Kritik und Schwächen der NKA

Die NKA stellt zwar eine sehr ausgereifte Analysemethode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von öffentlichen Projekten dar, dies soll jedoch nicht darüber hinweg täuschen, dass es eine Reihe von Schwachpunkten gibt. Vor allem im Bereich der Monetarisierung und Diskontierung gibt es verschiedene Ansichten und Standpunkte. Auch gibt es gewisse Wirkungen, die nicht quantitativ und nur qualitativ beschrieben werden können. Hier sei aber nochmals erwähnt, dass sich durch Weiterentwicklung von Analysemethoden Wirkungen quantitativ beschreiben lassen, die vorher nur qualitativ beschreibbar waren, z.B. die Bewertung des Landschaftsbildes.

Eine große Schwäche der NKA ist die „Blindheit“ gegenüber Standorten und Potentialen. Es werden innerhalb der Systemgrenze (hier: Staat Österreich) Alternativen verglichen, ohne auf vorhandene Potentiale oder Standorte Rücksicht zu nehmen. Hier muss jedoch angemerkt werden, dass der Nutzen über den Vergleich mit fiktiven Vorhaben errechnet wird, deren Standorte ebenfalls nicht bekannt sind. Weiters kann eine exakte monetäre Anpassung der Nutzen- und Kosteneffekte an gegebene Potentiale entweder aufgrund von fehlenden Daten oder aufgrund von extrem hohem Berechnungsaufwand nicht möglich sein.

Zusätzlich lassen sich aufgrund langer Betrachtungszeiträume und damit verbundener Unsicherheiten zukünftige Wirkungen schwer abzuschätzen, da oftmals externe Einflussfaktoren hinzukommen, die nicht abzusehen waren. Deshalb ist es von Seiten des Autors dieser Arbeit ein großes Anliegen zu erwähnen, dass es sich hierbei um eine Analyse (oder ferner eine Modellierung handelt) und dies einen Versuch einer Realitätsabbildung darstellt. Gewonnene Ergebnisse sollen als Grundlage für Entscheidungen oder als Informationsgewinn dienen und nicht als „absolutes“ Ergebnis angesehen werden.

4.6 Vorgangsweise bei der vorliegenden KNA

Bei der vorliegenden Arbeit wird versucht weitgehend nach der allgemeinen Methodik für die NKA vorzugehen. Da es sich jedoch um eine ex-post Analyse handelt (das zu untersuchende Projekt ist bereits umgesetzt) kann nicht immer analog zur beschriebenen Theorie vorgegangen werden bzw. gibt es stellenweise Abweichungen zur allgemeinen Methodik.

Als Leitfaden für die vorliegende Diplomarbeit dient die Studie *Nationalpark Donauauen: Nutzen Kosten Analyse* von Schönböck et al. aus dem Jahr 1997. Diese Studie beschäftigt sich u.a. mit einer ähnlichen Problemstellung wie in dieser Diplomarbeit.

Im Konkreten lautet die Problemstellung dieser Diplomarbeit wie folgt:

- a) Ist das Kraftwerk Sohlstufe Lehen aus österreichisch gesamtwirtschaftlicher Sicht rentabel?
- b) Wie wirkt sich eine veränderte Konsensdauer (Bewilligungsdauer) auf die Rentabilität des Kraftwerks aus?

Bezüglich vorhandener Projektalternativen ergibt sich in der vorliegenden NKA ein spezieller Fall. Zwar gibt es keine gesonderte Projektalternative, der bestehende Zustand kann jedoch aufgrund relevanter gesetzlicher Nebenbedingungen nicht ohne weiteres fortgeschrieben werden.

In räumlicher Hinsicht wird das Untersuchungsgebiet auf das Staatsgebiet der Republik Österreich begrenzt. Es gab Überlegungen dieses Gebiet auf das Land Salzburg einzuschränken, durch die weitreichenden Effekte dieses Projekts und wegen der einfacheren Vergleichbarkeit schien aber eine weitläufigere Grenzziehung angemessen.

Der zeitliche Rahmen wird auf die Dauer von 90 Jahren⁶ beschränkt, Beginn des Betrachtungszeitraumes ist das Jahr 2009. Daraus ergibt sich ein zeitlicher Rahmen für die Betrachtung zwischen 2009 und 2099.

Eine Klassifizierung der erwarteten Effekte zeigt Abbildung 2. Es wurden dafür die Klassifizierungen nach Schönböck et al., 1997, S.4f. verwendet.

⁶ Dieser zeitliche Rahmen ergibt sich aus der Konsensdauer für das Kraftwerk.

Abbildung 2: Klassifizierung der Projektwirkungen

	Projektwirkungen					
	real	pekuniär	direkt	indirekt	tangibel	intangibel
Alternativen im Bereich der Stromversorgung	x		x	x	x	x
Hochwasserschutz	x		x	x	x	
Ökosystemleistungen	x		x	x	x	x

Quelle: eigene Darstellung

Aus Abbildung 2 geht hervor, dass die meisten Analysepunkte messbare und in weiterer Folge monetär bewertbare Wirkungen erwarten lassen. In einzelnen Bereichen kann es aber zu Bewertungsproblemen kommen, als Beispiel der Stromerzeugungsalternativen ist der Import anzuführen. Darauf wird im dazugehörigen Untersuchungspunkt genauer eingegangen. Mit Problemen ist ebenfalls im Bereich der Ökosystemleistungen (z.B. Veränderung des Landschaftsbildes) zu rechnen, es können intangible Wirkungen auftreten.

Während bei einer ex-post Analyse die Nebenbedingungen für das Projekt selbst keine Rolle mehr spielen, gibt es hier wie bereits erwähnt aufgrund gesetzlicher Beschränkungen einen speziellen Fall für den Status Quo (Planungsnullfall). Eine normale Fortschreibung des Status Quo würde geltenden Gesetzen widersprechen. Die Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer, welche auf der EU Wasserrahmenrichtlinie und dem Wasserrechtsgesetz von 1959 aufbaut, gibt folgendes vor: „*Anthropogene Wanderungshindernisse im natürlichen Fischlebensraum müssen ganzjährig fischpassierbar sein.*“ (§ 13, Abs. 5, QZV Ökologie OG, 2010) Bis spätestens Ende des Jahres 2027 müssen diese, aus der Wasserrahmenrichtlinie abgeleiteten Ziele endgültig umgesetzt werden (Art. 4, Abs. 4, EU WRRRL, 2000). Um diesem Ziel gerecht zu werden, wird in die Analyse der Status Quo mit dem Bau einer Sohlrampe verknüpft. Dazu gab es Planungen der Bundeswasserbauverwaltung, die schlussendlich nicht mehr weiterverfolgt wurden, zum Vergleich zwischen Planungsfall (Kraftwerk) und Planungsnullfall (Status Quo mit Sohlrampe) scheint eine Einbindung des Projekts notwendig.

Die Kosten der Sohlrampe belaufen sich auf einen Gesamtbetrag von rund 11 Millionen Euro, inflationsangepasst an das Ausgangsjahr (Salzburg AG, 2013c, persönlicher Schriftverkehr). Ausgegangen wurde von der Errichtung in den Jahren 2012 und 2013 sowie einer buchmäßigen Abschreibungsdauer von rund 50 Jahren (analog zu den baulichen Anlagenteilen des Wasserkraftwerks).

Da über diese Sohlrampe nur Preisangaben und keine Mengenangaben verfügbar sind, kann eine Berechnung der externen Effekte durch die Errichtung der Rampe nicht erfolgen, diese bleibt von der Analyse ausgeklammert.

Im Allgemeinen werden im Rahmen dieser NKA die Wirkungen des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen auf folgende Analysepunkte geprüft:

1. Alternativen im Bereich der Stromversorgung
2. Hochwasserschutz
3. Ökosystemleistungen

Aufbauend auf der Analyse dieser Punkte wird ein Mengengerüst erstellt. Diese ermittelten Mengen werden darauffolgend mit monetären Ansätzen aus der Literatur versehen. Aus Sicht des Autors ist es noch einmal wichtig zu betonen, dass alle monetären Ansätze facheinschlägiger Literatur entnommen werden. Auf die jeweiligen Grundlagen dazu wird bei den Untersuchungspunkten explizit hingewiesen.

Nach Ermittlung der monetarisierten Wirkungen des Kraftwerksprojekts in den Ausgangsjahren werden der ermittelte Nutzen sowie die ermittelten Kosten auf den Endzeitpunkt der Betrachtung hin diskontiert und in weiterer Folge die daraus resultierenden Ergebnisgrößen dargestellt. Die Überprüfung der Ergebnisgrößen und deren Stabilität⁷ erfolgt im Rahmen der Sensitivitätsanalyse. Im Anschluss daran kommt es zur Diskussion der Frage nach dem Einfluss der Konsensdauer auf die volkswirtschaftliche Rentabilität des Kraftwerkes, das Modell zur Berechnung wird mit Hilfe des Programms MS Excel erstellt.

Alle Preise wurden, insofern nicht schon gegeben, auf das Startjahr der jeweiligen Investition inflationsangepasst. Die Grundlage dafür war eine Publikation der Wirtschaftskammer aufbauend auf Daten der Statistik Austria und des Wirtschaftsforschungsinstitutes (Wirtschaftskammer Österreich, 2013, S.14). Eine Ausweitung der Leistungskapazität bei Reinvestitionen von Anlagenteile (Maschinenbau) wurde nicht berücksichtigt. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass eine Erweiterung der Leistungskapazitäten erfolgen wird, in welcher Höhe diese jedoch ausfallen würde ist völlig unklar. Da diese Erweiterung bei keiner der untersuchten Alternativen Berücksichtigung findet, wird auch keiner der Vergleichsmöglichkeiten ein Vor- bzw. Nachteil eingeräumt.

⁷ Die Stabilität soll zeigen, ob sich das Ergebnis durch Variation der Eingangsgrößen verändert also ob es stabil bleibt. Dies ist vor allem bei Projekten wichtig, die ein sehr knappes (positives oder negatives) Nutzen-Kosten Verhältnis aufweisen.

5 Projektbeschreibung

5.1 Das Projektgebiet

Das Kraftwerk Sohlstufe Lehen wurde mitten im Stadtgebiet der Stadt Salzburg errichtet, rund 170 Meter unterhalb der bestehenden Sohlstufe am Flusskilometer 63,765. Die Sohlstufe wurde bereits 1968 zum Schutz der umliegenden Häuser und Brücken errichtet sowie um eine zusätzliche Eintiefung der Salzach zu verhindern (Salzburg AG, 2008, S.4). Die Lage der Stadt Salzburg innerhalb des Bundeslandes zeigt Abbildung 3.

Abbildung 3: Lage der Stadt Salzburg



Quelle: Wikipedia, 2013, online; eigene Darstellung

Das Projekt befindet sich im Norden der Stadt direkt im dicht besiedelten Gebiet nahe der Mündung der Glan in die Salzach. Der Grünlandbereich westlich des Kraftwerks wird Glanspitz genannt. Dieser wird von einer Seite durch die Salzach und von der anderen Seite durch die Glan, welche in die Salzach mündet, begrenzt. Die Lage des Kraftwerks, des Glanspitzes und der Sohlstufe ist im bebauungsstrukturellen Kontext veranschaulicht (Abbildung 4⁸).

⁸ Anmerkung: Das Orthophoto des Untersuchungsraumes stammt aus dem Jahr 2012, deshalb ist die Sohlstufe und das sich in Bau befindende Kraftwerk zu erkennen. Mittlerweile ist das Kraftwerk fertiggestellt und das Wasser soweit aufgestaut, dass die Sohlstufe unter dem Wasserpegel verschwunden ist.

Abbildung 4: Lage des Kraftwerks und der Sohlstufe im siedlungsstrukturellen Kontext

Quelle: SAGIS 2013, online; eigene Darstellung

Westlich des Kraftwerkes ist deutlich der Glanspitz zu erkennen. Im ganzen Gebiet beidseitig der Salzach um das Kraftwerk sind Bebauungen mit überwiegender Wohnnutzung auszumachen. Um einen genaueren Aufschluss bezüglich der Flächenwidmung zu geben, ist der Arbeit im Anhang der Flächenwidmungsplan des Gebietes beigefügt (Anhang 1). Das Gebiet ist durch Wohnbebauung gekennzeichnet, die aufgrund der harten Verbauung der Salzach fast bis an die Uferböschungen reicht.

Zusätzlich wurde das Kraftwerk in seinem Erscheinungsbild an das Stadtbild angepasst. Dafür wurde ein Team aus Architektinnen und Architekten engagiert. Die landschaftsplanerische Gestaltungsplanung des Glanspitzes sowie der Böschungsbereiche im Stau- und Unterwasserbereich wurde von einem Team aus Landschaftsplanerinnen und Landschaftsplanern übernommen (Freiland, 2013, online). Das zukünftige Erscheinungsbild des Glanspitzes zeigt Abbildung 5.

Abbildung 5: Visualisierung des Erholungsgebietes am Glanspitz

Quelle: Freiland Umweltconsulting, 2013, online

Neben einer Aufforstung des Auwaldes soll auch die Glan als Erlebnisraum zugänglich gemacht werden. Gekennzeichnet ist das Erholungsgebiet am Glanspitz durch naturnahe Flächen die in Verbindung mit den umliegenden Spielmöglichkeiten stehen. Eine Überblickskarte des zukünftigen Glanspitzes ist Anhang 2 zu entnehmen.

5.2 Das Kraftwerk Sohlstufe Lehen

Beim Kraftwerk Sohlstufe Lehen handelt es sich um ein Laufkraftwerk. Das Kraftwerk ist begebar und verbindet die beiden Seiten der Salzach für Fußgängerinnen und Fußgänger sowie für Radfahrerinnen und Radfahrer. Im Herbst 2013 wurde das Kraftwerk fertiggestellt und an das Netz angeschlossen. Abbildung 6 zeigt das Kraftwerk vom Unterwasserbereich aus.

Abbildung 6: Kraftwerk mit Blick auf den Untersberg

Quelle: Hettenbach, 2013, online

Im Allgemeinen sind Wasserkraftwerke eine Möglichkeit, potentielle Energie in elektrische Energie zu transformieren. Aufgabe von Laufkraftwerken ist es, die Grundlast an Energie abzudecken. Der Fluss wird mittels einer Wehranlage aufgestaut, dadurch entsteht ein Höhenunterschied (**Fallhöhe**). Das Wasser wird im Kraftwerk durch Turbinen in den unteren Flusslauf geleitet (Mayer, Sinn, 2009, S.89).

Die Hauptbestandteile des Kraftwerks Lehen stellen die 4 Wehrfelder und das Krafthaus mit den 2 Kaplan-turbinen dar. Die wichtigsten technischen und wasserwirtschaftlichen Daten zum Kraftwerk zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Technische und wasserwirtschaftliche Daten des Kraftwerks

Gewässer	Salzach
Volllaststunden	rd. 5900 h/a
Engpassleistung (Nennleistung)	13,70 MW
Regelarbeitsvermögen (RAV)	81 Mio. kWh/a
Fallhöhe	6,60 m
Ausbauwassermenge	250 m ³ /s
Stauziel	413,5 m.ü.A.
Staubereich (Stauwurzel)	1,75 km
Einzugsgebiet	4.426 km ²

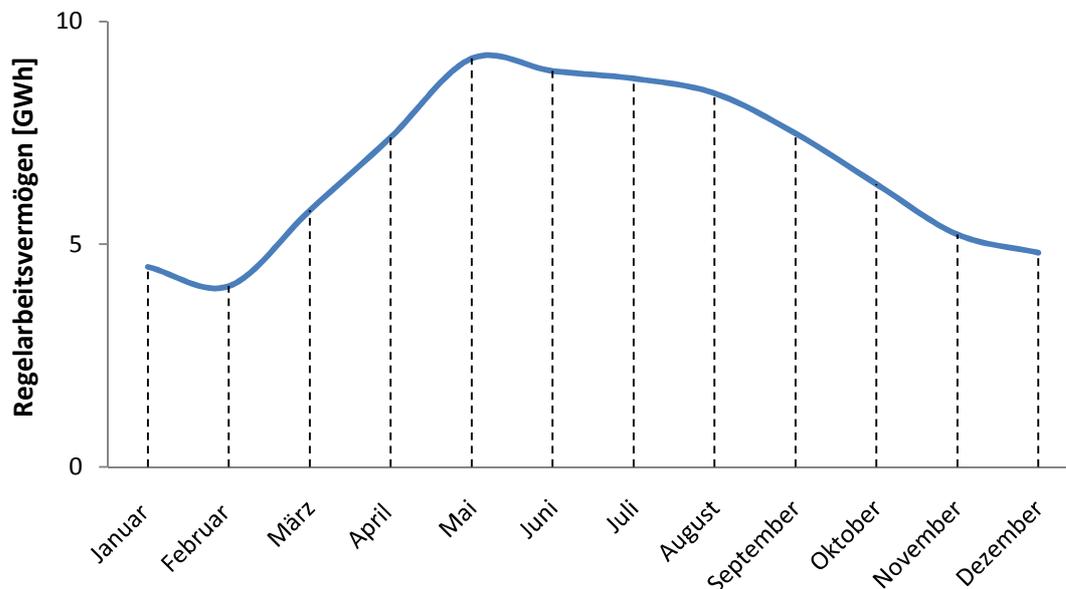
Quelle: Salzburg AG, 2008, S.5; eigene Darstellung

Die **Volllaststunden** (oder auch Vollbenutzungsstunden) sind ein Maß für die Ausnutzung eines Kraftwerks. Sie errechnen sich aus der Division der jährlich erzeugten Energiemenge durch die Engpassleistung. Die Volllaststunden geben jene Zahl an Stunden an, die ein Kraftwerk mit maximaler Leistung erzeugen würde. Dies entspricht jedoch nicht der Realität, da ein Betrieb ausschließlich unter maximaler Leistung nicht umsetzbar ist. Zeiten mit geringerer Leistung, der sogenannte Teillastbetrieb, tragen ebenso zur produzierten Energiemenge bei. In Wirklichkeit arbeiten Anlagen häufig mit reduzierter Leistung, aber dafür über mehr Stunden (Paschotta, o.J., online).

Die **Engpassleistung** (oder auch **Nennleistung**) wird als höchst mögliche Dauerleistung einer energietechnischen Einrichtung angegeben. Im Fall des Kraftwerks Sohlstufe Lehen kann mit Hilfe zweier Turbinen eine Engpassleistung von 13,7 MW erzielt werden. Die Engpassleistung wird in der Einheit W (Watt) angegeben (Salzburg AG, 2008, S.9).

Das **Regelarbeitsvermögen** (RAV) gilt als Maß für die Stromproduktion. Es gibt an wie viel elektrische Energie ein Kraftwerk durchschnittlich in einem Jahr liefert. Das Regelarbeitsvermögen wird in der Einheit Wh (Wattstunden) angegeben (Mayer, Sinn, 2009, S.91). Im Falle des Kraftwerks Sohlstufe Lehen beträgt das Regelarbeitsvermögen 81 Millionen Kilowattstunden pro Jahr.

Abbildung 7: Regelarbeitsvermögen des Kraftwerks über ein durchschnittliches Jahr hinweg



Quelle: Salzburg AG, 2008, S.9; eigene Darstellung

Abbildung 7 macht die Schwankungen in der Erzeugung deutlich erkennbar. Die Wassermengen und damit auch das RAV variieren naturgemäß sehr stark zwischen Sommer und Winter. Während im vorliegenden Fall mit den geringsten Mengen im Februar zu rechnen ist, treten die Spitzenmengen an Wasser im Frühsommer auf. Speziell im Mai ist mit den größten Wassermengen zu rechnen. Durch die Aufsummierung der Leistung in jedem Monat ergibt sich das gesamte Regelarbeitsvermögen des Kraftwerks.

Als **Ausbauwassermenge** bezeichnet man „[...]die Menge an Wasser, die ein Kraftwerk maximal pro Sekunde durch seine Turbinen abführen und zur Stromgewinnung nutzen kann. Sie wird in Kubikmeter pro Sekunde (m^3/s) gemessen. Führt ein Fluss mehr Wasser als die Ausbauwassermenge, muss der Überschuss über Öffnungen im Wehr abfließen.“ (Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Niedersachsen und Schleswig-Holstein, o.J., online). Die Ausbauwassermenge wurde beim Kraftwerk Sohlstufe Lehen, aufgrund des natürlichen Wasserdargebots, mit $250 m^3/s$ errechnet.

Der **Staubereich** ist mit 1,75 km angegeben, das **Stauziel** mit 413,5 Metern über der Adria.

5.3 Kostenaufstellung des Kraftwerks

5.3.1 Interne Kosten des Wasserkraftwerks

Unter internen Kosten werden, wie bereits erwähnt, die bei der Projektträgerin oder dem Projektträger direkt auftretenden Kosten verstanden. Die internen Kosten unterteilen sich in Investitions-, Reinvestitions- und Betriebskosten.

Finanzierungskosten bleiben, sofern ihnen kein realer Ressourcenverbrauch zugrunde liegt, aus der NKA ausgeklammert. Dies hat seine Begründung darin, dass anfallende Zahlungen für Fremdkapitalzinsen im Inland, die aufgrund einer Schuldaufnahme entstehen, nur eine Vermögensübertragung von Kreditnehmerin bzw. Kreditnehmer an Kreditgeberin bzw. Kreditgeber darstellen ohne dem Auftreten realer Kosten (Schönbäck et al. 1997, S.80).

Auch Steuern und Subventionen stellen Transfers und keinen realen Ressourcenverbrauch dar, deshalb bleiben diese, wie üblicherweise bei NKA, von der Betrachtung ausgeklammert (Schönbäck et al., 1997, S.12f.).

Vorkosten des Projekts, für Planung, Erkundung, Gutachten etc..., entstanden bereits in den Jahren 2006 bis 2009, Baubeginn war im Jahr 2010. Die Vorkosten sind in den Planungskosten enthalten. Im Herbst 2013 wurde das Projekt fertig gestellt und ging in Betrieb. Die Gesamtinvestitionen für das Kraftwerk belaufen sich auf rund 85 Millionen Euro (Tabelle 3).

Tabelle 3: Allgemeine Daten zum KW Lehen

Gesamtinvestitionsvolumen [€]	Errichtungsdauer	Vorplanungen
rd. 85 Mio.	2010-2013	2006-2009

Quelle: Salzburg AG, 2013c, persönlicher Schriftverkehr

Der Beginn der Konsensdauer war das Jahr 2009. Im November des Jahres 2009 wurde ein positiver Bescheid für die Laufzeit von 90 Jahren gegeben.

Da die verschiedenen Anlagenteile einen unterschiedlichen Abschreibungszeitraum haben und die Reinvestitionen differenziert nach diesen in die Berechnung eingehen müssen, ist eine Differenzierung zwischen den Anlagenteilen notwendig. Aufschluss über die spezifischen Investitionsvolumina und deren Abschreibungsdauer gibt Tabelle 4.

Tabelle 4: Investitionsvolumina und Abschreibungsdauer der Anlagenteile des KW Lehen

Anlagentyp	Abschreibungszeitraum [a]	Investitionsvolumen in Mio.[€]
Bauliche Anlagenteile	50	rd. 48,1
Elektrotechnik, Maschinenbau	40	rd. 17,8
Stahlwasserbau	40	rd. 8,7
Leitungstechnik	20	rd. 1,1
Planungskosten	-	rd. 9,4
Gesamtinvestitionskosten pro MW Nennleistung		rd. 6,2

Quelle: Salzburg AG, 2013c, persönlicher Schriftverkehr; eigene Berechnungen

Tabelle 4 zeigt klar, dass das Kraftwerk Lehen mit hohen Investitionskosten verbunden ist. Alleine die baulichen Anlagenteile belaufen sich auf rund 48 Millionen Euro. Neben der Elektrotechnik und dem Maschinenbau sind ebenfalls hohe Planungskosten einzukalkulieren. Vor allem die Bauführung im Gewässer und die damit verbundenen Planungen können äußerst komplex und kostenintensiv sein. Reinvestitionen der Planungskosten entstehen analog zur Reinvestition der unterschiedlichen Anlagentypen, da in gewissem Maße Neuplanungen nötig sind.

Aus Datenschutzgründen wurden die Investitionskosten für das Kraftwerk gleichmäßig (zu je 25%) auf die vier Errichtungsjahre verteilt. Dies ist zwar einerseits keine exakte Darstellung der Investitionsverteilung, andererseits hat diese Vereinfachung nur minimalen Einfluss auf das Ergebnis, da sich das Gesamtinvestitionsvolumen (rund 85 Millionen Euro) nicht verändert.

Die Betriebskosten pro Megawattstunde und Jahr sowie die gesamten jährlichen Betriebskosten des Kraftwerks sind Tabelle 5 zu entnehmen.

Tabelle 5: Betriebskosten von Wasserkraftwerken

Betriebskosten pro MWh und a	rd. 12 €/MWh
Regelarbeitsvermögen	81 000 MWh
Betriebskosten pro Jahr	rd. 972 000 €

Quelle: Dumont, Kueneke, 2011, S.45

Die Betriebskosten wurden der Studie „*Spartenspezifische Vorhaben Wasserkraft*“ von Dumont und Kueneke im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aus dem Jahr 2011, entnommen. Hierbei gibt es keine genauen Angaben zu den Betriebskosten im Leistungsbereich des Kraftwerks Sohlstufe, deshalb mussten Annahmen dazu getroffen werden. Die Instandhaltungs- bzw. Betriebskosten werden für bestimmte Leistungsbereiche als Prozentsatz der Investitionskosten angegeben. Zusätzlich wird nach Betriebskosten für Neu- und Altanlagen unterschieden. Die Ansätze für diese Alt- und Neuanlagen haben eine relativ große Bandbreite. Für Anlagen im Bereich von 20 MW werden diese Kosten als 0,8

Prozent der Investitionskosten für Neuanlagen definiert, für Anlagen im Bereich von 5 MW mit 1,1 Prozent der Investitionskosten. Die Ansätze für Altanlagen liegen wesentlich höher.

Im Ausgangsszenario wurde der Wert von rund 1,1 Prozent angenommen, da dieser aus Sicht des Autors auf der „sicheren Seite“ liegt. Daraus ergibt sich bei einer Investitionssumme von 85 Millionen Euro und einem Regelarbeitsvermögen von 81.000 Megawattstunden ein Wert von 12 Euro (gerundet) pro Megawattstunde und Jahr.

Um aber den unterschiedlichen Ansätzen für die Betriebskosten gerecht werden zu können, erfolgt eine Diskussion dieser Größe innerhalb der Sensitivitätsanalyse.

Die Investitionen in das Wasserkraftwerk starten im Jahr 2010. Wie bereits oben angeführt werden die gesamten Investitionskosten (zuzüglich Kosten für Vorplanungen) vereinfacht auf die Jahre 2010 bis 2013 im selben Maße aufgeteilt. Es wird gleich wie bei den anderen alternativen Erzeugungsvarianten angenommen, dass die Betriebskosten im letzten Jahr der Anfangsinvestition (2013) bereits in voller Höhe anfallen. Die externen Kosten, welche im nachstehenden Punkt berechnet werden, sind hier in den Investitionskosten bereits enthalten. Externe Kosten fallen innerhalb des Betrachtungszeitraumes ein weiteres mal an. Die Investitions- und Betriebskosten in den Startjahren zeigt Tabelle 6.

Tabelle 6: Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks

Jahr	Kosten (statisch) [€]
2010	22 736 747
2011	22 736 747
2012	22 736 747
2013	23 708 747
2014	972 000
2015	972 000

Quelle: eigene Berechnungen

5.3.2 Externe Kosten des Wasserkraftwerks

Zusätzlich zu den internen Kosten müssen auch die externen Kosten des Projekts miteinbezogen werden. Externe Kosten werden hier gemäß Hanusch den indirekten Kosten gleichgesetzt (H.Hanusch, 2011, S.9). Es handelt sich um die Kosten, die bei unbeteiligten Dritten anfallen ohne finanziell kompensiert zu werden. Diese Kosten müssen im Rahmen einer NKA berücksichtigt werden, da sie sich direkt auf das Wohlfahrtsniveau einer Gesellschaft auswirken. Die externen Kosten müssen bei jeder Investition bzw. Reinvestition als anfallende Kosten berücksichtigt werden.

Im vorliegenden Fall beziehen sich die externen Kosten auf die Produktion und Zulieferung der Anlagenteile innerhalb der Systemgrenze, der Republik Österreich. Genauer gesagt handelt es sich um die monetarisierten Schadstoffemissionen aus Produktion und Zulieferung der benötigten Bestandteile des Wasserkraftwerks. Aufbauend auf eine grobe Mengenaufstellung der benötigten Baustoffe und Zulieferwege und den dadurch anfallenden Emissionen werden die externen Kosten errechnet. Eine Mengenaufstellung der Baustoffe und den dazugehörigen spartenabhängigen Energieeinsatz der Produktion zeigt Tabelle 7.

Tabelle 7: Mengenaufstellung der berechnungsrelevanten Baustoffe für das KW Lehen

Baustoff	Menge [t]	Energieeinsatz der zugehörigen Industriesparte [kWh/t]
Beton	130 000	500
Bewehrungsstahl	4 200	3 500
hochwertiger Stahl	300	10 000
Wasserbausteine	35 000	500
Aushub	260 000	142

Quelle: Salzburg AG, 2013a, persönlicher Schriftverkehr; Statistik Austria, 2013a, online; eigene Berechnungen

Zu Tabelle 7 ist nochmals hinzuzufügen, dass jener Anteil an Baustoffen berücksichtigt wird, der im Inland erzeugt oder weiterverarbeitet wurde. Die größte Menge nimmt dabei der Aushub mit 260 000 Tonnen ein, die Menge an Beton beträgt rund 130 000 Tonnen. Mit Hilfe der NAMEA (National Accounting Matrix including Environmental Accounts) Datenbank der Statistik Austria kann die Menge an emittierten Schadstoffen pro erzeugter Tonne je Industriesparte errechnet werden. Aufschluss über die spezifischen Emissionen je Industriesparte gibt Tabelle 8.

Tabelle 8: Spezifische Emissionen der Industriesparten

Schadstoffemissionen der zugehörigen Industriesparte[kg/t]			
Baustoff	CO ₂ (Kohlendioxid)	PM 10 (Feinstaub)	NO _x (Stickoxide)
Beton	173	0,34	0,33
Bewehrungsstahl	1481	0,09	0,74
hochwertiger Stahl	779	0,16	2,02
Wasserbausteine	173	0,34	0,33
Aushub	34	0,05	0,20

Quelle: Statistik Austria, 2013a, online; eigene Berechnungen

Tabelle 8 zeigt, dass bei Produktionen der Stahlindustrie besonders hohe Mengen an CO₂ emittiert werden. Zusätzlich wird bei der Produktion von hochwertigem Stahl eine hohe Menge an NO_x

freigesetzt. Die Differenzierung zwischen Bewehrungs- und hochwertigem Stahl besteht im Typ des Materials. Während der Bewehrungsstahl den eher „einfachen“ Stahl zur Verarbeitung im Beton darstellt, wird hier unter hochwertigem Stahl der Maschinenbau und die Wehrfelder für das Kraftwerk zusammengefasst. Die Kostenansätze zur Monetarisierung der Schadstoffmengen sind Tabelle 9 zu entnehmen.

Tabelle 9: Kostenansätze für Schadstoffemissionen in der RVS

Schadstoffkosten [€/t]		
CO ₂ (Kohlendioxid)	PM 10 (Feinstaub)	NO _x (Stickoxide)
55	32 880	11 179

Quelle: RVS, 2010, S.26; Krewitt et al., 2006, S.22-35; eigene Berechnungen

Zwar werden die Kostensätze für Feinstaub aus Tabelle 9 in den Richtlinien und Vorschriften für das Straßenwesen (RVS), 2010, S.26 für verbautes und unverbautes Gebiet unterschieden, bei der Berechnung in der vorliegenden Arbeit wurde jedoch nur die Wert für unverbautes Gebiet herangezogen. Dieser Weg wurde deshalb verfolgt, weil davon ausgegangen wird, dass die Produktion der Baustoffe und deren Zu- und Ablieferung (Autobahn) überwiegend in unverbauten Gebieten erfolgt.

Bei der Betrachtung der Emissionen wurden die Schadstoffe CO₂, PM 10 und NO_x ausgewählt. Die beiden letzteren aufgrund ihrer lokalen Belastung, PM 10 kann zu Schädigungen im Atem- und Lungenbereich führen, NO_x belastet die Atemwege, die Schleimhaut und ist Ausgangsstoff für Bildung von bodennahem Ozon (Süddeutscher Verlag, 2012, online; Cerwenka et al. 2007, S.91) CO₂ wirkt sich negativ auf die das Klima aus. Hierbei muss angemerkt werden, dass es sich bei CO₂ um ein klimaschädliches und somit global relevantes Gas handelt, welches jedoch nur innerhalb Österreichs erfasst wird. Da dem Autor dieser Studie nur sehr vereinfachte Angaben über die Fertigungsorte der Baustoffe vorliegen und die Zulieferwege der Baustoffe aus dem weiteren Ausland kaum rekonstruierbar sind, wurde bewusst eine nationale Abgrenzung, auch bei dieser Betrachtung, forciert. Zusätzlich können österreichische Emissionsdaten für die Produktion im Ausland kaum umgelegt werden, da über die dortigen Produktionsvorgänge und auch Umweltauflagen keine Informationen vorliegen.

Zur Monetarisierung der verschiedenen Schadstoffarten muss aber folgendes angemerkt werden. In der bestehenden Literatur dazu streuen die Kostensätze sehr stark, vor allem bei den CO₂ Kosten. Das Gutachten „Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“ für das deutsche Bundesministerium für Umwelt,

Naturschutz und Reaktorsicherheit von Krewitt et al., 2006, vergleicht dazu unterschiedliche Studien und Modelle. Eine wichtige Basis stellt die europäische Studie „*ExternE – External Costs of Energy*“ aus dem Jahr 2006 dar, die in Kooperation zwischen verschiedenen europäischen Bildungseinrichtungen und Institutionen erstellt wurde. In der Studie von Krewitt et al., 2006, S. 22 wird die Bandbreite für CO₂ Kosten aller untersuchten Studien mit 15-280 Euro pro Tonne angegeben. Diese Werte stellen die gerundeten „Extrema“ dar. Als Berechnungswert in der Studie wird von 70 Euro pro Tonne ausgegangen (in dieser Diplomarbeit wird ein Wert von 55 Euro pro Tonne CO₂ verwendet). Es zeigt sich, dass die Werte eine sehr große Bandbreite aufweisen. Da die CO₂ Kosten ebenfalls alle Erzeugungsalternativen (ausgenommen Stromsparen) in irgendeiner Weise beeinflussen, wird der Kostenansatz je emittierte Tonne CO₂ innerhalb der Sensitivitätsanalyse variiert und diskutiert.

Beim Kostenansatz für PM 10 und NO_x sind die Werte aus dem Gutachten von Krewitt et al., S. 34 wesentlich niedriger als die in der RVS. PM 10 wird mit 12.000 Euro pro Tonne bewertet, NO_x mit 3.320 Euro pro Tonne (Preisstand 2006). Krewitt et al. merken jedoch an, dass es sich um europäische Durchschnittswerte (damals EU 25) handelt und die Schadstoffkosten, abhängig vom Standort, sehr stark voneinander abweichen. Die für Deutschland ermittelten Werte liegen deutlich höher als der ermittelte Durchschnitt der EU 25, diese werden jedoch nicht gesondert in der Studie angegeben (Krewitt et al., 2006, S.29). Da es sich das Projekt Kraftwerk Sohlstufe Lehen an einem sehr stark von lokalen Schadstoffen betroffenen Standort befindet (im Norden der Stadt Salzburg), erscheinen aus Sicht des Autors die hohen Kostensätze der RVS durchaus gerechtfertigt und vertretbar⁹.

Eine Mengenaufstellung der Zulieferung aller Baustoffe für das Wasserkraftwerk innerhalb Österreichs gibt Tabelle 10.

Tabelle 10: Transportleistung der Zu- und Ablieferung aller Baustoffe für das KW Lehen

Baustoff	Menge [t]	Transportleistung [tkm]
Beton	130 000	2 600 000
Bewehrungsstahl	4 200	1 554 000
hochwertiger Stahl	500	60 500
Wasserbausteine	35 000	2 100 000
Aushub	260 000	2 600 000

Quelle: Salzburg AG, 2013a, persönlicher Schriftverkehr; eigene Berechnungen

⁹ Im Salzburger Stadtgebiet und dessen Umland ist die Luftqualität sehr stark durch Feinstaub und Stickstoffdioxid belastet, was gerade in den nördlichen Stadtteilen die nahe zur Autobahn liegen, bemerkbar ist (Salzburger Nachrichten, 2013, online).

Tabelle 10 zeigt die zugeliesserte Menge an Baustoffen in Verbindung mit der zurückerlegten Strecke. Hier wurde bewusst auf die exakte Darstellung der zurückerlegten Strecke je Baustoff verzichtet und stattdessen die Transportleistung angeführt. Diese errechnet sich aus der transportierten Menge multipliziert mit dem zurückerlegten Weg. Sie wird in der Einheit Tonnenkilometer (tkm) angegeben und dient als Indikator zur besseren Vergleichbarkeit. Wichtig ist, dass alle zurückerlegten Transporte mit dem LKW angenommen wurden, als Emissionsfaktoren wurden jene von schweren Nutzfahrzeugen (SNF) herangezogen. Unter dem Begriff schwere Nutzfahrzeuge werden „[...]Nutzfahrzeuge mit einem maximal zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 3,5 Tonnen[...]“ verstanden (Pischinger et al., 2003, S.4).

Es muss hier noch angemerkt werden, dass unterschiedliche Zahlen in der Menge der Baustoffe (zwischen Tabelle 10 und Tabelle 7) deshalb entstehen können, da im Ausland erzeugte Mengen zwar in der Produktionsstatistik nicht aufscheinen, sehr wohl aber aus dem Ausland nach Österreich gebracht werden müssen. Es geht aber nur um die in Österreich erbrachte Transportleistung.

Die durchschnittlichen Emissionsfaktoren schwerer Nutzfahrzeuge wurden dem Handbuch der Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA) des Umweltbundesamtes et al., 2004, entnommen und können aus Tabelle 11 abgelesen werden.

Tabelle 11: Durchschnittliche Emissionen SNF

Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge [g/km]		
CO₂ (Kohlendioxid)	PM 10 (Feinstaub)	NO_x (Stickoxide)
710	0,11	4,99

Quelle: Umweltbundesamt et al., 2004, elektronische Datenbank; eigene Berechnungen

Durch die Zusammenführung der Emissionsmengen aus Zu- und Ablieferung sowie aus der Errichtung ergeben sich unter Zuzug der Kostensätze aus Tabelle 9 folgende externe Kosten für das Kraftwerk Sohlstufe Lehen (Tabelle 12).

Tabelle 12: Externe Kosten der Errichtung sowie der Zu- und Ablieferung des KW Lehen

Externe Kosten [€]				
Baustoff	CO ₂ (Kohlendioxid)	PM 10 (Feinstaub)	NO _x (Stickoxide)	Summe
Beton				
Errichtung	1 235 307	1 467 100	480 131	3 182 539
Zu- und Ablieferung	4 957	443	7 104	12 504
Bewehrungsstahl				
Errichtung	340 970	12 970	34 522	388 462
Zu- und Ablieferung	2 014	180	2 887	5 082
hochwertiger Stahl				
Errichtung	21 347	1 550	6 765	29 662
Zu- und Ablieferung	-	-	-	-
Wasserbausteine				
Errichtung	332 583	394 989	129 266	856 837
Zu- und Ablieferung	2 722	243	3 902	6 868
Aushub				
Errichtung	482 591	400 352	573 588	1 456 531
Zu- und Ablieferung	3 370	301	4 831	8 503
Summe	2 425 862	2 278 129	1 242 997	5 946 988

Quelle: RVS, 2010, S.26; Salzburg AG, 2013a, persönlicher Schriftverkehr; Statistik Austria, 2013a, online;

Umweltbundesamt et al. 2004, elektronische Datenbank; Putz, 2013, persönliches Gespräch; eigene Berechnungen

Wie Tabelle 12 zeigt, belaufen sich die externen Kosten durch die Errichtung sowie durch die Zu- und Ablieferung gesamt auf rund 5.947.000 Euro. Besonders die externen Kosten durch die Errichtung schlagen sich stark in der Gesamtsumme nieder. Die Zu- und Ablieferung macht dagegen einen eher geringen Anteil aus.

Großes Gewicht an den Kosten nehmen die emittierten Schadstoffe bei der Produktion von Beton ein, vor allem Feinstaub und Kohlendioxid. Eine Bewertung der emittierten Schadstoffe welche durch die Zu- und Ablieferung von hochwertigem Stahl verursacht werden, musste entfallen. Da dieser Baustoff von verschiedensten Quellen aus dem In- und Ausland bezogen wurde, war es nicht möglich eine klare Aufstellung der zurückgelegten Kilometer auszumachen. Dazu ist jedoch hinzuzufügen, dass die Zu- und Ablieferung, im Gegensatz zur Errichtung, mit wesentlich weniger Emissionen

verbunden ist und die Zulieferung von hochwertigem Stahl aufgrund der geringen Menge kaum ins Gewicht fallen würde.

Die in ihrer Gesamtheit anfallenden externen Kosten werden bei der Berechnung zu den Investitionen bzw. Reinvestitionen addiert und im vorliegenden Fall der Reinvestition baulicher Anlagenteile hinzugefügt (Abschreibungsdauer 50 Jahre, Tabelle 4). Kommt es zu einer buchmäßigen Reinvestition, müssen auch die externen Kosten wieder mit eingerechnet werden. Demnach gehen diese über den Betrachtungszeitraum von 90 Jahren zweimal ein.

Zwar kommt es durch den Bau des Wasserkraftwerks zu externen Kosten im Zuge der Errichtung der Anlage, beim Betrieb hingegen fallen keine externe Kosten in Form von Luftschadstoffen an. Die österreichische Volkswirtschaft erspart sich somit in jedem Fall all jene externen Kosten für Luftschadstoffe, die durch den Betrieb eines kalorischen Kraftwerks anfallen würden. Angesehen von den Emissionen, die durch die Errichtung des Wasserkraftwerks entstehen, können aber zusätzlich negative Auswirkungen auf weitere Ökosystemleistungen entstehen. Ob jedoch negative Auswirkungen gegeben sind, kann an dieser Stelle nicht bestimmt werden und wird später im Zuge dieser Diplomarbeit behandelt.

6 Alternativen im Bereich der Stromerzeugung

In diesem Untersuchungspunkt werden die Alternativen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft geprüft. Dieser Vergleich ist notwendig, um den monetären Nutzen der Stromproduktion aus einem Wasserkraftwerk zu ermitteln. Wie bereits in der Methodik angeführt, erfolgt die Ermittlung des Nutzens über den Ansatz der Opportunitätskosten. Die Berechnung des Nutzens ergibt sich somit aus der Differenz zwischen den Kosten für das Kraftwerk und der volkswirtschaftlich günstigsten Alternative.

Zwar wäre die naheliegendste Form der Nutzenbestimmung jene über den Erlös der produzierten Strommenge des Kraftwerks, diese spiegelt aber keine vollständigen Marktverhältnisse wider. Die Problematik der Konsumentenrente (siehe Punkt Monetarisierung von Nutzen und Kostenkomponenten), in Form des Überschusses der Zahlungsbereitschaft über dem Marktpreis, stellt eine grundlegende Bewertungsproblematik dar (Schönbäck, 1997, S.79). Zusätzlich führen Tarifbestimmungen wie Einspeistarife zu Verzerrungen.

Als Untersuchungspunkte für die Alternativenprüfung wurden folgende ausgewählt:

- Stromproduktion mittels Windkraft
- Stromproduktion mittels kalorischer Erzeugung (Gaskraftwerk)
- Import von Strom aus dem Ausland
- Erschließung von Stromeinsparungspotentialen

Diese Untersuchungspunkte stammen aus der Studie von Schönbäck et al. (1997), zusätzlich wurde der Vergleich mittels Windkraft vom Autor hinzugefügt.

Die zentrale Frage dieses Teils der NKA ist, was die Erzeugung bzw. die Erschließung aus einer anderen Quelle gekostet hätte. Wichtig dabei ist zu beachten, dass es sich immer um dieselbe Strommenge bzw. Einsparung der Strommenge in Höhe des Regelarbeitsvermögens des Kraftwerks Lehen handelt. Für den Vergleich ist aber vorrangig nur die aus der Analyse resultierende volkswirtschaftlich kostengünstigste Alternative wichtig. Wichtig zu erwähnen in diesem Zusammenhang ist, dass sich die volkswirtschaftlich kostengünstigste Variante aus dem Vergleich über den Betrachtungszeitraum ergibt. Als Vergleichsmaßstab dient hier der diskontierte Barwert aller Alternativen. Vereinfacht gesagt gilt jene Alternative als Vergleich, die in 90 Jahre die geringsten diskontierten volkswirtschaftlichen Kosten aufweist. Die anderen Alternativen können als volkswirtschaftlich ineffizient betrachtet werden (Schönbäck, 1997, S.80).

Da in dieser Arbeit nur ein Vergleich im Bereich der Stromerzeugung bzw. Stromeinsparung gemacht wird, sind alle Angaben der physikalischen Größe Leistung (**kWh**) als elektrische Kilowattstunde (**kWh_{el}**) zu verstehen, thermische Leistung (**kWh_{th}**) wird in dieser Arbeit nicht behandelt.

6.1 Stromerzeugung aus Windkraft

6.1.1 Überblick

Windenergie ist eine indirekte Art der Sonnenenergienutzung. Durch den Einfluss der Sonne entstehen auf der Erde Temperaturunterschiede, die zur Entstehung von Wind führen. Bei schweren Stürmen können Leistungsdichten von rund 10 kW/m^2 erreicht werden, durchschnittlich hat Wind bei einer Geschwindigkeit von 5 m/s eine sehr geringe Leistungsdichte von $0,075 \text{ kW/m}^2$.

Windkraftanlagen werden oft als Beispiel für die künftige Energiepolitik in Europa angeführt (Quaschnig, 2013, S.255).

Windenergie wird zur reinen Stromerzeugung verwendet, die Energie entsteht durch die Abbremsung der Luftmassen durch die Rotorblätter. Es kommt zur Umwandlung der Bewegungsenergie mit Hilfe des **Widerstands-** bzw. des **Auftriebsprinzips**. Während beim Widerstandsprinzip der Wind direkt auf die Rotorblätter trifft, wirkt beim Auftriebsprinzip eine Auftriebskraft, welche für den Antrieb sorgt.

Ende des Jahres 2013 waren in Österreich über 870 Anlagen, mit einer installierten Leistung von 1.684 Megawatt und einem Energieertrag von 3.364 Gigawattstunden (entspricht 5,8% des jährlichen Stromverbrauchs 2013), in Betrieb (Energie AG, 2013, online).

6.1.2 Interne Kosten von Windkraftanlagen

In diesem Punkt wird ermittelt, was die Erzeugung des Regelarbeitsvermögens aus Windkraft kosten würde. Als Berechnungsgrundlage dafür dient eine Veröffentlichung der IG Windkraft zum Thema „*Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen*“, welche sich mit den Kosten für Investition und Betrieb von Windkraftanlagen im Detail auseinandersetzt. Bei der Berechnung und Darstellung der Kosten ist besonders zu beachten, dass hier auf Grundlage der Nennleistung und der Volllaststunden das Regelarbeitsvermögen errechnet werden muss. Auf Basis dieser Berechnungen kann die Anzahl der benötigten Windräder zur Produktion des gleichen Regelarbeitsvermögens wie das des

Wasserkraftwerks bestimmt werden. Einen allgemeinen Überblick über die Eckdaten zur Berechnung gibt Tabelle 13.

Tabelle 13: Allgemeine Daten zur Stromerzeugung aus einem Windrad

Typ/Marke	Enercon E 82/ Vestas V 90
Nabenhöhe	rd. 105 m
Nennleistung	2 MW
Volllaststunden	2070 – 2100 h/a
Regelarbeitsvermögen je Windrad	4,2 Mio. kWh/a
Regelarbeitsvermögen Wasserkraftwerk	81 Mio. kWh/a
Benötigte Windräder für die Gesamterzeugung	20

Quelle: Moidl et al., 2009, S.2; eigene Berechnungen

Zur Berechnung des Regularbeitsvermögens in Tabelle 13 wurde eine Volllaststundenzahl von 2100 Stunden pro Jahr angenommen. Dieser Wert wurde von der IG Windkraft als Maximalwert angegeben. Da die Spannweite zwischen den angegebenen Werten jedoch sehr gering ist, kann aus Sicht des Autors hier der äußerste Wert ohne Bedenken herangezogen werden. Aus der Nennleistung von 2 Megawatt und der angegebenen Volllaststundenzahl ergibt sich das errechnete Regularbeitsvermögen von rund 4,2 Millionen Kilowattstunden pro Jahr. Dies gilt jedoch nur für ein Windrad. Um die gesamte Stromproduktion des Wasserkraftwerks abdecken zu können, müssten rund 20 Anlagen installiert werden. Streng genommen müssten durchschnittlich 19,2 Windräder errichtet werden, da jedoch der „Überschuss“ an 0,2 ein weiteres Windrad nötig macht, muss dieses auch kostenmäßig als zusätzliche Anlage eingehen.

Die spezifischen Investitionskosten für die benötigten Anlagen sind Tabelle 14 zu entnehmen.

Tabelle 14: Investitionskosten von Windkraftanlagen

Investitionskosten pro kW	1 905 €/kW
Investitionskosten pro Windrad	3 809 444 €
Gesamtinvestitionskosten	76 188 880 €
Abschreibungsdauer	20 Jahre

Quelle: Moidl et al., 2009, S.2; eigene Berechnungen

Die Investitionskosten pro kW sind als Durchschnittswert zu verstehen. Hier werden von Moidl et al. (2009) keine Bandbreiten angegeben. Diese durchschnittlichen Investitionskosten setzen sich aus Anlagekosten und Nebenkosten zusammen. Unter Anlagekosten werden hier die Kosten für die Anlage selbst (inkl. Trafo) sowie deren Transport und deren Errichtung angesetzt. Die Nebenkosten setzen sich u.a. aus Zufahrt, dem Netzanschluss, der interne Verkabelung, der Fundamente und der

Projektleitung zusammen (Moidl et al., 2009, S.7ff.). Die Abschreibungsdauer wird mit 20 Jahren angegeben. Moidl et al., 2009, S.3, fügen aber hinzu, dass es noch keine Anlagen in dieser Leistungsklasse gibt, die schon auf 20 Jahre erprobt worden sind und eine solche „Haltbarkeit“ nur mit hohem Aufwand erreicht werden kann. Da jedoch keine genauere Aussage dazu verfügbar ist (es müsste der „hohe Aufwand“ quantifiziert werden), wird die ohnehin schon relativ kurze Abschreibungsdauer (im Vergleich zu den anderen Erzeugungsvarianten) mit 20 Jahren beibehalten. Die Betriebskosten solcher Windkraftanlagen belaufen sich auf rund 2 Cent pro Kilowattstunde und Jahr (Tabelle 15).

Tabelle 15: Betriebskosten für Windkraftanlagen

Betriebskosten pro kWh	0,02 €/kWh
Betriebskosten pro Windrad	83 160 €
Betriebskosten pro Jahr	1 663 200 €

Quelle: Moidl et al., 2009, S.2; eigene Berechnungen

Hier muss angemerkt werden, dass es sich bei dem Wert in der Tabelle von 2 Cent pro Kilowattstunde und Jahr um einen Richtwert handelt. Die Betriebskosten wurden von der IG Windkraft indexgebunden mit rund 1,2 Cent pro Kilowattstunde für die ersten 10 Jahre angegeben, danach, für die nächsten 10 Jahre bis zum Ende der Abschreibungsdauer, mit dem doppelten Wert (2,4 Cent pro Kilowattstunde). Vereinfachend wurde für die gesamten 20 Jahre der Durchschnitt (dieser liegt rein rechnerisch bei 1,8 Cent pro Kilowattstunde, durch die Inflationsanpassung erhöht er sich jedoch auf 2 Cent pro Kilowattstunde) dieser Werte verwendet. Die Verwendung eines Wertes von 2,4 Cent pro Kilowattstunde und Jahr bestätigt sich dahingehend als berechtigt, als dass Quaschnig in seinem Buch „Regenerative Energiesysteme“ einen Wert zwischen 2-5% der Investitionssumme als Betriebskostenschätzung angibt (Quaschnig, 2013, S.379). Die gewählten Investitionskosten bewegen sich somit, nach der Einschätzung von Quaschnig, am unteren Ende der angegebenen Bandbreite (ca. 2 Prozent). In der Gesamtheit belaufen sich die Betriebskosten für alle Windräder pro Jahr auf rund 1.663.000 Euro.

Bezüglich des Startjahres der Investitionen wird das Jahr 2012 angenommen. Die Investitionskosten werden gleich auf die Jahre 2012 und 2013 verteilt. Analog wie beim Wasserkraftwerk wird davon ausgegangen, dass die Betriebskosten im Jahr 2013 bereits in voller Höhe anfallen. Die Aufteilung der Investitionen auf die Startjahre zeigt Tabelle 16. Analog zur Wasserkraft werden auch hier die externen Kosten nach Ablauf der Abschreibungsdauer neu mit einberechnet. Die externen Kosten von Windkraftanlagen werden im nachstehenden Untersuchungspunkt Externe Kosten von Windkraftanlagen berechnet und sind in Tabelle 16 bereits enthalten.

Tabelle 16: Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten von Windkraftanlagen

Jahr	Kosten (statisch) [€]
2012	38 417 216
2013	40 080 416
2014	1 663 200
2015	1 663 200
2016	1 663 200
2017	1 663 200

Quelle: Eigene Berechnungen

6.1.3 Externe Kosten von Windkraftanlagen

Gleich wie beim Wasserkraftwerk, treten durch die Errichtung von Windkraftanlagen externe Kosten auf. Diese werden unterteilt in anfallende Kosten aus Produktion der Baustoffe und der Zu- und Ablieferung innerhalb Österreichs (für genaueren Rechengang siehe analog dazu Punkt Externe Kosten des Wasserkraftwerks).

Bezüglich der Zu- und Ablieferung ergibt sich nun aber folgende Problematik:

Nachdem die Nutzen Kosten Analyse keine Rücksicht auf Standort und Potentiale nimmt, ist es nur unter der Annahme eines fiktiven Standorts möglich, die Zufahrtswege zu bestimmen und so in weiterer Folge die emittierten Schadstoffmengen zu bestimmen. Aus diesem Grund wurde als fiktiver Standort für die Windkraftanlagen der des Wasserkraftwerks angenommen. Diese Annahme muss getroffen werden, damit eine Schadstoffmengenaufstellung erstellt werden kann. Eine Aufstellung der verwendeten Baustoffe gibt Tabelle 17.

Tabelle 17: Mengenaufstellung der berechnungsrelevanten Baustoffe für Windkraftanlagen

Baustoff	Menge [t]	Energieeinsatz der zugehörigen Industriesparte [kWh/t]
Beton	19 000	500
hochwertiger Stahl	0	10 000
Bewehrungsstahl	380	3 500
Aushub	19 950	142
Elektrotechnik/Maschinenbau	1 720	10 000

Quelle: Salzburg AG, 2013b, persönlicher Schriftverkehr; Statistik Austria, 2013a, online

Wie Tabelle 17 zeigt, wird davon ausgegangen, dass außer dem hochwertigen Stahl alle Baustoffe in Österreich produziert werden. Unter hochwertigem Stahl werden hier die einzelnen Stahlsegmente der Türme sowie die Rotorblätter klassifiziert. Vor allem die Rotorblätter werden kaum im Inland

hergestellt, deshalb wird hier eine Produktion im Ausland angenommen (Salzburg AG, 2013a, persönlicher Schriftverkehr). Aufgrund der vermeintlich billigeren Produktion der Stahlsegmente im Ausland wird die gesamte Produktion des hochwertigen Stahls im Ausland angesetzt. Die notwendige Elektrotechnik und die Maschinenbauteile werden wegen der hohen Qualitätsansprüche überwiegend im Inland produziert (Salzburg AG, 2013a, persönlicher Schriftverkehr), deshalb wird die Produktion dieser Teile auch im Inland angenommen.

Die zurückgelegten Tonnenkilometer der Baustoffe innerhalb Österreichs sind aus Tabelle 18 abzulesen.

Tabelle 18: Transportleistung der Zu- und Ablieferung aller Baustoffe für Windkraftanlagen

Baustoff	Menge [t]	Transportleistung [tkm]
Beton	19 000	380 000
hochwertiger Stahl	3 560	35 600
Elektrotechnik/Maschinenbau	1 720	17 200
Aushub	19 950	199 500
Bewehrungsstahl	380	140 600

Quelle: Salzburg AG, 2013b, persönlicher Schriftverkehr; eigene Berechnungen

Die größten Transportleistungen sind im Bereich des Baustoff Betons zu erwarten, der für die Fundamente der Anlagen benötigt wird, sowie beim Aushub für die Fundamente. Gleich wie bei der Zulieferung für das Wasserkraftwerk, wird auch hier beim Bewehrungsstahl eine Zulieferung aus dem Ausland angenommen. Dadurch ergibt sich trotz der verhältnismäßig geringen Menge eine hohe Zahl an Transportkilometern. Es erfolgt zwar keine Produktion von hochwertigem Stahl in Österreich, eine Zulieferung muss jedoch trotzdem erfolgen. Deshalb ergeben sich dafür in der oben stehenden Tabelle 35 600 Tonnenkilometer.

Auf Basis der durchschnittlichen Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge (Tabelle 11), den spezifischen Emissionen der Industriesparten (Tabelle 8) und den Kostenansätzen für Schadstoffemissionen (Tabelle 9) errechnen sich die externen Kosten für Errichtung sowie Zu- und Ablieferung der Baustoffe der untersuchten Windkraftanlagen (Tabelle 19).

Tabelle 19: Externe Kosten der Windkraftanlagen

Externe Kosten [€]				
Baustoff	CO ₂ (Kohlendioxid)	PM 10 (Feinstaub)	NO _x (Stickoxide)	Summe
Beton				
Errichtung	180 545	214 422	70 173	465 140
Zu- und Ablieferung	724	3	1 038	1 766
Bewehrungsstahl				
Errichtung	30 850	1 173	3 123	36 857
Zu- und Ablieferung	182	0,04	261	444
hochwertiger Stahl				
Errichtung	-	-	-	-
Zu- und Ablieferung	46	0,41	66	113
Elektrotechnik/Maschinenbau				
Errichtung	73 434	8 888	38 787	121 108
Zu- und Ablieferung	22	0,20	32	54
Aushub				
Errichtung	37 030	30 719	44 012	134 544
Zu- und Ablieferung	259	2	371	632
Summe	323 092	255 208	157 863	760 658

Quelle: RVS, 2010, S.26; Salzburg AG, 2013b, persönlicher Schriftverkehr; Statistik Austria, 2013a, online;

Umweltbundesamt et al. 2004, elektronische Datenbank; Putz, 2013, persönliches Gespräch; eigene Berechnungen

Wie Tabelle 19 zeigt, belaufen sich die externen Kosten der Windkraftanlagen auf 760.658 Euro. Allem voran nehmen die Schadstoffkosten bei der Betonproduktion eine große Rolle ein. Wie bereits angeführt entfallen Schadstoffkosten bei der Produktion für hochwertigen Stahl, da diese im Ausland angenommen wird. Die Kosten für Zu- und Ablieferung fallen sehr niedrig aus, dies ist primär auf die verhältnismäßig geringe Menge an verwendeten Baustoffen für diese Anlagen zurückzuführen.

Bei der Berechnung fallen die externen Kosten alle 20 Jahre neu an. Anders als beim Wasserkraftwerk (Abschreibungsdauer 50 Jahre) haben Windkraftanlagen eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren, deshalb müssen die externen Kosten fünf Mal über die Betrachtungsperiode von 90 Jahren eingehen.

6.2 Stromerzeugung aus kalorischer Quelle

6.2.1 Überblick

In diesem Punkt werden die Kosten erhoben und berechnet, welche bei einer Stromproduktion aus einer kalorischen Quelle anfallen würden. Als Referenztechnologie wird dabei ein Gasturbinenkraftwerk herangezogen.

Bei diesem Analysepunkt ist folgendes im Vorfeld hinzuzufügen:

Ein Vergleich mit einem Gaskraftwerk, welches ein Regelarbeitsvermögen wie das des Wasserkraftwerks hat, ist mit einigen Unsicherheiten behaftet. Grundsätzlich werden Gaskraftwerke in einem wesentlich höheren Leistungsbereich gebaut als der des Wasserkraftwerks (13,7 MW). Während ein Wasserkraftwerk für die Abdeckung von Grundlasten gebaut wird, sind Gaskraftwerke zum Teil spitzenlastfähig. Sie werden meist zur Kompensation des schwankenden Angebots von erneuerbaren Energien verwendet (Die Zeit, 2014, online). Anzuführen ist ebenfalls, dass Gaskraftwerke meistens mit der Technologie einer Kraft-Wärme Kopplung betrieben werden, da ansonsten der Wirkungsgrad der Anlagen sehr gering ausfällt. In der vorliegenden Arbeit ist jedoch nur die Stromproduktion von Relevanz, deshalb wird die Betrachtung der Wärmeproduktion ausgeklammert. Hier kann angeführt werden, dass dadurch die Alternative des Gaskraftwerks benachteiligt wird, jedoch liegen sehr genaue Daten über die spezifischen Kosten der Stromerzeugung aus einem Gaskraftwerk vor. Somit können nur die relevanten Kosten für die Analyse betrachtet werden.

Zwar ist die Analyse dieser Alternative mit einigen Unsicherheiten behaftet, dennoch handelt es sich um einen relevanten Vergleichsmaßstab, der in einer solchen Analyse unbedingt betrachtet werden sollte. Einsparungseffekte des Wasserkraftwerks gegenüber dem Gaskraftwerk sind vor allem im Bereich der Schadstoffkosten und in Form niedriger Betriebskosten zu erwarten, da die Brennstoffkosten entfallen.

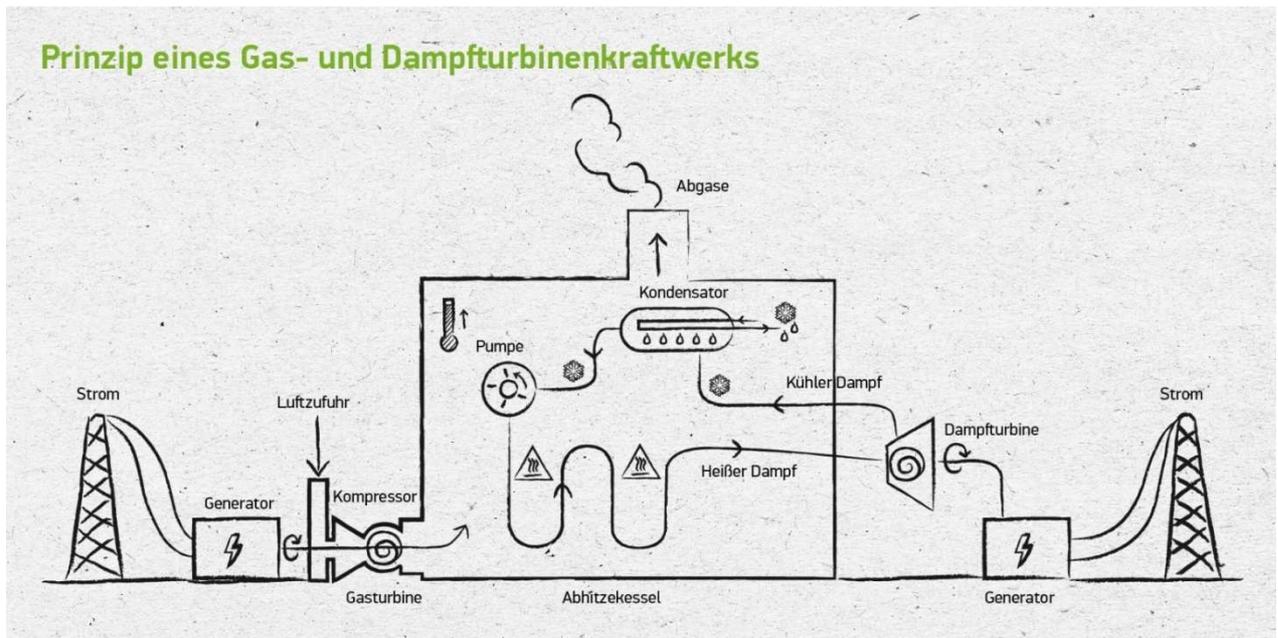
Gaskraftwerke funktionieren durch den Antrieb einer Turbine durch Wärme. In konventionellen Gaskraftwerken wird das Erdgas allein als Brennstoff verwendet und treibt dadurch eine Turbine an die an einen Stromgenerator angekoppelt ist.

In Gas befeuerten Dampfkraftwerken wird durch Erhitzen von Wasser in Wärmetauschern Dampf erzeugt, der in weiterer Folge eine Turbine antreibt. Die modernste Form dieses Erzeugungstyps stellen die Gas- und Dampf- Kombikraftwerke (GuD) dar. Diese vereinen die Technologien von Gas- und Dampfkraftwerken. Die heißen Gase aus der direkten Gasverbrennung werden weiterverwendet,

um einen Dampfkessel zu erhitzen. Der Dampf treibt wiederum eine Turbine an, welche die Bewegungsenergie an einen Stromgenerator überträgt (Getit.de, o.J., online).

Den Prozess eines solchen Kraftwerks veranschaulicht Abbildung 8.

Abbildung 8: Darstellung eines GuD Kraftwerks



Quelle: FGW, ÖVGW, 2013, online

Der Wirkungsgrad solcher Gas- und Dampfturbinenkraftwerke kann zusätzlich durch eine Kraft-Wärme Kopplung erhöht werden, das bedeutet, dass die Abwärme der Anlage zum Heizen über Nah- oder Fernwärme genutzt wird. Gaskraftwerke im Generellen sind, im Vergleich zu den erneuerbaren Energieträgern (ausgenommen Pumpspeicher), überwiegend spitzenlastfähig. Das bedeutet, dass sie in kurzer Zeit hochgefahren werden können um Nachfragespitzen abzudecken. Gaskraftwerke, wie sich später in der Berechnung zeigt, sind in der Errichtung verhältnismäßig günstig, im Betrieb jedoch sehr kostenintensiv, vor allem aufgrund der hohen Brennstoffkosten.

6.2.2 Interne Kosten des kalorischen Kraftwerks

Analog zur Wind- und Wasserkraft werden zuerst die internen Kosten für Betrieb und Errichtung eines Gaskraftwerkes ermittelt. Die allgemeinen technischen Daten sind Tabelle 20 zu entnehmen.

Tabelle 20: Technische Daten des Gaskraftwerks

Nennleistung	13,7 MW
Volllaststunden	rd. 5900 h/a
Regelarbeitsvermögen	81 Mio. kWh/a

Quelle: eigene Berechnungen

Wie aus der oben stehenden Tabelle abgelesen werden kann, werden für das Gaskraftwerk dieselben technischen Daten angenommen wie für das Wasserkraftwerk (vgl. Tabelle 2). Ein wichtiger Einflussfaktor ist die Wahl der Volllaststunden. Dem Gaskraftwerk wird dieselbe Zahl an Volllaststunden unterstellt wie dem Wasserkraftwerk. Dadurch ergibt sich auch dieselbe Nennleistung für das Gaskraftwerk. Volllaststunden in der Höhe von rund 5900 Stunden pro Jahr sind ein realitätsnaher Ansatz, in der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ von Nitsch et. al, 2012, S.216 im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit wird für kalorische Kraftwerke eine Volllaststundenzahl von ca. 6000 Stunden pro Jahr angesetzt. Spezifische Daten bezüglich anfallender Investitionskosten zeigt Tabelle 21.

Tabelle 21: Spezifische Investitionskosten für ein Gaskraftwerk

Investitionskosten pro kW	rd. 1500 €/kW
Abschreibungsdauer der Anlage	rd. 30 Jahre
Investitionskosten gesamt	20 550 000 €

Quelle: Nitsch et al., 2012, S.260; Salzburg AG, 2013d, persönlicher Schriftverkehr; eigene Berechnungen

Wie Tabelle 21 veranschaulicht, liegen die Investitionskosten für ein Gaskraftwerk bei über 20,5 Millionen Euro. Diese müssen über den gesamten Betrachtungszeitraum zwei Mal, inklusive der anfänglichen Investition, reinvestiert werden, da mit einer Abschreibungsdauer von rund 30 Jahren kalkuliert wurde (Salzburg AG, 2013b, persönlicher Schriftverkehr). Die Investitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung wurden der oben angeführten Studie von Nitsch et al. aus dem Jahr 2012 entnommen. Hier wurden die Investitionskosten für Gaskraftwerke mit rund 1500 Euro pro Kilowatt angegeben (Nitsch et al., 2012, S.260).

Im Vergleich zum Wasserkraftwerk und den Windkraftanlagen zeichnet sich ein Gaskraftwerk durch

eher geringe Investitionskosten aus. Dagegen ist das Wasserkraftwerk in der Errichtung rund vier Mal so teuer, zu beachten sind jedoch auch die unterschiedlichen Abschreibungszeiträume.

Die Betriebskosten für ein solches Gaskraftwerk sind Tabelle 22 zu entnehmen.

Tabelle 22: Betriebskosten eines Gaskraftwerks

Betriebskosten pro kWh	0,07 €/kWh
Betriebskosten pro Jahr	5 670 000 €

Quelle: Nitsch et al., 2012, S.217, eigene Berechnungen

Beim Gaskraftwerk wäre mit Betriebskosten von über 5,6 Millionen Euro im Jahr zu rechnen (Tabelle 22). Ausgegangen wird von Betriebskosten in der Höhe von 0,07 Euro pro Kilowattstunde. Dazu wird folgendes angemerkt:

Nitsch et al. geben als Ansatz für Betriebskosten rund 0,045 Euro pro Kilowattstunden im Jahr 2010 an. Bei den internen Kosten für den Betrieb schlagen sich vor allem die Brennstoffkosten für Gas sehr stark nieder, während die konventionellen Betriebskosten pro Kilowattstunde sehr gering sind (rund 0,6 Cent). Bei den konventionellen Betriebskosten wird in Zukunft auch kaum eine Steigerung erwartet. Bei den Brennstoffkosten wird hingegen eine annähernd lineare Zunahme der Brennstoffkosten von Nitsch et al. angenommen. So liegen diese im Jahr 2020 schon bei rund 5 Cent pro Kilowattstunde, 2030 bei über 6 Cent pro Kilowattstunde und 2050 bei rund 9 Cent pro Kilowattstunde. Zwar basiert diese Preissteigerung auf Basis einer deutlichen Kostenzunahme, jedoch erscheint sie hinsichtlich der begrenzten Menge von Erdgas als plausibel (Nitsch et al., 2012, S.217).

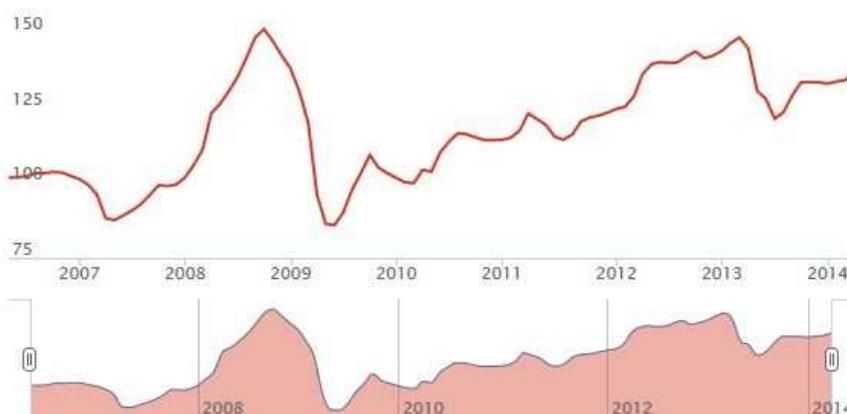
Abbildung 9: Entwicklung des Gaspreises in Österreich seit 2007 (indexiert)

Entwicklung des Österreichischen Gaspreisindex

Aktuelle Entwicklung des ÖGPI

Zoom **3m** **6m** **2014** **1J.** **2J.** **Ges.**

Von **01-05-2006** Bis **01-04-2014**



Quelle: Österreichische Energieagentur, 2014, online

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung des Gaspreises in Österreich seit 2007. Aus den indexierten Werten ist erkennbar, dass der Gaspreis innerhalb des Zeitraumes zwischen 2007 und 2010 sehr starken Schwankungen unterlag. Zwischen 2010 und 2013 kam es zu einer Zunahme des Preises um knapp 50 Prozent des indexierten Ausgangswertes. Aus der Entwicklung des Gaspreises kann abgeleitet werden, dass es zwar immer wieder zu einer punktuellen Senkung des Gaspreises kam, die generelle Tendenz ist jedoch steigend. Dadurch lässt sich eine Zunahme der Brennstoffkosten, als Annahme der Berechnung begründen.

Aufbauend auf diese Annahme der Preissteigerung muss eine „Anpassung“ der Betriebskosten erfolgen, da diese nicht in der Höhe des Jahres 2010 über den gesamten Betrachtungszeitraum eingehen können. Daher wurde dieser Wert vom Autor auf 7 Cent pro Kilowattstunde korrigiert. Damit wird versucht, der stattfindenden, aber mit großen Unsicherheiten behafteten Preissteigerung Rechnung zu tragen.

Hervorzuheben bei diesem Untersuchungspunkt ist, dass die Investition- und Betriebskosten in etwaige Gasleitungen aufgrund mangelnder Datengrundlagen, von der Betrachtung ausgeklammert wurden.

Grundsätzlich sticht hervor, dass Gaskraftwerke zwar sehr niedrige Investitionskosten haben, die laufenden Kosten fallen aber wesentlich höher aus als bei der Wind- und Wasserkraft. Gleich wie beim Wasserkraftwerk und den Windkraftanlagen, wird von einem Betrieb im Jahr 2013 ausgegangen. Die Errichtung erfolgt in den Jahren 2012 und 2013, 2013 fallen die Betriebskosten wie bei den anderen Anlagen in voller Höhe an (Tabelle 23).

Tabelle 23: Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten des Gaskraftwerkes

Jahr	Kosten (statisch) [€]
2012	10 788 750
2013	16 458 750
2014	7 285 383
2015	7 285 383
2016	7 285 383

Quelle: eigene Berechnungen

Außerdem werden die externen Kosten für die Errichtung zu den Investitionen und Reinvestitionen addiert, jene die im Betrieb durch Emissionen entstehen gehen jährlich ein. Diese sind in Tabelle 23 bereits enthalten. Eine Berechnung der externen Kosten erfolgt im nachstehenden Punkt.

6.2.3 Externe Kosten des kalorischen Kraftwerks

Aufgrund der fehlenden Datenlage ist eine Berechnung der externen Effekte durch die Errichtung eines Gaskraftwerkes nur mit Annahmen möglich. Diese Problematik ergibt sich dadurch, dass keine Mengenaufstellung für ein Gaskraftwerk dieser Größenordnung vorliegt. Darum wird auf eine Annahme zurückgegriffen. Die externen Kosten im Vergleich zu den Investitionskosten des Wasserkraftwerks belaufen sich auf rund 7 Prozent, dieser Wert dient als Referenzmaß. Da aber davon ausgegangen werden kann, dass ein Gaskraftwerk mit weniger Aufwand als ein Wasserkraftwerk errichtet werden kann (geringere Investitionskosten) wird der Prozentsatz auf 5 Prozent nach unten korrigiert. Es werden 5 Prozent der Investitionskosten des Gaskraftwerkes als externe Kosten der Errichtung sowie für die Zu- und Ablieferung von Anlagenteilen angesetzt. Dieser Wert ist zwar mit sehr großen Unsicherheiten behaftet, die externen Kosten der Errichtung eines solchen Gaskraftwerkes haben aber nur einen marginalen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Klar erfassbar sind hingegen die externen Kosten die durch den Betrieb eines solchen Gaskraftwerkes anfallen. Ausgehend auf die jährlich emittierten CO₂ Mengen durch den Betrieb und den Kostenansatz für eine emittierte Tonne CO₂ ergeben sich die jährlichen externen Kosten (Tabelle 24).

Tabelle 24: Externe Kosten durch den Betrieb des Gaskraftwerkes

Menge CO₂	29 371 t/a
Kostenansatz pro Tonne CO₂	55 €/t
Kosten gesamt	1 615 383 €/a

Quelle: RVS, 2010, S. 26; Nitsch et al., 2012, S. 217, Salzburg AG, 2013d, persönlicher Schriftverkehr, eigene Berechnungen

Der ausschlaggebende Faktor für die Höhe der externen Kosten durch den Betrieb ist der Kostenansatz pro emittierte Tonne CO₂. Gleich wie bei den externen Effekten der Errichtung wurde hier ein Kostenansatz von 55 Euro pro Tonne gewählt. Nitsch et al. verwenden in ihrer Studie einen Kostenansatz von 75 Euro pro Tonne CO₂ der durch einen ungebremsten Klimawandel argumentiert wird (Nitsch et al., 2012, S.217). Dieser Ansatz wird vom Autor jedoch nicht weiterverfolgt, da keine Alternative bevorzugt oder benachteiligt werden darf (für die externen Kosten der anderen Varianten wurde der Kostenansatz von 55 Euro pro Tonne CO₂ verfolgt). Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse erfolgt aber ohnehin eine Diskussion des CO₂ Kostenansatzes, da dieser in der Literatur sehr großen Schwankungen unterliegt.

Zu Tabelle 24 muss noch angeführt werden, dass hier aufgrund der verfügbaren Daten nur die CO₂ Emissionen berechnet wurden. Gaskraftwerke emittieren ebenfalls Schwefel-, Kohlen- und Stickoxide die potentiell gesundheitsschädigend wirken können (Krewitt et al., 2006, S.35).

6.3 Erschließung von Stromeinsparungspotentialen

6.3.1 Überblick

In diesem Punkt wird untersucht, was es aus staatlicher Sicht kosten würde Stromeinsparungspotentiale in Höhe des Regelarbeitsvermögens des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen zu erschließen. Dabei stellt sich vorgelagert die Frage durch, welche Maßnahmen können diese Potentiale erschlossen werden und mit welchen Kosten sind sie verbunden? Dazu ist die Erläuterung des theoretischen Rahmens und der Vorgehensweise des Autors genauer darzustellen:

Einer solchen Analyse liegt grundsätzlich folgende Formel zugrunde (Quelle: Haas et al., 2011, S.23; eigene Darstellung):

$$E = \frac{P}{\eta} t$$

E.....Endenergie[J]

η.....Wirkungsgrad der Anwendung (abgegebene Leistung/zugeführter Leistung)

P.....Für die Bereitstellung der Energiedienstleistung abgegebene Leistung [W]

t.....Nutzungsdauer der Anwendung

Aufbauend auf diese Formel können drei Möglichkeiten für einen geringeren Energieverbrauch identifiziert werden:

- *Die Steigerung der technischen Effizienz von Anwendungen*
 - *die Anpassung der für die Bereitstellung einer Dienstleistung abgegebene Leistung (P) (Redimensionierung) und*
 - *die Reduktion der Nutzungsdauer (t) einer Energiedienstleistung welche insbesondere durch ökonomisch/politische Maßnahmen bzw. Energiepreissteigerungen eingeleitet wird.*
- (Haas et al., 2011, S.23)

Die Analyse dieser Arbeit bewegt sich im Bereich der Effizienzsteigerung von Anwendungen, da die anderen beiden Punkte kaum bis überhaupt nicht in dieser Diplomarbeit behandelbar sind. Zur obern definierten Redimensionierung der abgegeben Leistung (P) von Haas et al. ist anzumerken, dass

dieses Thema der Einsparung von der EU in Form der Energieeffizienzrichtlinie aufgegriffen wurde. Energieanbieterinnen und Energieanbieter können vom Nationalstaat verpflichtet werden, die abgegebene Energiemenge an die Endkundinnen und Endkunden jährlich reduzieren (siehe Punkt Rechtlich- Europäische Union).

Maßnahmen zur Reduktion der Nutzungsdauer (t), wie zum Beispiel Preissteigerungen, stellen häufig praktizierte staatliche Regulierungen dar.

Als staatliche Stromsparmaßnahmen werden von Schönbäck et al., 1997, S.100 folgende angegeben:

- Normen
- Subventionen
- Information
- Tarifierung gemäß volkswirtschaftlicher Grenzkosten der Energiegewinnung

Normen zwingen entweder Konsumentinnen und Konsumenten technologisch hochwertigere/effizienter Geräte zu erwerben oder aber Erzeugerinnen und Erzeuger bessere Geräte anzubieten (Cervený et al., 1993, S.40 zitiert nach Schönbäck et al., 1997, S.100).

Durch **Subventionen** beim Erwerb von energiesparenden Geräten oder Anlagen sind ebenfalls Einsparungen zu erzielen, diese Maßnahme geht aber mit administrativen Kosten für den Verwaltungsaufwand einher. Zu bedenken ist hier grundsätzlich, dass all jene Personen die sich zuvor ohne Subventionen „optimal“ verhalten haben diese nun auch in Anspruch nehmen (Haas, 1992, S.24ff. zitiert nach Schönbäck et al., 1997, S.100).

Informationen können der Konsumentin oder dem Konsumenten helfen, einfacher rationale Entscheidungen zu treffen, z.B. durch Effizienzplaketten auf Geräten und vollständigen, leicht interpretierbaren Beschreibungen. Dadurch kann für die Endabnehmerin oder den Endabnehmer eine objektive Bewertungsgrundlage geboten werden, dies wird durch staatliche Verordnungen sichergestellt (Cervený et al., 1993, S.40 zitiert nach Schönbäck et al., 1997, S.100).

Tarifierung gemäß volkswirtschaftlicher Grenzkosten der Energiegewinnung:

Bei der Umsetzung dieser Maßnahme müssten den Endkundinnen und Endkunden die internen Grenzkosten und die verursachten externen Kosten gänzlich angelastet werden. Große Probleme ergeben sich gerade im Bereich der Bestimmung der externen Kosten, die auch den Versorgungsunternehmen selbst nicht angelastet werden. Diese Problematik verschärft sich zusätzlich durch die Homogenisierung des europäischen Strommarktes, der Strom kann von einem Unternehmen im Ausland bezogen werden, das somit auch nicht nationalen Bestimmungen unterliegt.

Für die Analyse wird auf die Maßnahme der Subventionen zurückgegriffen, da diese bereits in monetärer Form sind und sich im Vergleich zu den anderen Maßnahmen relativ einfach bewerten lassen.

Zuvor muss aber das für Effizienzsteigerung erfass- und bewertbare Potential ermittelt werden. Hier wird auf das technologische Einsparungspotential zurückgegriffen. Dieses „[...] kann innerhalb des Standes der Technik (Prototypen) realisiert werden.“ (Lesch, 1990, S.10 zitiert nach Schönböck et al., 1997, S.96). Zwar werden von Schönböck et al. noch weitere Typen von Einsparungspotentialen definiert, jedoch sind diese für die weitere Analyse nicht relevant und werden daher auch in dieser Arbeit nicht weiter behandelt und auf die Studie „Nationalpark Donauauen: Nutzen-Kosten-Analyse“ von Schönböck et al. 1997, S.96 verwiesen.

Einsparungen gäbe es grundsätzlich in sehr vielen Bereichen. In Industrie und Gewerbe, im Dienstleistungssektor, in privaten Haushalten etc... . Für diese Analyse wurden die Einsparungspotentiale für ausgewählte Haushaltsgeräte privater Haushalte verwendet. Diese Vereinfachung muss vor allem wegen der stark beschränkten, konsistent verwertbaren Datenlage gemacht werden. Methodisch gesehen errechnet sich das (statische) Einsparungspotential basierend auf den ausgewählten Haushaltsgeräten wie folgt:

$$P_{\text{tech (Stufe 1)}} = G_{\text{installiert}} - G_{\text{marktdurch}}$$

Das technische Einsparungspotential ($P_{\text{tech (Stufe 1)}}$) errechnet sich somit aus der Differenz zwischen dem durchschnittlichen Verbrauch der derzeit installierten Geräte ($G_{\text{installiert}}$) und dem durchschnittlichen Verbrauch von derzeitigen am Markt erhältlichen Marktdurchschnittsgeräten ($G_{\text{marktdurch}}$).

$$P_{\text{tech (Stufe 2)}} = G_{\text{installiert}} - G_{\text{marktbest}}$$

Das technische Einsparungspotential ($P_{\text{tech (Stufe 2)}}$) errechnet sich aus der Differenz zwischen dem durchschnittlichen Verbrauch der derzeit installierten Geräte ($G_{\text{installiert}}$) und dem durchschnittlichen Verbrauch effizientester Geräte am Markt ($G_{\text{marktbest}}$).

Bei den Kosten zur Berechnung der Einsparung werden nach Schönbäck et al., 1997, S.98 folgende Typen unterschieden:

- Technologische Kosten
- Administrative Kosten

Unter **technologischen Kosten** werden all jene verstanden, die durch den Erwerb bzw. den Einsatz effizienterer Technologien zusätzlich anfallen. Ob diese auf staatlicher oder privater Seite anfallen ist für diese Analyse nicht relevant.

Administrative Kosten (vereinfacht „**Umsetzungskosten**“) werden als jene Kosten beschrieben, die durch Maßnahmen entstehen, die darauf abzielen, das Verhalten der Konsumentinnen und Konsumenten in Richtung des Erwerbs stromsparender Geräte zu beeinflussen.

Administrative Kosten müssen deshalb angesetzt werden, da sich Konsumentinnen und Konsumenten bei der Nachfrage nach Energiedienstleistungen nicht in vollem Maße rational verhalten. Als Gründe dafür werden unter anderem Risikoaversion, Informationsmängel und geringer Stellenwert energiewirtschaftlicher Aspekte bei der Kaufentscheidung genannt (Schönbäck et al., 1997, S.97). Billige Strompreise und eine lange Amortisationsdauer von Haushaltsgeräten können zu langfristig gesehen irrationalen Kaufentscheidungen führen.

Hervorzuheben ist, dass die Einsparungspotentiale aus dem technischen Einsparungspotential Stufe 2 (P_{tech} (Stufe 2)) von staatlicher Seite aus zu den Kosten der Erschließung des Einsparungspotentials Stufe 1 (P_{tech} (Stufe 1)) erschlossen werden können. Deshalb, da für die Endkundin oder den Endkunden dadurch keine Mehrkosten beim Kauf eines Bestgerätes entstehen (die Kundin oder der Kunde hätte in jedem Fall irgendwann ein neues Gerät benötigt). Es wird also von staatlicher Seite jener Differenzbetrag subventioniert, der für die Endkundin oder den Endkunden den zu zahlenden „Mehrbetrag“ zwischen einem Durchschnittsgerät und einem Marktbestgerät darstellt.

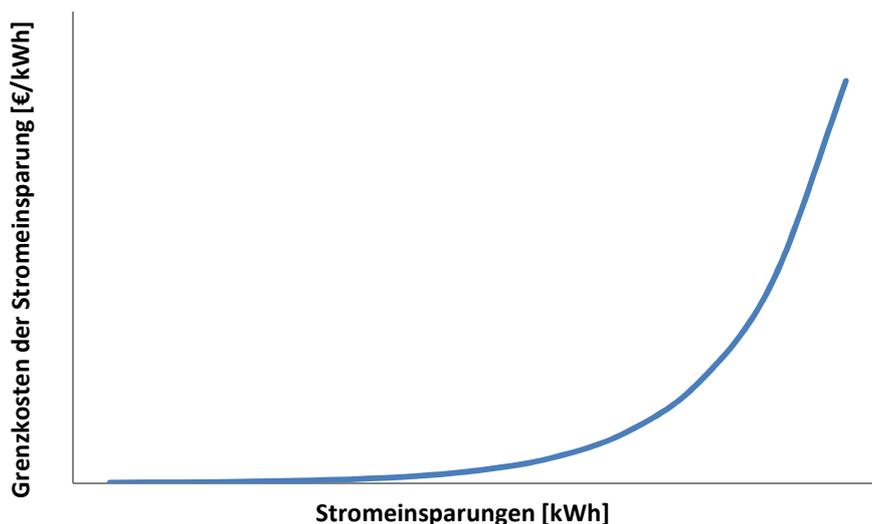
Dazu wird folgendes angemerkt:

Im Vergleich zu den anderen Varianten ist dieser Punkt mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Erstens werden nur jene Geräte betrachtet, für die auch entsprechend verlässliche Daten zur Verfügung stehen. Zu beachten ist, dass es mit Sicherheit billigere Wege aus staatlicher Sicht gäbe Stromsparpotentiale zu erschließen, beispielsweise im Industriesektor. Leider ist eine solche Untersuchung im Rahmen dieser Diplomarbeit nicht möglich, es muss auf einfache analysierbare Bereiche zurückgegriffen werden. Zweitens ist die zukünftige Entwicklung von Stromsparpotentialen über den Betrachtungszeitraum nicht abschätzbar, da diese stark auf den technologischen Fortschritt

aufbaut. Drittens stellt sich die große Frage nach der sozialpolitischen Durchsetzbarkeit. Um solche Stromsparmaßnahmen realisieren zu können, bedarf es einer politischen Durchsetzung und einer hohen Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung. Vereinfacht gesagt muss der „Wille“ zum Stromsparen bei jeder und jedem auch gegeben sein, damit eine solche Maßnahme auch Erfolg hat.

Im Allgemeinen hat eine veränderte Nachfrage fundamentale Auswirkungen auf die Grenzkosten der Stromproduktion, diese ist aber aus heutiger Sicht auf einen Zeitraum von 90 Jahren nicht abzuschätzen. Es kann nur mit Annahmen, aufbauend auf dem statischen Einsparungspotential, eine Berechnung der zukünftigen Potentiale erfolgen. Die Grenzkosten der Stromeinsparung können vereinfacht als Funktion dargestellt werden (Abbildung 10).

Abbildung 10: Abstrahierte Darstellung der Grenzkosten von Stromeinsparungen



Quelle: Schönbäck et al., 1997, S.99; eigene Darstellung

Wie Abbildung 10 zeigt, werden die Grenzkosten der Stromeinsparung in der Studie von Schönbäck et al. aus dem Jahr 1997 als Exponentialfunktion angenommen. Anfänglich kann das Einsparungspotential durch geringe Kosten erschlossen werden, diese Kosten steigen jedoch mit Zunahme des Einsparungspotentials exponentiell an. Mit Hilfe dieser Funktion kann eine Zunahme an Einsparungskosten begründet werden, diese werden in der vorliegenden Arbeit vereinfacht als konstant steigend angenommen. Auf dieses Thema wird aber noch genauer im dazugehörigen Berechnungspunkt eingegangen.

Auch gibt es Argumente, die Stromsparmaßnahmen relativieren. Im Gegensatz zu den spezifischen Einsparungspotentialen steigt in einer Volkswirtschaft sowohl die Nachfrage nach Energiedienstleistungen als auch der Absolutbetrag installierter Leistungen. Weiters werden aufgrund niedriger Strom- und Gerätepreise sowie steigender Einkommen zusätzliche Geräte nachgefragt (z.B. Zweitfernseher, Laptop, PC, etc...).

Diese Argumente sind zwar grundsätzlich zutreffend, jedoch für die Nutzen Kosten Analyse nicht relevant, da nur die projektinduzierten Effekte von Bedeutung sind. Genauer gesagt sind die angeführten Argumente auf allgemeine Entwicklungen und nicht auf die Projektwirkungen zurückzuführen (Schönbäck et al., 1997, S.101).

6.3.2 Kosten der Erschließung von Stromeinsparungspotentialen

Als Ausgangslage für Erhebung des durchschnittlichen Verbrauchs installierter Geräte dient das Strom- und Gastagebuch der Statistik Austria mit dem Stand des Jahres 2012 (Tabelle 25).

Tabelle 25: Stromverbrauch ausgewählter Haushaltsgeräte

Kühl- und Gefriergeräte	Mittelwert [kWh/a]
Kühlgeräte	316
Gefriergeräte	320
Haushaltsgroßgeräte	
Herd, Backrohr	418
Waschmaschine	280
Wäschetrockner	390
Geschirrspüler	380
Stand-by Verbrauch	
Herd, Backrohr	35
Küchen- und Haushaltsgeräte	19

Quelle: Statistik Austria, 2012b, online; Christian et al., 2010, S.103

Die Werte in Tabelle 25 wurden fast gänzlich aus dem Strom- und Gastagebuch der Statistik Austria übernommen. Lediglich der durchschnittliche Energieverbrauch von Wäschetrocknern wurde durch den aus der Studie „Zukunftsfähige Energieversorgung Österreich“ von Christian et al., 2010, substituiert, da dieser im Vergleich mit anderen Verbrauchsstatistiken unplausibel hoch erschien. Den höchsten Stromverbrauch weisen die Haushaltsgroßgeräte auf. Herd bzw. Backrohr haben mit 418 Kilowattstunden pro Jahr den höchsten Verbrauch, gefolgt vom Wäschetrockner mit

390 Kilowattstunden pro Jahr und dem Geschirrspüler mit 380 Kilowattstunden pro Jahr. Zusätzlich haben die Geräte einen stand-by Verbrauch von 54 Kilowattstunden pro Jahr.

Dem durchschnittlichen Verbrauch der derzeit installierten Geräte (Tabelle 25) wird der Verbrauch der derzeit am Markt erhältlichen Durchschnittsgeräte sowie der Verbrauch der effizientesten Geräte am Markt gegenübergestellt (Tabelle 26).

Tabelle 26: Gegenüberstellung verschiedener Effizienzstufen von Haushaltsgeräten

	Verbrauch derzeit installierter Geräte [kWh/a]	Verbrauch am Markt erhältlicher Durchschnittsgeräte [kWh/a]	Verbrauch effizientester Geräte am Markt [kWh/a]
Kühl- und Gefriergeräte			
Kühlgeräte	316	191	63
Gefriergeräte	320	286	117
Haushaltsgroßgeräte			
Herd, Backrohr	418	160	90
Waschmaschine	280	266	145
Wäschetrockner	390	300	172
Geschirrspüler	380	311	194

Quelle: Statistik Austria, 2012b, online; Quack, 2013, online; Eberle, 2007, online; Öko-Institut e.V., Verbraucherzentrale Rheinland Pfalz, 2012, online; eigene Berechnungen

Aus Tabelle 26 kann abgelesen werden, dass es im Bereich der ausgewählten Haushaltsgeräte große Einsparungspotentiale gibt. Beispielsweise gibt es sehr große Unterschiede im Verbrauch bei den Herden bzw. Backöfen zwischen den derzeit installierten Geräten und den effizientesten am Markt. Auch bei den Kühlgeräten ist ein sehr großer Unterschied zu beobachten.

Die Frage ist nun, zu welchen Kosten kann dieses Potential erschlossen werden und mit welchen Kosten sind Einsparungen in Höhe des Regelarbeitsvermögens des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen verbunden. Hier wird, wie bereits im Überblick dieses Untersuchungspunktes erklärt, unterschieden zwischen dem Erschließungspotential Stufe 1 (Installierte Geräte – Marktdurchschnittsgeräte) und dem Erschließungspotential Stufe 2 (Installierte Geräte – Effizienteste Geräte). Zusätzlich wurden die Kosten zur Erschließung des Potentials der Stufe 2 errechnet. Aufschluss über die verschiedenen Potentialstufen und die Kosten der Erschließung gibt Tabelle 27.

Tabelle 27: Erschließungspotentiale der Stufe 1 und 2 sowie die Erschließungskosten in einem Haushalt

	Technisches Einsparungspotential 1 (Installierte Geräte - Durchschnittliche Geräte) [kWh/HH]	Technisches Einsparungspotential 2 (Installierte Geräte - Effizienteste Geräte) [kWh/HH]	Kosten Erschließung des technischen Einsparungspotentials 2 [€/HH]
Kühl- und Gefriergeräte			
Kühlgeräte	125	253	128
Gefriergeräte	34	203	280
Haushaltsgroßgeräte			
Herd, Backrohr	258	328	119
Waschmaschine	14	135	108
Wäschetrockner	94	222	222
Geschirrspüler	69	186	79
Gesamt	613	1 346	935

Quelle: Statistik Austria, 2012b, online; Quack, 2013, online; Eberle, 2007, online; Öko-Institut e.V., Verbraucherzentrale Rheinland Pfalz, 2012, online; eigene Berechnungen

Tabelle 27 verdeutlicht das Einsparungspotential anhand der untersuchten Haushaltsgeräte, welches bei den effizientesten Geräten (Stufe 2) mehr als doppelt so hoch ist wie zu den Marktdurchschnittsgeräten (Stufe 1). Die Ergebnisse können wie folgt interpretiert werden: Das technische Einsparungspotential der Stufe 2 beträgt 1346 Kilowattstunden pro Haushalt. Um dieses Potential erschließen zu können, müsste daher ein Haushalt von staatlicher Seite mit 935 Euro subventioniert werden.

Beim stand-by Verbrauch der Geräte wurde unterstellt, dass dieser bei Haushalts- und Küchengeräte mit Hilfe von Schaltuhren gegen sehr geringe Kosten erschlossen werden kann, der stand-by Verbrauch von Backöfen und Herden bleibt ausgeklammert, da dieser nur durch Verhaltensänderungen reduziert werden kann und die Kosten dafür gänzlich unbekannt sind. Die Kosten für die Erschließung des stand-by Verbrauches von Haushalts- und Küchengeräte schlagen sich in Form von höheren administrativen Kosten nieder.

Zur Tabelle 27 muss angemerkt werden, dass wenn mehrere effizienteste Geräte (mit dem geringsten Verbrauch) zur Verfügung standen, ein Mittelwert aus den angegebenen Kaufpreisen errechnet wurde. Ausgenommen den Geschirrspülern, hier ist die angegebene Kostendifferenz so groß (knapp 300 Euro), dass der untere Wert im Hinblick auf die Plausibilität in die Rechnung eingeht. Wichtig ist, dass das Einsparungspotential der Stufe 2 zu der Kostendifferenz zwischen den Kosten

der Marktdurchschnittsgeräte und den der effizientesten Geräte erschlossen werden kann. Diese Subvention des Differenzbetrages von staatlicher Seite soll die Endkundin oder den Endkunden zum Kauf der Bestgeräte bewegen (es entstehen keine Mehrkosten für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher). Mit den Informationen aus Tabelle 27 können aufbauend auf den Einsparungskosten für einen Haushalt die (statischen) Gesamtkosten für die Einsparung errechnet werden (Tabelle 28).

Tabelle 28: Gesamterschließungskosten der Stromsparpotentiale

Regelarbeitsvermögen des Kraftwerks	81 000 000 kWh/a
Einsparungspotential Stufe 2	1 346 kWh/HH
Einsparungskosten Stufe 2	935 €/HH
Anzahl der betroffenen HH	60 161
Gesamterschließungskosten	56 278 458 €
Gesamterschließungskosten (zzgl. administrative Kosten)	58 529 596 €
Kosten pro kWh	0,72 €/kWh
Administrative Kosten	4%

Quelle: eigene Berechnungen

Die Gesamtkosten für die Erschließung belaufen sich auf über 58,5 Millionen Euro zuzüglich der administrativen Kosten. Da diese jedoch nicht bekannt sind bzw. keine verlässliche Grundlage dafür gegeben ist, werden diese als Ausgangswert mit 4 Prozent der Gesamterschließungskosten angenommen und im Rahmen der Sensitivitätsanalyse diskutiert und variiert. Im Detail ergeben sich die Berechnungen in Tabelle 28 wie folgt:

Es wurde in Tabelle 27 berechnet, in welcher Höhe ein Haushalt subventioniert werden müsste, damit das berechnete Einsparungspotential erschlossen werden kann. Da die Fragestellung lautet, zu welchen Kosten Stromeinsparungspotentiale in Höhe des Regelarbeitsvermögens des Wasserkraftwerks Lehen erschlossen werden können, muss zunächst genau die Anzahl an Haushalten ermittelt werden, die nötig wären, um Einsparungspotentiale in Höhe des Regelarbeitsvermögens zu erzeugen. Die Anzahl der betroffenen Haushalte ergibt sich durch die Division des Regelarbeitsvermögens durch das Einsparungspotential Stufe 2. Mittels Multiplikation der so errechneten Haushalte mit den spezifischen Einsparungskosten Stufe 2 (935 Euro pro Haushalt) ergeben sich Gesamtkosten von über 56 Millionen Euro. Werden dazu die administrativen Kosten addiert, ergeben sich Gesamterschließungskosten von über 58,5 Millionen Euro. Per Division dieser Gesamterschließungskosten durch das Regelarbeitsvermögen ergeben sich die Kosten pro Kilowattstunde (0,72 Euro pro Kilowattstunde), die für die weitere Berechnung benötigt werden.

Installationskosten für Geräte wurden ausgeklammert, würde diese berücksichtigt werden, wären wesentlich höhere administrative Kosten anzusetzen.

Nach der Berechnung der statischen Kosten, also zum heutigen Zeitpunkt, stellt sich nun das Problem der Berechnung der zukünftigen Entwicklung dieser Kosten. Da darüber keine Klarheit herrscht, wird weiter wie folgt vorgegangen:

Aus den Gesamterschließungskosten und der einzusparenden Menge (=Regelarbeitsvermögen Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen) konnte ein Kostenansatz pro Kilowattstunde errechnet werden. Dieser Wert pro Kilowattstunde muss dann mit der Lebensdauer der Geräte in Verhältnis gesetzt werden. Wird beispielsweise der Kauf einer Waschmaschine subventioniert, so müssen die Kosten der Einsparung auf ihre Lebensdauer (=20 Jahre) umgerechnet werden, denn man erspart sich 20 Jahre lang diesen Differenzbetrag benötigten Stroms. Die Lebensdauer der Geräte und die Kosten pro Kilowattstunde und Jahr pro Gerät sind Tabelle 29 zu entnehmen.

Tabelle 29: Abschreibungsdauer und anfallende Kosten pro Kilowattstunde und Jahr der Haushaltsgeräte

Kühl- und Gefriergeräte	Abschreibungsdauer [a]	Kosten [€/kWh]	Kosten [€/kWh und a]
Kühlgeräte	14	0,10	0,007
Gefriergeräte	17	0,22	0,013
Haushaltsgroßgeräte			
Herd, Backrohr	12	0,09	0,008
Waschmaschine	20	0,08	0,004
Wäschetrockner	13	0,17	0,013
Geschirrspüler	10	0,06	0,006
Gesamt		0,72	0,051

Quelle: Quack, 2013, online; Schönböck et al., 1997, S.105; eigene Berechnungen

Der in Tabelle 29 errechnete Wert von 0,051 Euro pro Kilowattstunde und Jahr stellt die Basis für den Vergleich mit dieser Alternative dar. Basis dafür ist der Wert von 0,72 Euro pro Kilowattstunde, der sich weder auf ein Geräte bezieht noch einen zeitlichen Bezug hat. Abhängig von der Haltbarkeitsdauer (Abschreibungsdauer), hat jedes Gerät einen spezifischen Wert pro Kilowattstunde und Jahr. Zur besseren Verständlichkeit wird der Rechenvorgang am Beispiel des Geschirrspülers erklärt:

Die spezifischen Stromeinsparungskosten für einen Geschirrspüler betragen 0,06 Euro pro Kilowattstunde¹⁰ (Tabelle 29). Da der spezifische Wert von 0,06 Euro aber noch keinen Zeitbezug hat, muss dieser durch die Haltbarkeit des Geräts dividiert werden, denn die einzusparende Strommenge fällt 10 Jahre lang jedes Jahr an. Daraus ergibt ein Wert von 0,006 Euro pro Kilowattstunde und Jahr für den Geschirrspüler.

Die jährlichen Kosten für die Erschließung der Stromsparpotentiale ergeben sich aus der Multiplikation des errechneten Wertes pro Kilowattstunde und Jahr mit dem Regelarbeitsvermögen des Kraftwerks. Vereinfacht gesagt, werden die Investitionskosten in die Geräte in laufende Kosten bzw. laufende Ausgaben umgerechnet, damit die zukünftigen Einsparungskosten einfacher umgesetzt werden können.

Bezüglich der Veränderung der (statischen) Kosten über den Betrachtungszeitraum liegt nun folgende Annahme zugrunde:

Zwar sind die Grenzkosten der Stromeinsparung nicht bekannt, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass wenn die weniger effizienten Bereiche erschlossen sind, die Erschließung effizienterer Bereiche mit höheren Kosten verbunden sein wird. Anders gesagt ist es teurer, einen bereits sehr hohen Standard noch höher zu machen als einen niedrigen Standard zu erhöhen. Deshalb müssen in Zukunft höhere Erschließungskosten angesetzt werden, die Höhe ist jedoch gänzlich unbekannt. Diese Steigerungsrate in der Arbeit wird als Basis mit 1 Prozent Kostensteigerung pro Jahr angenommen und in der Sensitivitätsanalyse diskutiert und variiert. Externe Kosten fallen bei dieser Alternative nicht an. Als Startjahr für die Investitionen in Stromsparmaßnahmen wurde das Jahr 2013 angenommen. Eine Auflistung der Kosten in den Startjahren zeigt Tabelle 30.

Tabelle 30: Aufteilung der Kosten in Stromsparmaßnahmen

Jahr	Kosten (statisch) [€]
2013	4 121 738
2014	4 162 956
2015	4 204 585
2016	4 246 631

Quelle: eigene Berechnungen

Abschließend muss zu diesem Untersuchungspunkt noch einmal angeführt werden, dass dieser mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Allem voran die Zuwachsraten der Stromeinsparungskosten sind nicht prognostizierbar. Es kann zwar von einer Steigerung ausgegangen werden, die Höhe dieser ist

¹⁰ Die Summe über alle Kosten pro Kilowattstunde würde wieder den vorher errechneten Ausgangswert von 0,72 Euro pro Kilowattstunde ergeben.

jedoch unbekannt. Zusätzlich ist fraglich ob nicht zusätzliche Kosten auf Seiten des Staates anfallen würden. Wird von der Annahme ausgegangen, dass man die Endkundinnen und Endkunden gänzlich zu effizienten Geräten „bewegen“ müsse, da aufgrund eines niedrigen Strompreises ohnehin keine autonome Änderung erfolgen würde, könnten Installationskosten¹¹ hinzukommen die sich sehr stark auswirken würden.

Die tatsächliche Höhe der notwendigen subventionierenden Mittel kann ebenfalls als kritisch betrachtet werden. Hier stellt sich die Frage, ob Endkundinnen und Endkunden nicht schon bei geringeren Subventionen (es wird nicht der gesamte Differenzbetrag zwischen Marktdurchschnittsgerät und dem effizientesten Gerät finanziert) beginnen würden Stromsparmöglichkeiten autonom zu erschließen. Dieser Einflussfaktor menschlichen Verhaltens ist jedoch nicht abzuschätzen.

Bei der vorliegenden Analyse wurden ebenfalls nur ausgewählte Haushaltsgeräte als Vergleichsmaßstab herangezogen, für die verlässliche Daten vorlagen. Die Vermutung liegt sehr nahe, dass in anderen Bereichen (z.B. Industrie) Stromsparmöglichkeiten zu wesentlich geringeren Kosten erschlossen werden könnten als bei Haushalten. All diese Punkte zeigen, dass Prognosen und Annahmen bei der Berechnung von Stromsparmöglichkeiten unerlässlich und somit diskutabel sind, ein Vergleichsmaßstab dieser Art sollte aber dennoch zu berücksichtigen werden.

6.4 Stromimporte

Stromimporte stellen eine von heimischen Unternehmen oft praktizierte Alternative zur Stromproduktion im Inland dar. Zum Teil hervorgerufen durch geringere Umweltauflagen im Ausland oder auch einem gesetzlich anderen Rahmen (z.B. Errichtung und Betrieb von Atomkraftwerken) kann die Produktion von Strom wesentlich billiger erfolgen, nicht zuletzt durch Subventionen gewisser Energiesparten. Schwindende nationale Potentiale für erneuerbare Energien aber auch Ressourcenmangel im Inland können eine höhere Importquote aus dem Ausland zur Folge haben. Der Stromimport als Alternative erscheint deshalb kurzerhand als notwendige Variante.

Die Bewertung dieser Alternative ist aber mit größten Prognoseunsicherheiten behaftet und auch kaum mit den Zielen der österreichischen Energiepolitik zu vereinbaren, allem voran widerspricht sie dem Ziel der Versorgungssicherheit. Durch einen verstärkten Fokus auf Stromimporte würde Österreich seine Abhängigkeit vom Ausland erhöhen anstatt zu verringern. Als Beispiel für die Abhängigkeit kann der Gasimport aus Russland genannt werden, der immer wieder zu Problemen geführt hat und gerade wieder höchste Brisanz hat.

¹¹ Unter Installationskosten wird hier jener Aufwand von staatlicher Seite verstanden, der anfallen könnte, wenn auch die Zulieferung und die Installation der Geräte durch Fachkräfte erfolgen müsste.

Die Hauptprobleme der Bewertung ergeben sich dadurch, dass keine Angaben über zusätzliche Versorgungsinfrastrukturen, die durch den Import nötig wären gegeben sind. Produktionsort und Erzeugungsart der Importe müssten ebenfalls klar erkennbar sein damit eine Bewertung erfolgen kann. Externe Effekte bei der Produktion im Ausland haben zwar Auswirkungen auf die Umweltsituation in Österreich, diese Wirkungen können jedoch innerhalb der Diplomarbeit nicht abgeschätzt werden.

Deshalb stellt der Stromimport zwar eine Alternative zur Produktion im Inland dar, eine konsistente Bewertung dieser kann jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen, weshalb diese Alternative im Vorhinein ausgeschlossen werden muss.

Der Stromimport stellt den letzten Untersuchungspunkt der Alternativen im Bereich der Stromerzeugung dar. Nach Berechnung anfallender Kosten aller Alternativen in diesem Bereich wird nun zu den Projektwirkungen übergegangen. Alle bewertbaren Veränderungen, die im Rahmen der Errichtung des Kraftwerks anfallen, werden hier erfasst. Im nachstehenden Kapitel wird deshalb auf den verbesserten Hochwasserschutz an der Salzach, der im Zuge des Kraftwerkprojektes errichtet wurde, eingegangen.

7 Hochwasserschutz

7.1 Überblick

Hochwässer stellen für die Stadt Salzburg eine große Gefahr dar. Eines der schwersten Hochwässer der jüngsten Geschichte ereignete sich Mitte August des Jahres 2002; die Salzach erreichte den äußerst kritischen Pegelstand von über 8,25 Metern und trat bei diesem Jahrhunderthochwasser fast über die Ufer (Haybäck, 2012, online).

Abbildung 11: Schiffbruch des Tourismusschiffes „Amadeus“ durch das Hochwasser 2002



Quelle: Stadtgemeinde Salzburg, 2002, online

Glücklicherweise ging das Hochwasser 2002 für die Stadt relativ glimpflich aus, wäre der Wasserstand nur um 50 Zentimeter höher gewesen hätte das fatale Folgen für die Stadt haben können. So wäre eine Fläche von rund 8,65 Quadratkilometern, davon 6,4 Quadratkilometer dicht besiedelt, überflutet worden. Das hätte sehr weitreichende Schäden nach sich gezogen (Loizl et al., 2012, S.7)

Bei einem weiteren Hochwasserereignis Anfang Juni des Jahres 2013 wurde der Pegelstand von 2002 noch übertroffen, die Salzach erreichte einen Stand von 8,5 Metern. Es bestand die akute Gefahr eines Gasleitungsbruches, der jedoch verhindert werden konnte. Zahlreiche Brücken und Stege wurden abgeriegelt (Haybäck, 2013, online). Das Wasserkraftwerk, welches beim Hochwasser 2013 noch am Ende der Bauphase war, überstand dieses ohne größere Schäden. Eine Impression dazu gibt Abbildung 12.

Abbildung 12: Das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen während des Hochwassers 2013

Quelle: Salzburger Nachrichten, 2013, online

Bereits 1997 wurde von der Bundeswasserbauverwaltung ein Ziviltechnikbüro mit der Projektierung von Hochwasserschutzmaßnahmen entlang der Salzach beauftragt. Nach dem Hochwasser 2002, wurde vom Gemeinderat im März 2003 die Umsetzung der Hochwasserschutzmaßnahmen beschlossen. Dabei wurde das Schutzziel mit einer Wasserspiegellage eines hundertjährigen Hochwassers (HQ_{100}) zuzüglich 50 Zentimeter Freibordkante festgelegt. Das Projekt bewegt sich beidseitig der Salzach im gesamten Stadtgebiet (von Itzling bis Josefiaw) und wurde für die Umsetzung in verschiedene Bauabschnitte unterteilt. Der Ausbau der Schutzmaßnahmen im nördlichen Bereich der Stadt, in Itzling, Lieferung und Lehen wurde im Rahmen des Kraftwerkbaues von der Salzburg AG getragen. Das gesamte Hochwasserschutzprojekt wurde 2004 begonnen und wird voraussichtlich bis 2022 fertig gestellt werden (Loizl et al., 2012, S.8f.). Innerhalb der letzten 10 Jahre wurden rund 4,7 Millionen Euro in das Projekt investiert (Loizl et al., 2012, S.22).

Da, wie oben angeführt, ein Teil des Hochwasserschutzprojektes von der Salzburg AG im Zuge des Kraftwerkprojektes finanziert wurde, muss auch dieses als Untersuchungspunkt in die Analyse eingehen. Grundsätzlich müsste, um einer umfassenden Nutzen und Kosten Analyse gerecht zu werden, eine detaillierte Untersuchung der Nutzeffekte erfolgen. Das bedeutet, es müssten zumindest der genaue Wert eines jeden durch die Hochwasserschutzmaßnahme geschützten Objekts sowie des Grundstücks und der potentielle Schaden (Überflutungstiefe) an diesen bekannt sein. Weiters wären alle anderen vermiedenen volkswirtschaftlichen Schäden (z.B. Infrastruktur) zu berücksichtigen. Da aber dem Autor keine dieser benötigten Berechnungsgrundlagen vorliegen, muss auf eine pragmatischere Berechnung zurückgegriffen werden.

Gleich wie bei den Alternativen zum Kraftwerk wird auch hier der Opportunitätskostenansatz besprochen. Im vorliegenden Fall bedeutet das, der Nutzen ist genau so groß wie die Kostendifferenz zur Zweitbesten Alternative. Die Schutzmaßnahme, welche durch die Salzburg AG getragen wird, ist die Errichtung einer Hochwasserschutzmauer. Der Nutzen dieser Mauer errechnet sich über den Vergleich mit mobilen Hochwasserschutzmodulen, die ansonsten im Notfall errichtet werden müssten. Auf Basis der Opportunitätskosten geht die Kostendifferenz dieser beider Varianten als Nutzen in die Untersuchung ein.

7.2 Kosten der Hochwasserschutzmaßnahmen

In Tabelle 31 sind die Eckdaten der errichteten Hochwasserschutzmauer angeführt.

Tabelle 31: Eckdaten der Hochwasserschutzmauer

Länge der Hochwasserschutzmauer	rd. 2800 m
Höhe der Hochwasserschutzmauer	rd. 1 m
Fläche der Hochwasserschutzmauer	2800 m ²

Quelle: Salzburg AG, 2014, persönlicher Schriftverkehr; eigene Erhebung

Die Gesamtlänge der Mauer ergibt sich aus den separat errichteten Teilen links- und rechtsufrig der Salzach. Deren Länge beträgt rund 1,4 Kilometer auf beiden Seiten, die Höhe der Hochwasserschutzmauer variiert. Da für den Vergleich mit den mobilen HW-Schutzeinheiten eine benötigte Fläche errechnet werden muss, wird vereinfacht eine einheitliche Höhe von rund einem Meter angenommen. Daraus ergibt sich eine Gesamtfläche von 2800 Quadratmetern. Abbildung 13 zeigt einen Teil der Schutzmauer im Bereich der Lehner Brücke.

Abbildung 13: Hochwasserschutzmauer mit Blick in Richtung Lehener Brücke

Quelle: eigene Erhebung

Die Gesamtkosten für die Hochwasserschutzmauer belaufen sich auf rund 1,7 Millionen Euro, als Abschreibungsdauer wurden (gleich wie bei den baulichen Teilen des Wasserkraftwerkes) 50 Jahre angenommen (Tabelle 32).

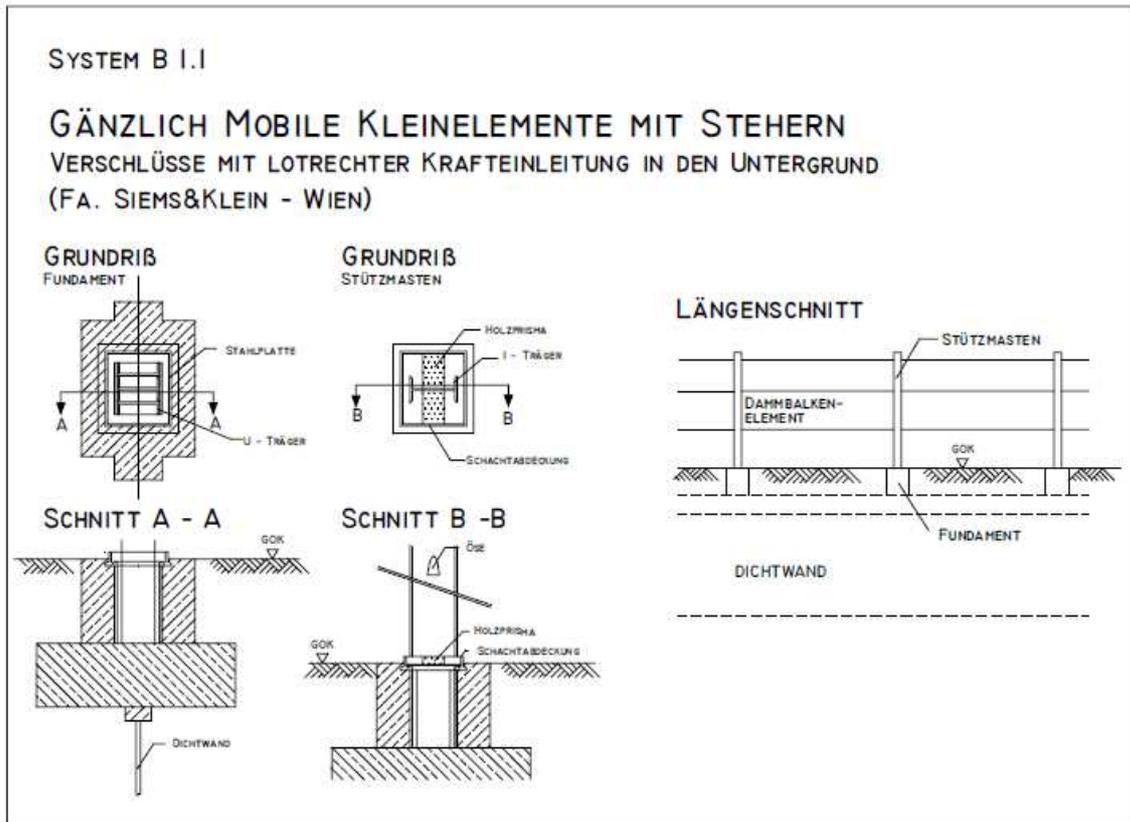
Tabelle 32: Kosten und Abschreibungsdauer der HW-Schutzmauer

Gesamtkosten	1 700 000 €
Abschreibungsdauer	50 Jahre

Quelle: Salzburg AG, 2014, persönlicher Schriftverkehr; eigene Berechnung

Als Vergleichsvariante wurden mobile Hochwasserschutz-Kleinelemente ausgewählt, da sich diese vor allem für baulich intensiv genutzte Gebiete eignen. Diese werden entweder auf Mauern oder auf versenkte Herdmauern montiert, die Krafteinleitung in den Boden erfolgt lotrecht. Die Elemente und Steher sind besonders leicht und können händisch versetzt werden. Die Lagerung der Elemente erfolgt extern, die Zulieferung wird in der Regel mit einem LKW vorgenommen (BMLFUW, 1999, S.42f.). Abbildung 14 zeigt eine schematische Darstellung der zum Vergleich herangezogenen mobilen Hochwasserschutzelemente.

Abbildung 14: Skizze der als Referenz verwendeten mobilen Hochwasserschutzelemente



Quelle: BMLFUW et al., 1999, S.44

In der Studie des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft et al., 1999, S.43 werden die Kosten solcher mobiler Elemente dargestellt. Diese gliedern sich in die Kosten für das Element an sich, die Kosten für den Unterbau zur Fixierung und die Kosten der Instandhaltung (Tabelle 33). Die Preise in dieser Studie wurden mit Hilfe des Schilling zu Euro Wechselkurses (1 Euro= 13,7603 Schilling) umgerechnet und an das Ausgangsjahr inflationsangepasst¹².

Tabelle 33: Kosten der mobilen Hochwasserschutz Elemente (Preisbasis 1999)

Kosten je Element	780 €/ m ²
Kosten des Unterbaus	142 €/ m ² (bei 1 m Stauhöhe)
Kosten für die Instandhaltung	47 €/ m ²
Abschreibungsdauer	50 Jahre

Quelle: BMLFUW, 1999, S.43; eigene Berechnungen

Wichtig ist hier anzumerken, dass die Instandhaltungskosten pro Quadratmeter auf 50 Jahre angegeben sind. Das bedeutet, diese fallen in voller Höhe bei jeder Investition oder Reinvestition

¹² Zwar liegt die Preisbasis (1999) dieser Hochwasserschutzelemente schon einige Zeit zurück, diese Studie stellt jedoch aus Sicht des Autors eine sehr umfassend recherchierte und verlässliche Grundlage dar, darum wurden diese Werte als Berechnungsgrundlage herangezogen.

an. Ob in den Instandhaltungskosten bereits Lagerungskosten enthalten sind, geht aus der Studie nicht hervor. Da die Lagerungskosten jedoch auf das Gesamtergebnis verschwindend geringen Einfluss haben, spielt deren Berücksichtigung ohnehin eine untergeordnete Rolle.

Weil die mobilen Elemente den selben Anforderungen wie die bestehende Hochwasserschutzmauer gerecht werden müssen, kann die selbe benötigte Fläche von rund 2800 Quadratmetern angenommen werden. Aufbauend auf diese Information ergeben sich unter Zuzug der Werte aus Tabelle 33 die Gesamtkosten von 2 581 143 Euro. Die Investition in mobile Hochwasserschutzmodule wird mit dem Jahr 2013 angenommen, sie unterliegt einer Reinvestitionsdauer von 50 Jahren und muss somit innerhalb des Betrachtungszeitraumes ein weiteres Mal reinvestiert werden.

8 Ökosystemleistungen

8.1 Überblick

„Ökosysteme bilden die Grundlage menschlichen Lebens und menschlicher Aktivität. Die von ihnen bereitgestellten Güter und Leistungen sind für das Wohlergehen des Menschen und die künftige wirtschaftliche und soziale Entwicklung unverzichtbar“ (Europäische Kommission, 2010, S.1).

Ökosystemleistungen, welche von Ökosystemen erbracht werden, können als „Dienstleistungen, die von der Natur (unentgeltlich) erbracht werden und vom Menschen genutzt werden können, um sein Wohlergehen zu gewährleisten“ (UN Millennium Ecosystem Assessment, 2005, zitiert nach Umweltdachverband, Landesregierung Niederösterreich, o.J.,) definiert werden.

Nach dem Millennium Ecosystem Assessment können Ökosystemleistungen in folgende Kategorien gegliedert werden:

- **Grunddienstleistungen, unterstützende Leistungen** (z. B. Primärproduktion, Bodenbildung, Stoffkreisläufe etc.)
 - **Bereitgestellte Leistungen, Produkte** (z. B. Nahrungsmittel, frisches Wasser, Brennholz, genetische Ressourcen, Biochemikalien)
 - **Regulierende Leistungen** (z. B. Kohlenstoffbindung, Luft- und Wasserreinigung, Erosionsschutz, Klima- und Wasserregulierung, Bestäubung, Abfallabbau)
 - **Kulturelle Leistungen** (z. B. Spiritualität, Schönheit einer Landschaft, Erholung, Erziehung, Kulturerbe)
- (UN Millennium Ecosystem Assessment, 2005, zitiert nach Umweltdachverband, Landesregierung Niederösterreich, o.J.,)

Eine ökonomische Bewertung von Ökosystemleistungen erfolgt auf Basis der Kapitaltheorie. Zwar besagt diese Theorie, dass natürliches Kapital per se nicht bewertbar ist, jedoch erbringt es gewisse Dienstleistungen die einer volkswirtschaftlichen Bewertung unterzogen werden können. Diese Bewertung ist besonders relevant bei einer Veränderung der Umweltqualität. Bewertet werden diese erbrachten Leistungen (Ökosystemleistungen) über die Wertschätzung die ihnen entgegengebracht wird. Diese Wertschätzung ist das Resultat der Bedürfnisbefriedigung, die der Mensch durch ein natürliches System erfährt. Dieser erzeugte Wert von Ökosystemleistungen kann entweder aus direkter (z.B. konsumptiver Nutzung) oder durch nicht nutzungsbedingte Wertschätzung resultieren. Die unterschiedlichen Wertschätzungen werden üblicherweise in indirekte (auf Marktverhalten oder tatsächliche Entscheidungen basierende) und direkte (unmittelbare Präferenzfassung) Bewertungsmethoden gegliedert (Getzner et al., 2011, S.14f.).

In der vorliegenden Arbeit wurden die Werte für Ökosystemleistungen aus Referenzstudien entnommen und gegebenenfalls angepasst. Da eine eigene, ortsspezifische Erhebung der Präferenzen den Rahmen der Diplomarbeit bei weitem übersteigen würde, muss auf andere Studien zurückgegriffen werden.

In dieser Nutzen Kosten Analyse sind nur bestimmte Ökosystemleistungen von Relevanz oder überhaupt monetarisierbar. Deshalb werden im Folgenden für Fließgewässer typische Ökosystemleistungen erklärt und dazu argumentiert ob und warum sie in diese NKA einfließen.

Nahrungsmittel am Beispiel Fischerei

Die Produktionsleistung von Flußökosystemen besteht aus einer Kombination und Veränderung organischer – und anorganischer Substanzen durch Primär- und Sekundärproduktion, welche in weiterer Folge dann vom Menschen direkt oder indirekt genützt werden kann. Nutzbar sind hier unter anderem Wassertiere, wie z.B. Fische oder Krebstiere (Getzner et al., 2011, S.18).

Grundsätzlich ist das Thema Nahrungsmittel, im engeren Sinne Fischerei, beim Kraftwerksprojekt relevant. Da, wie bereits früher in der Arbeit angeführt, durch das Kraftwerk eine Fischpassierbarkeit geschaffen wird, kann der Qualitätszielverordnung Oberflächengewässer Rechnung getragen werden. Der Status Quo der Sohlstufe kann aufgrund dieser rechtlichen Barriere nicht ohne weiters fortgeschrieben werden, deshalb wurde dieser mit dem Bau der Sohlrampe verknüpft. Diese Sohlrampe würde eine Fischpassierbarkeit zumindest im selben Maß gewährleisten, deshalb entsteht hier kein Unterschied zwischen dem Status Quo und dem Planungsfall. Wie anfänglich erwähnt dürfen nur projektinduzierte Änderungen eingehen, die bei diesem spezifischen Fall nicht gegeben sind.

Genetische Ressourcen am Beispiel Biodiversität

Flüsse sind, genau wie natürliche Systeme, direkt vernetzte Ökosysteme die einen Lebensraum für eine Vielzahl von Tier- und Pflanzenarten bilden. Diese Vielfalt beinhaltet Informationen, die Ausdruck, Ergebnis und Voraussetzung der Evolution sind. Je größer die biologische und genetische Diversität ist, desto mehr Möglichkeiten hat ein Ökosystem auf äußere Einflüsse zu reagieren oder auch diese zu verkraften (Getzner et al., 2011, S.18).

Über die Biodiversität in der Salzach im Stadtgebiet liegen dem Autor keine verwertbaren Informationen vor. Zwar ist die Fischerei an der Salzach ein Thema, darauf wurde jedoch schon im Punkt Nahrungsmittel eingegangen. Es stellt sich generell die Frage, inwieweit die Biodiversität bereits im Vorhinein zu Zeiten der Sohlstufe beeinträchtigt war, die Salzach ist in diesem dicht besiedelten Bereich seit langer Zeit begradigt und hart verbaut. Zusätzlich stellte die Sohlschwelle einen markanten Einschnitt in den Wasserlebensraum dar, der seit Dekaden bestand und einen

massiven Eingriff in das Fließkontinuum darstellt. Es wird daher angenommen, dass die Biodiversität dieser sehr stark anthropogen beeinflussten Flusslandschaft im Stadtbereich sich nicht verschlechtert.

Trinkwasser am Beispiel Grundwasser Brunnen

Der Abfluss von Wasser an der Erdoberfläche kumuliert sich in einem Fließgewässer innerhalb seines Einzugsgebietes. Durch die Infiltration des Oberflächenwassers über das Flussbett ins Grundwasser kommt es zu einer Reinigung des Wassers. Das gereinigte Grundwasser kann als Trinkwasser verwendet werden. Diese Reinigungsfunktion baut aber auf einer funktionierenden Vernetzung des Wasserkörpers mit den darunterliegenden Gesteins- und Sedimentschichten sowie einem Austausch zwischen Oberflächen- und Grundwasser auf (Getzner et al., 2011, S.18).

Verunreinigungen können z.B. durch eine erhöhte Mangan- (Mn) und Eisenkonzentration (Fe) im Wasser hervorgerufen werden. Eisen und Mangan in gelöster Form tritt vor allem durch Sauerstoffmangel auf. Ein eisen- bzw. manganhaltiges Wasser ist zwar nicht gesundheitsschädlich, es weist aber einen tintigen Geschmack auf und verfärbt sich braun. Langfristig kann es zu Ablagerungen im Leitungsnetz kommen (Institut Siedlungswasserbau, Industriewasserwirtschaft und Gewässerschutz, 2008, S.35).

Eine Unterbrechung bzw. Verminderung des Sauerstoffaustausches zwischen Oberflächen- und Grundwasser kann zu einer Verschlechterung der Grundwasserqualität führen. Die Reinigungsleistung, die ein Fluss „verliert“, muss durch technische Maßnahmen ersetzt werden. (Gujer, 2007, zitiert nach Getzner et al., 2011, S.68).

Es stellt sich die Frage, ob es beim Kraftwerk Sohlstufe Lehen durch den Bau zu einer quantitativen oder qualitativen Verschlechterung der Grundwassersituation kommt. Eine Veränderung der Grundwassersituation, allem voran Auswirkungen auf das Trinkwasser, können zwar auftreten, sind jedoch, sollten sie auftreten, aufgrund ihrer Geringfügigkeit aus Sicht des Autors nicht mit einzubeziehen. Dazu können folgende Argumente angeführt werden:

Eine Trinkwasserentnahme aus dem Grundwasserkörper an der Salzach im städtischen Gebiet erscheint extrem unwahrscheinlich, da dieser urbane Verunreinigungen aufweist und dadurch einen Trinkwassergebrauch nur mit aufwändiger Aufbereitung möglich ist. Verunreinigungen entstehen durch Stoffe wie z.B. Mineralöl, welches versickert und sich im Grundwasserkörper sammelt. Diese Problematik wird zusätzlich dadurch verstärkt, dass das Kraftwerk nahe zum Salzburger Hauptbahnhof liegt (Felber, 2014, persönliches Gespräch).

Um eine Entnahme von Trinkwasser vornehmen zu können, muss ein Brunnen dimensioniert und installiert werden. Weiters ist die Ausweisung eines Schutzgebietes im Nahbereich der Brunnenfassung notwendig, was aufgrund der dichten Bebauung des Gebietes kaum möglich wäre (Felber, 2014, persönliches Gespräch).

Additiv stellen bestehende Nutzungsrechte des Grundwassers, wie z.B. Wärmepumpen, ein Problem dar. Durch eine zusätzliche Entnahme von Grundwasser aus demselben Grundwasserkörper kann es zu einer Absenkung des Grundwasserspiegels kommen. Dadurch könnte es zu einer Verminderung des Ertrags anderer Nutzerinnen und Nutzer kommen und ist somit, bei bestehendem Nutzungsrecht, unzulässig. Einen Überblick über bestehende Entnahmestellen ist dem Anhang 3 zu entnehmen.

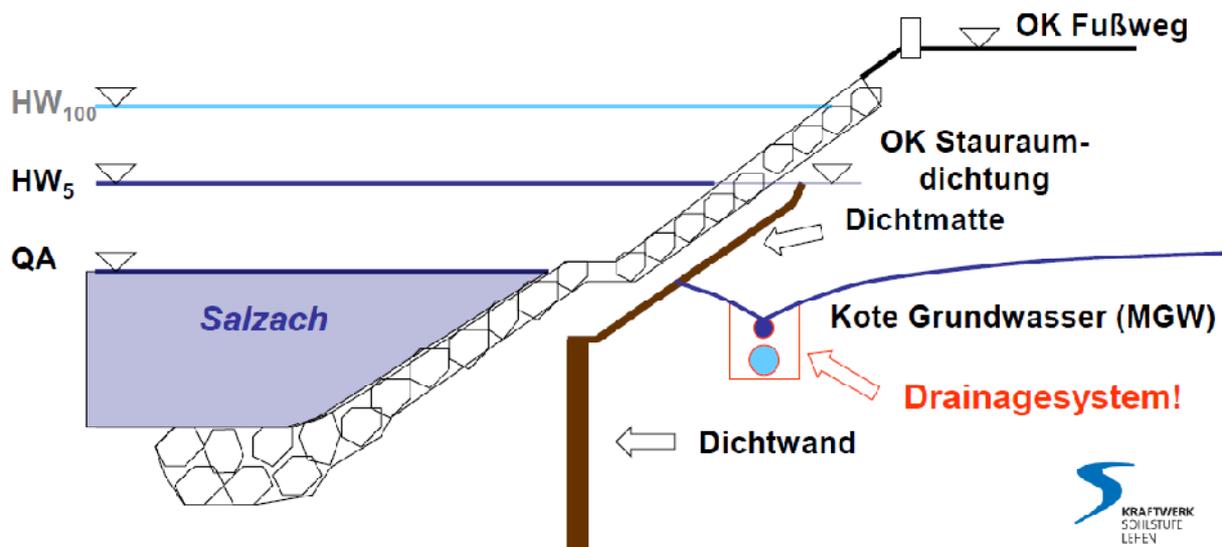
Aus den Zusatzinformationen des Geographischen Informationssystems des Landes Salzburg kann entnommen werden, dass keiner der im Umkreis des Kraftwerks liegenden Brunnen zur Trinkwasserentnahme dient. Diese dienen zur Förderung von Kühl-, Nutz- und Brauchwasser sowie für den Betrieb von Wärmepumpen.

„Nutzwasser ist Wasser für den menschlichen Gebrauch, das nicht aus der öffentlichen Trinkwasserversorgungsanlage geliefert wird bzw. dessen Eignung als Trinkwasser nicht nachgewiesen ist.“ (ÖVGW, o.J., online).

Durch die ausschließliche Entnahme von Wasser ohne Trinkwassernutzung wird das Argument bestärkt, dass der bestehende Grundwasserkörper als Trinkwasser nicht verwendet wird.

Als letztes Argument kann hervorgebracht werden, dass ohnehin eine Prüfung und Kontrolle der Wasserrechtsbehörde erfolgt, es bedarf einer Bewilligung für Eingriffe in den Wasserhaushalt. Für das Kraftwerk wurden beidseitig der Salzach Maßnahmen getroffen, um negative Auswirkungen auf das Grundwasser zu verhindern. Auf der rechten Uferseite der Salzach erfolgte die Errichtung eines Drainagesystems auf mittlerem Grundwasserstandniveau, welches das Grundwasser im Bereich der Dichtwand sammelt und in das Unterwasser des Kraftwerks abführt (Abbildung 15).

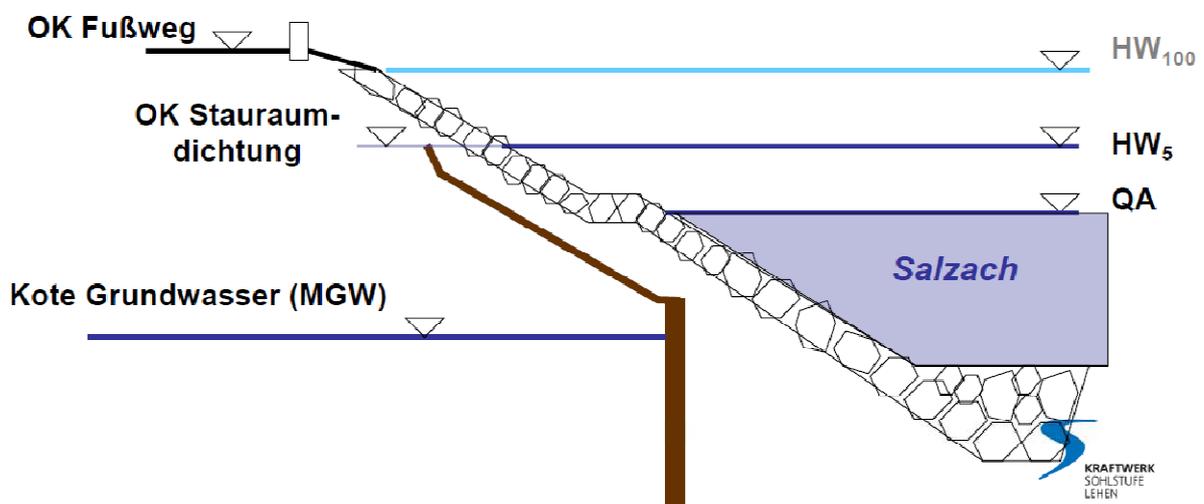
Abbildung 15: Schemadarstellung der Maßnahme am rechten Salzachufer



Quelle: Salzburg AG, 2014, persönlicher Schriftverkehr

Auf der linken Seite der Salzach wurde eine andere Maßnahmenart gewählt, da hier sehr schwierige Grundwasserverhältnisse gegeben sind. Gleich wie auf der rechten Seite, wurden eine Dichtwand und eine Dichtmatte errichtet, jedoch kein Drainagesystem (Abbildung 16).

Abbildung 16: Schemadarstellung der Maßnahme am linken Salzachufer



Quelle: Salzburg AG, 2014, persönlicher Schriftverkehr

Der Austausch zwischen Grundwasser und Salzach erfolgt über eine punktuelle Grundwasserdotations, vereinfacht gesagt wird ein Teil in der Abdichtung ausgespart und so ein „Fenster“ errichtet (Salzburg AG, 2014a, persönliches Gespräch).

Durch die Maßnahmen kam es zusätzlich zu positiven externen Effekten. Manche Anrainerinnen und Anrainer hatten bereits vor dem Bau des Kraftwerks aufgrund der schwierigen Grundwasserverhältnisse mit nassen Kellern zu kämpfen, dies wurde im Zuge der oben angeführten

Maßnahmen jedoch behoben. Basis dafür war ein sehr aufwendig zu rechnendes Grundwassermodell (Salzburg AG, 2014a, persönliches Gespräch).

Aufgrund der oben angeführten Begründungen wird vom Autor keine Verschlechterung der Grund- und Trinkwassersituation angenommen. Zwar können geringfügige lokale Auswirkungen gegeben sein, eine merkliche Verschlechterung kann jedoch ausgeschlossen werden. Ohne die oben genannten Maßnahmen zur Vermeidung von negativen Maßnahmen, die im Zuge des Wasserkraftwerkbaus getätigt wurden, hätte es vermutlich Beeinträchtigungen gegeben. Genau genommen sind somit im Aufwand für die Errichtung die Kosten zur Vermeidung von negativen externen Effekten auf das Gewässer bereits enthalten.

Klimaregulierung am Beispiel Lokalklima

Fließgewässer haben direkten Einfluss auf das Regionalklima. Einerseits durch den Ausgleich von Temperaturextremen und andererseits durch eine erhöhte Luftfeuchtigkeit. Dies hat positive Effekte auf das Pflanzenwachstum und auf die menschliche Gesundheit. Zusätzlich hat die Begleitvegetation durch ihre Photosynthese indirekten Einfluss auf das Lokalklima (Getzner et al., 2011, S.18).

Eine Veränderung auf das Lokalklima durch die Stauhaltung ist im Vergleich zum Status Quo nicht zu erwarten, deshalb wird keine Bewertung dieser Ökosystemleistung vorgenommen.

Katastrophenschutz am Beispiel Retentionsleistung

In Abhängigkeit vom Flusstyp und dessen Verlauf sowie der Talform kann eine starke Vernetzung mit den angrenzenden terrestrischen Ökosystemen entstehen. Im Falle eines Hochwasserereignisses wird das über die Ufer tretende Wasser vom Umland aufgenommen und in weiterer Folge über das Grundwasser abgeführt. Dadurch können Hochwasserspitzen abgeschwächt werden (Getzner et al., 2011, S.18).

Eine Veränderung im Bereich des natürlichen Katastrophenschutzes ist nicht zu erwarten. Das Kraftwerk befindet sich in einem Bereich, der sehr stark reguliert und hart verbaut ist, natürliche Retentionsflächen sind nicht gegeben. Zwar gibt es Veränderungen im Bereich des anthropogen geschaffenen Hochwasserschutzes, diese wurden aber schon im Punkt Hochwasserschutz behandelt und sind auch nicht auf eine Ökosystemleistung zurückzuführen.

Erholung

Der Naturraum kann in vielerlei Hinsicht für unterschiedlichste Freizeitaktivitäten genutzt werden. Entlang der Salzach im Bereich des Kraftwerks können vor allem Aktivitäten wie Radfahren, Laufen oder auch Spazieren gehen unternommen werden.

Für die Bewertung in dieser NKA ist jedoch das neu geschaffene Erholungsgebiet am Glanspitz von Bedeutung. Im Rahmen des Bauprojektes kam es zu einer Umgestaltung des Glanspitzes, es wird dort ein neues Erholungsgebiet errichtet. Dafür wurden rund 2 Millionen Euro von der Salzburg AG investiert (Salzburg AG, 2014b, persönlicher Schriftverkehr). Der Nutzen der Investition, sprich die Erholungswerte, wurde einer vergleichenden Studie entnommen. Eine genauere Beschreibung findet sich bei der dazugehörigen Berechnung des Erholungswertes.

Bildung, Inspiration, ästhetische Werte

Natur wird meist mit einer gewissen Art von Schönheit interpretiert. Die Charakterisierung (Erfassung, Beschreibung, Bewertung) dieser Schönheit bzw. des ästhetischen Wertes ist jedoch äußerst schwierig, da diese immer von der subjektiven Betrachtung des Individuums abhängt. Im Falle der Beurteilung eines ästhetischen Wertes der Landschaft ist diese auf einer möglichst objektiven und transparenten Basis darzustellen (Peters et al., 2009, nach Getzner et al., 2011, S.18). Grundsätzlich kann nicht behauptet werden, dass eine Landschaft, die einen menschlichen Eingriff erfahren hat (Kulturlandschaft), weniger schön ist als eine natürliche. Eine klare Differenzierung anhand des menschlichen Eingriffes und der Schönheit einer Landschaft kann nicht gemacht werden. Auch kann die Natur als Quelle für Inspiration und Kreativität gesehen werden, sie ist ein wesentlicher Faktor der Einfluss auf verschiedene Formen der Kunst (Architektur, Malerei, Musik) ausübt und sich in dieser manifestiert (Wöbse, 2002, zitiert nach Getzner et al., 2011, S.18).

Eine Untersuchung der Wirkung auf das Landschaftsbild, die Inspiration und die ästhetischen Werte ist aufgrund der fehlenden benötigten Daten in dieser Arbeit nicht durchführbar. Wie schon angeführt unterliegt die Schönheit des Landschaftsbildes sehr stark subjektiven Kriterien und bedürfte deshalb, um eine Objektivität der Bewertung zu gewährleisten, umfassender Präferenzenerhebungen auf Basis von Befragungen. Eine solche Präferenzenerhebung liegt dem Autor jedoch nicht vor bzw. war aufgrund eines anderen Fokus der Diplomarbeit nicht machbar, das machte eine konsistente Bearbeitung dieses Themas innerhalb der Diplomarbeit nicht möglich.

8.2 Bewertung der Einflüsse auf relevante Ökosystemleistungen

Als Bewertung von relevanten Ökosystemleistungen verbleibt die Bestimmung des Erholungswertes. Wie bereits eingangs erwähnt, wird für die Bestimmung des Wertes eine Referenzstudie herangezogen. Dazu dient die Studie „The Economics of Ecosystems and Biodiversity - Ecological and Economic Foundations“ von Kumar, 2010, in dieser Studie werden die Bewertungsergebnisse relevanter Studien dargestellt und verglichen.

Eine wesentliche Veränderung des Erholungswertes an der Salzach im Planungsfall erscheint eher unwahrscheinlich, da es sich ohnehin um ein seit Jahrzehnten begradigtes Fließgewässer in einem dicht verbauten Gebiet handelt. Zusätzlich ist die Salzach innerhalb des Stadt Salzburg wenig zugänglich, Aktivitäten wie zum Beispiel Radfahren oder spazieren gehen finden an den befestigten Wegen entlang der Ufer statt.

Am Glanspitz hingegen entsteht ein neues Naherholungsgebiet. Dieses wird zum Auwaldbestand¹³ zusätzlich aufgeforstet und die Glan zum Erlebnisraum umfunktioniert. Es soll ein Umgehungsbach entstehen, der bestmöglich in das Erholungsgebiet integriert werden soll. Die Ufer fungieren als Spiel- und Rastplätze, zusätzlich wird ein Rodelhügel errichtet (Competitionline Verlags GmbH, 2013, online).

Für die Berechnung des Erholungswertes gibt Kumar, 2010, S.382-388 für die Untersuchung relevante Werte differenziert nach Landschaftstyp an (Tabelle 34).

Tabelle 34: Kostensätze für die Erholungsfunktion ausgewählter Landschaftstypen

Waldgebiet	73 €/ha und a
Fließgewässer (Inland)	3 248 €/ha und a
Größe des Projektgebietes	rd. 56 000 m ²

Quelle: Kumar, 2010, 382-388; eigene Erhebungen

Zwar werden von Kumar, 2010, S.382-388 Bandbreiten der Studien angegeben, für diese Bewertung wurde jedoch das obere Ende angesetzt. Dies liegt darin begründet, dass es sich im Umkreis des Kraftwerks die dicht verbauten Bezirke Liefering und Lehen befinden und deshalb ein Erholungsgebiet in diesem Bereich hohen Stellenwert vermuten lässt. Das Projektgebiet beträgt rund 5,6 ha. Für die Bestimmung des Erholungswertes wurden die Kostensätze für Waldgebiete und Fließgewässer (Inland) herangezogen. Aufgrund der Renaturierung der Glan und der Errichtung eines Umgebungsgewässers durch das Erholungsgebiet muss aus Sicht des Autors der Erholungswert von Fließgewässern zumindest einmal jährlich in die Berechnung mit eingehen. Der Wert für das Waldgebiet geht gemäß der Fläche des Erholungsgebietes ein.

Die Ausgangswerte von Kumar, 2010, S.382-388 wurden in US-Dollar angegeben, diese wurden mit Hilfe eines Währungsrechners mit dem Wechselkurs vom 1.1. des Ausgangsjahres umgerechnet und dann an das Startjahr der Investition inflationsangepasst. Als Jahr der Investition wurde vereinfacht das Jahr 2013 angenommen, die Nutzeffekte wurden ab dem Jahr 2015 angenommen.

Reinvestitionen sind dem Autor für diesen Untersuchungspunkt nicht bekannt, deshalb gibt es nur

¹³ Es handelt sich um eine sogenannte „Harte Au“, eine Randzone der herkömmlichen Au die vom Hochwasser abgetrennt ist und nicht überschwemmt wird (Österreichische Bundesforste AG, 2012, online).

eine Investition im Startjahr über die gesamte Laufzeit. Einen Überblick über den Nutzen und den Kosten in den Startjahren gibt Tabelle 35.

Tabelle 35: Aufteilung der Nutzen und Kosten relevanter Ökosystemleistungen

Jahr	Kosten (statisch) [€]	Nutzen (statisch) [€]
2013	2 000 000	0
2014	0	3 720
2015	0	3 720
2016	0	3 720
2017	0	3 720

Quelle: eigene Berechnungen

9 Ergebnisdarstellung

9.1 Ermittlung der volkswirtschaftlich effizientesten Variante

Anmerkung: Auf eine umfassende tabellarische Darstellung aller Teil- und Gesamtergebnisse wurde hier von Seiten des Autors bewusst verzichtet, da diese im vorliegenden Teil der Arbeit nicht sinnvoll darstellbar sind. Deshalb sind die relevanten **Ergebnistabellen** im **Anhang 4** beigelegt.

Bevor ein Gesamtergebnis präsentiert werden kann, muss vorerst die volkswirtschaftlich effizienteste Alternative bestimmt werden. Das ist jene Variante, die nach 90 Jahren den niedrigsten diskontierten Barwert hat. Als Ausgangswert wurde eine Diskontierungsrate von 2 Prozent angenommen, analog zur Studie von Schönböck et al., 1997, S.241, da keine Änderung in der Höhe dieser Rate in naher Zukunft zu erwarten ist. Betrachtet man nun die diskontierten Barwerte zum Endzeitpunkt, ergibt sich folgendes Bild (Tabelle 36).

Tabelle 36: Barwerte der Erzeugungsvarianten vom Endzeitpunkt der Betrachtung

	Wasserkraft	Windkraft	Stromsparen	Kalorisch
Barwert [€]	168 242 707	259 877 493	228 046 577	324 390 729

Quelle: eigene Berechnungen

In Tabelle 36 wird ersichtlich, dass das Wasserkraftwerk, betrachtet man den Barwert zum Endzeitpunkt, sehr gut gegenüber den anderen Erzeugungsvarianten abschneidet. Als volkswirtschaftlich rentabelste Alternative zeigt sich das Szenario Stromsparen, welches jedoch wie bereits angeführt mit einigen Unsicherheiten behaftet ist. Am schlechtesten schneidet die kalorische Erzeugungsvariante ab, das Gaskraftwerk ist gegenüber den anderen Erzeugungsvarianten weit abgeschlagen. Den Berechnungen aus Tabelle 36 liegt Tabelle 37 zugrunde.

Tabelle 37: Jährliche kumulierte diskontierte Kosten der Alternativen

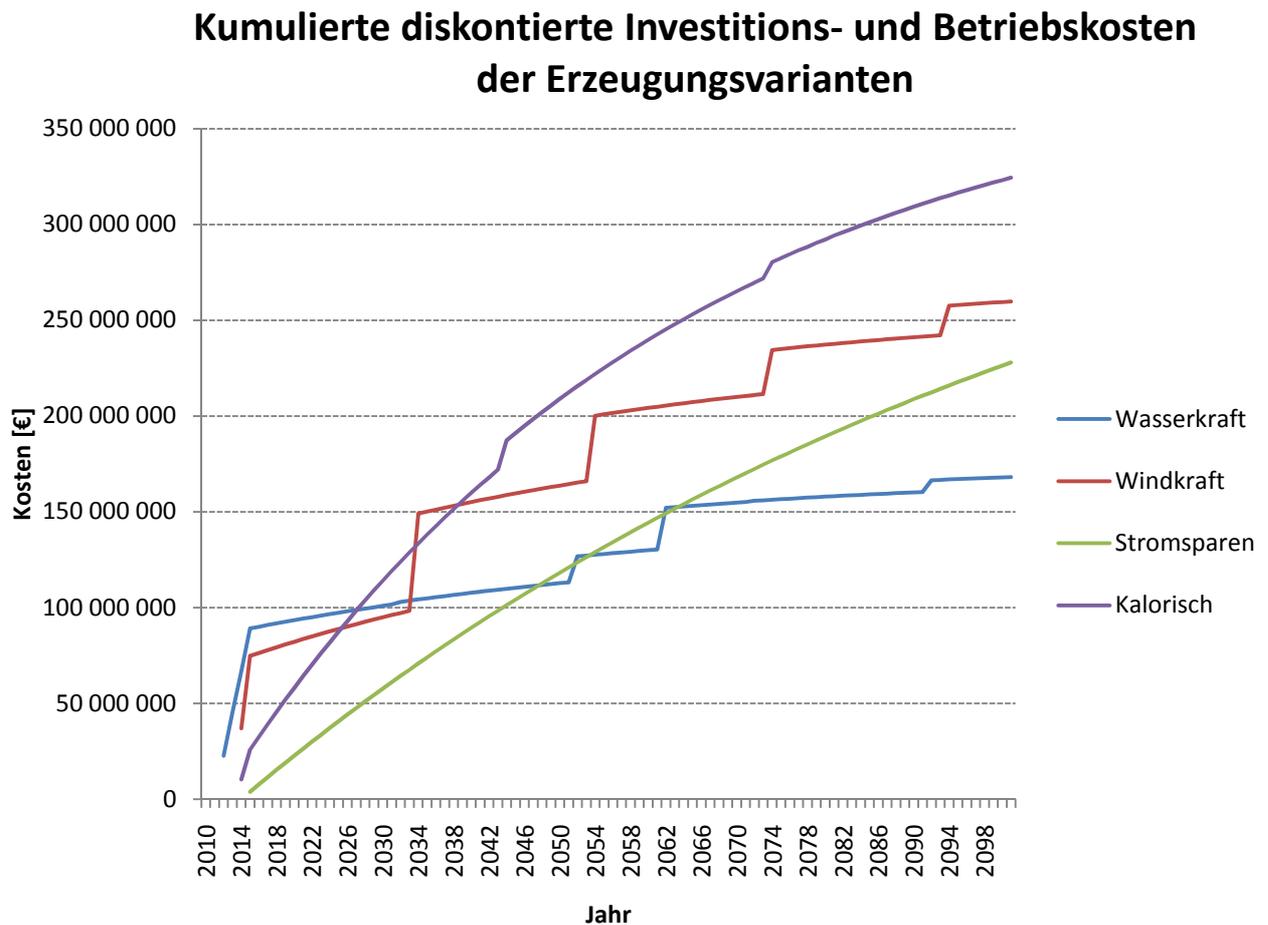
Kumulierte diskontierte Kosten [€]				
Jahr	Wasserkraft	Windkraft	Stromsparen	Kalorisch
2010	22 736 747	0	0	0
2011	45 027 675	0	0	0
2012	66 881 527	36 980 746	0	10 369 810
2013	89 222 808	74 803 651	3 884 006	25 879 257
2014	90 120 786	76 340 191	7 729 934	32 609 825
2015	91 001 156	77 846 602	11 538 156	39 208 421
2016	91 864 265	79 323 476	15 309 043	45 677 633
2017	92 710 449	80 771 392	19 042 960	52 019 997

2018	93 540 042	82 190 917	22 740 270	58 238 001
2019	94 353 368	83 582 608	26 401 333	64 334 084
.
.
.
2095	167 555 136	258 700 983	221 288 739	319 237 212
2096	167 732 167	259 003 904	223 003 247	320 564 110
2097	167 905 728	259 300 885	224 700 947	321 864 990
2098	168 075 886	259 592 044	226 382 002	323 140 364
2099	168 242 707	259 877 493	228 046 577	324 390 729

Quelle: eigene Berechnungen

Um aber einen besseren Überblick über die Varianten im Betrachtungszeitraum geben zu können, bedarf es einer graphischen Darstellung über den Betrachtungszeitraum hinweg. Dazu werden die diskontierten und kumulierten Kosten in graphischer Form verglichen (Abbildung 17).

Abbildung 17: Kumulierte diskontierte Kosten der Erzeugungsvarianten



Quelle: eigene Berechnungen

In Abbildung 17 wird veranschaulicht, dass das Wasserkraftwerk zwar am Ende die niedrigsten kumulierten und diskontierten Kosten aufweist, es dauert jedoch über 50 Jahre, bis es sich endgültig von der am nächsten liegenden Erzeugungsvariante absetzen kann. Die Unstetigkeiten im Verlauf der Funktionen unterschiedlicher Erzeugungsvarianten zeigen die Investitionen bzw. die Reinvestitionen, die aufgrund der Diskontierung in Zukunft geringer ausfallen als in den Ausgangsjahren.

Es zeigt sich, dass das Wasserkraftwerk mit hohen Investitionen verbunden ist, die Betriebskosten sind jedoch verhältnismäßig gering. Betrachtet man die Investitionen in den Anfangsjahren, so schneidet das Wasserkraftwerk im Vergleich am schlechtesten ab. Erst nach und nach wird es volkswirtschaftlich konkurrenzfähig und kann sich schließlich von den anderen Varianten absetzen. Stromsparen ist mit stetigen Ausgaben verbunden, die über den Betrachtungszeitraum konstant zunehmen (genauere Information siehe Punkt Erschließung von Stromeinsparungspotentialen). Die Windkraft verhält sich ähnlich wie das Wasserkraftwerk, der grundlegende Unterschied ist hier die geringe Abschreibungsdauer von 20 Jahren, dadurch müssen die ebenfalls sehr hohen Investitionskosten über die gesamte Laufzeit 5 Mal investiert werden. Die kalorische Variante, welche die Erzeugung aus einem Gaskraftwerk unterstellt, hat zwar niedrige Investitionskosten, die Betriebskosten fallen aber sehr hoch aus. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass der Brennstoffpreis für Gas einen maßgeblichen Bestandteil der laufenden Kosten ausmacht. Zusätzlich schlagen sich die externen Kosten des Gaskraftwerks, hervorgerufen durch einen hohen CO₂ Ausstoß, gewichtig nieder.

9.2 Zusammenführung des Ergebnisses aller Untersuchungspunkte

Anmerkung: In diesem Punkt werden die Ergebnisse dargestellt, die auf Basis der beschriebenen Eingangsdaten berechnet wurden. Wie bereits im Kapitel Methodik angeführt, sind die drei Ergebnisgrößen der Berechnung der **Barwert (BW)**, der **interne Zinssatz (IZS)** und das **Nutzen-Kosten Verhältnis (NKV)**. In Folge werden die Ergebnisse getrennt nach drei Szenarien dargestellt, dem Szenario Stromsparen (Vergleich des Wasserkraftwerks mit der Alternative der Stromeinsparung), dem Szenario Windkraft (Vergleich des Wasserkraftwerks mit der Alternative von Windkraftanlagen) und dem Szenario Kalorisch (Vergleich des Wasserkraftwerks mit der Alternative eines Gaskraftwerkes). Die Ergebnisgrößen dieser Szenarien ergeben sich immer durch den Vergleich der jeweiligen Alternative mit dem Wasserkraftwerk. Das Wasserkraftwerk scheint in den folgenden Graphiken nicht mehr explizit auf, da es bereits in jedem Szenario „enthalten“ ist.

So errechnet sich beispielsweise das **Nutzen-Kosten Verhältnis** im Szenario Stromsparen aus den Kosten im Planungsnullfall¹⁴ (Kosten für Stromsparmaßnahmen, Kosten für die Sohlrampe, Kosten für mobile Hochwasserschutzelemente) und dem Nutzen des Erholungsgebietes dividiert durch die Kosten des Kraftwerksprojektes (zuzüglich Kosten für die Hochwasserschutzmauer und für das Erholungsgebiet). Vereinfacht gesagt werden alle Kosten, die sich eine Volkswirtschaft durch den Bau des Kraftwerks erspart (Planungsnullfall) zuzüglich der Nutzeffekte des Wasserkraftwerks, durch die Kosten des Wasserkraftwerks (Planungsfall) geteilt. Wären nun diese ersparten Kosten gleich groß wie die des Kraftwerks, so ergäbe sich ein Wert von genau 1. Ersparte Kosten (=Nutzen) geteilt durch die real auftretende Kosten des Wasserkraftwerkes (=Kosten) spiegeln sich in diesem Verhältniswert wieder. Der **Barwert** ergibt sich über die Differenz der diskontierten und kumulierten Kosten zum Endzeitpunkt zwischen den ersparten Kosten im Szenario (=Nutzen) und den real auftretenden Kosten des Wasserkraftwerkes (=Kosten). Der **interne Zinssatz** errechnet sich über den nicht diskontierten jährlichen Saldo zwischen den ersparten Kosten und den real auftretenden Kosten.

Zwar dient, streng genommen, primär die volkswirtschaftlich rentabelste Variante als Vergleichsmaßstab, angesichts der Unsicherheiten vor allem beim Szenario Stromsparen ist ein Überblick über alle Erzeugungsvarianten jedoch sinnvoll.

Durch Zusammenführung aller Eingangsdaten der Untersuchungspunkte (Ökosystemleistungen, Alternativen der Stromerzeugung, Hochwasserschutz) in Verbindung mit dem Bau der Sohlrampe ergeben sich für die verschiedenen Szenarien folgende Ergebnisse (Tabelle 38).

¹⁴ Kosten im Planungsnullfall gehen als Nutzen gegenüber dem Wasserkraftwerk ein, da sich eine Volkswirtschaft diese hypothetisch berechneten Kosten erspart. Dem liegt der in der Methodik erklärte Ansatz der Opportunitätskosten zugrunde.

Es wurde, gleich wie beim Vergleich der Alternativen, eine Laufzeit von 90 Jahren sowie eine Diskontierungsrate von 2 Prozent unterstellt. Hier muss erwähnt werden, dass die Ökosystemleistungen nicht ab-, sondern aufdiskontiert wurden. Wie bereits im Punkt Diskontierung von Nutzen und Kosten diskutiert, gibt es zu Umweltgütern sehr konträre Positionen. Um einer erhöhten Wertschätzung von Umweltgütern gerecht zu werden, wurden diese im selben Maße aufgezinnt, wie die anderen abgezinst wurden.

Tabelle 38: Ergebnisgrößen der unterschiedlichen Szenarien

	Nutzen-Kosten Verhältnis	Interner Zinssatz	Barwert [€]
Szenario Stromsparen	1,42	4,2%	72 520 432
Szenario Windkraft	1,60	11,8%	104 351 348
Szenario Kalorisch	1,97	9,4%	168 864 584

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 38 ist zu entnehmen, dass alle Szenarien ein positives Nutzen Kosten Verhältnis, einen positiven internen Zinssatz und einen positiven Barwert aufweisen. Wichtig ist zu ergänzen, dass der berechnete interne Zinssatz höher als der Diskontierungszinssatz ist, was den schlussendlich positiven Rückfluss unterstreicht.

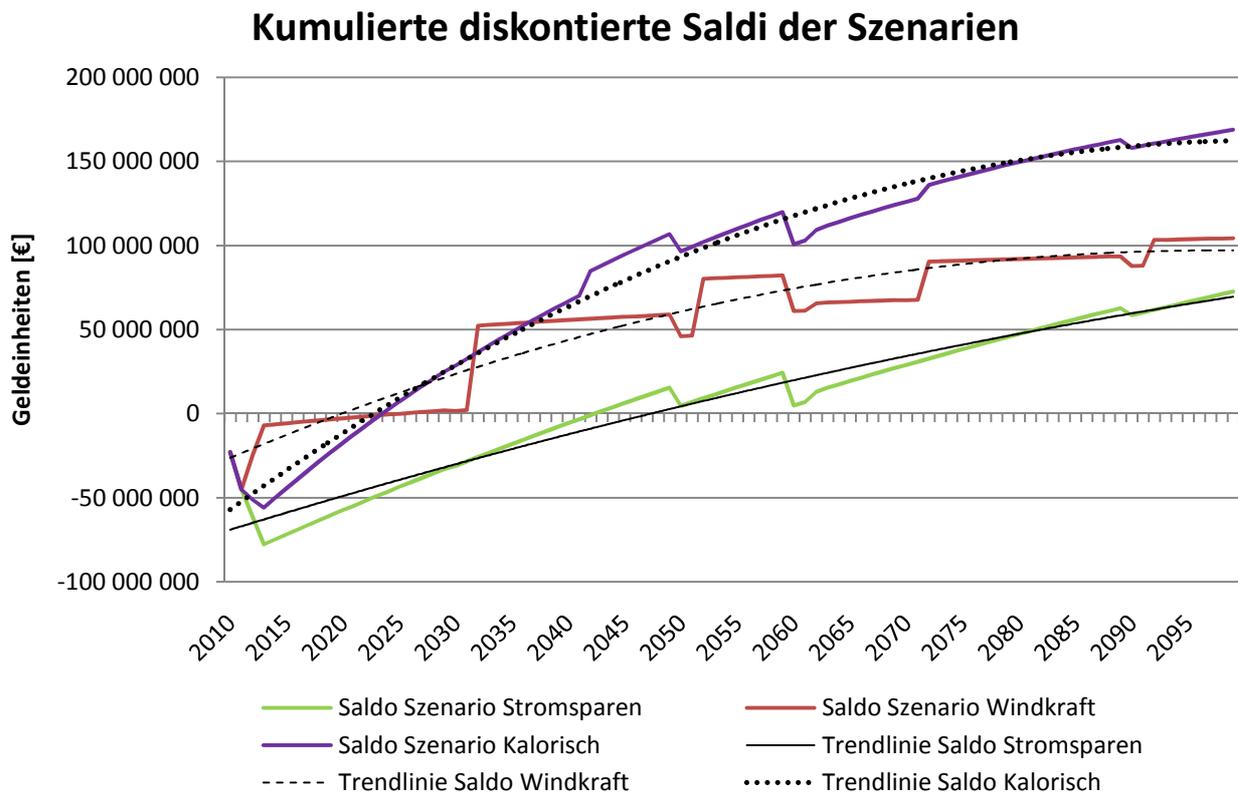
Das Szenario Stromsparen zeigt einen „Überschuss“ von 0,42 des Nutzens gegenüber den Kosten. Damit wird ein positives Ergebnis in diesem Szenario erzielt, die anderen Szenarien weisen ein noch deutlicher positives Ergebnis auf. Die Stabilität der Ergebnisse kann jedoch nur im Rahmen der Sensitivitätsanalyse genau geprüft werden.

Im Szenario Windkraft liegt dieses Verhältnis bei 1,6, beim Szenario Kalorisch bei knapp unter 2. Auffällig hoch ist der interne Zinssatz beim Szenario Windkraft, dieser ist aus Sicht des Autors auf den vielmaligen Vorzeichenwechsel beim Saldo dieser Variante zurückzuführen und deshalb mit großer Vorsicht zu interpretieren. Unter Zuzug des Nutzen-Kosten Verhältnisses und des Barwertes kann jedoch das gesamte Ergebnis als konsistent und deutlich positiv bezeichnet werden.

Als Vergleichsmaßstab für die graphische Darstellung zwischen den Szenarien dienen die unterschiedlichen Saldi der Szenarien¹⁵. Diese sind Abbildung 18 zu entnehmen.

¹⁵ Unter Saldo wird die Differenz zwischen dem jährlichem Nutzen und den jährlichen Kosten verstanden.

Abbildung 18: Gegenüberstellung der Saldi der Szenarien

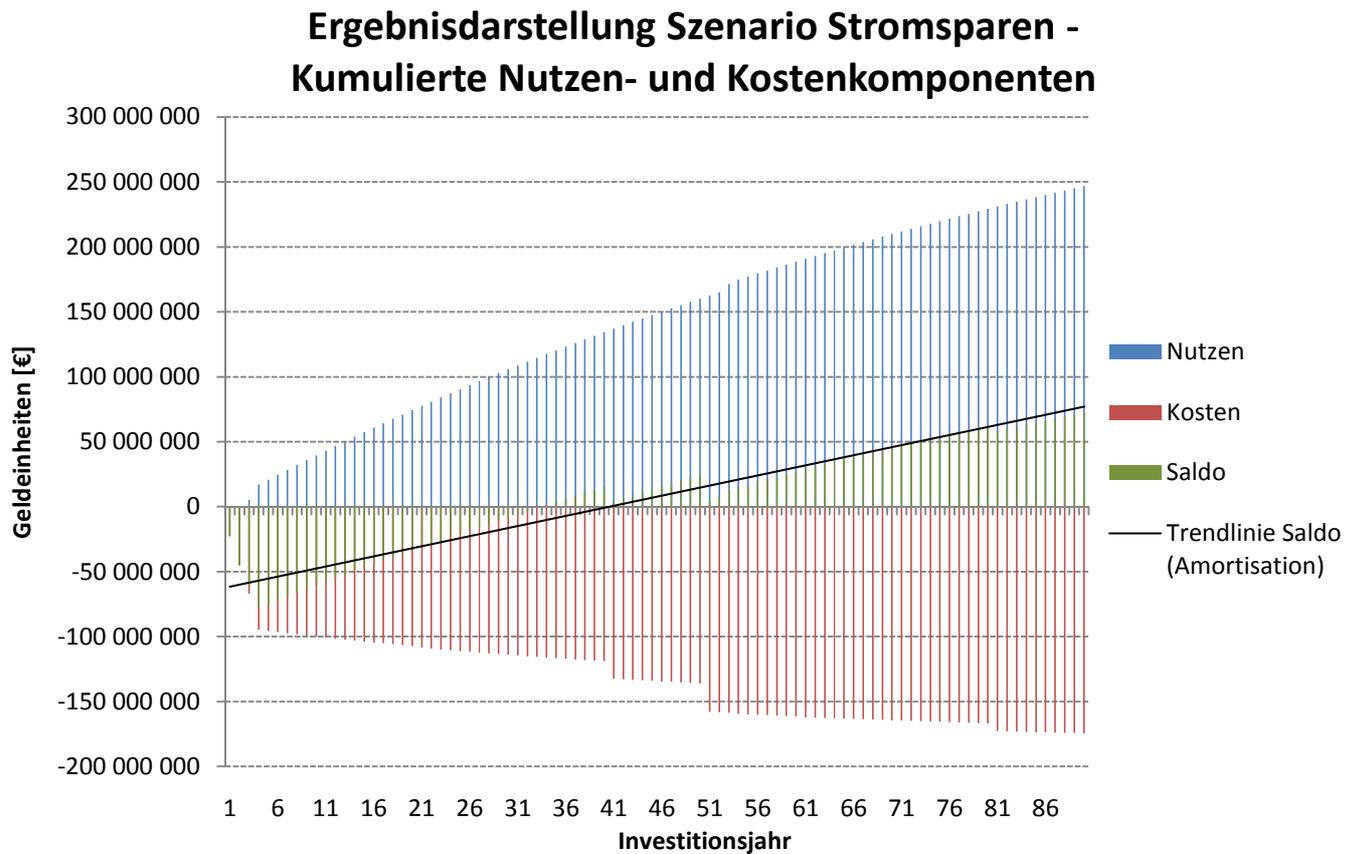


Quelle: eigene Berechnungen

Der Vergleich der kumulierten diskontierten Saldi aller Szenarien verdeutlicht die positive volkswirtschaftliche Bilanz des Kraftwerks Lehen. Während sich beim Szenario Kalorisch das Wasserkraftwerk schon nach rund 15 Jahren absetzen kann, dauert es beim Szenario Windkraft rund 20 Jahre. Diese Graphik bestärkt das Bild, dass das Wasserkraftwerk gegenüber diesen Erzeugungsvarianten sehr konkurrenzfähig ist. Allem voran die Windkraft ist, ähnlich wie das Wasserkraftwerk, mit hohen Investitionskosten verbunden und hat den Nachteil einer sehr geringen Abschreibungsdauer (20 Jahre). Auch die Volllaststunden von rund 2100 Stunden pro Jahr lassen die Alternative Windkraft schlecht abschneiden. Das Gaskraftwerk hat zwar verhältnismäßig geringe Investitionskosten, die Betriebskosten fallen jedoch sehr hoch aus und lassen in Zukunft aufgrund der steigenden Brennstoffkosten eine Zunahme der gesamten Betriebskosten erwarten.

Im Vergleich mit der schlussendlich volkswirtschaftlich rentabelsten Variante zeigt sich ein deutlich anderes Ergebnis. Eine genaue Darstellung dessen zeigt die unten stehende Graphik (Abbildung 19).

Abbildung 19: Gesamtergebnis zur volkswirtschaftlich effizientesten Alternative (Szenario Stromsparen)



Quelle: eigene Berechnungen

Unter gegebenen Annahmen benötigt das gesamte Projekt eine volkswirtschaftliche Amortisationszeit von rund 35 Jahren. Jedoch muss beachtet werden, dass sich nach rund 55 Jahren, aufgrund der Reinvestitionen, Nutzen und Kosten noch einmal stark einander annähern, der Saldo schrumpft signifikant. Erst ab diesem Zeitpunkt kann sich das Wasserkraftwerk klar absetzen, dies zeigt, dass das Wasserkraftwerksprojekt in diesem Szenario mehrere Dekaden benötigt, um langfristig rentabel werden zu können.

9.3 Fazit aus der Ergebnisdarstellung

Nach der Analyse der Ergebnisse kann eine vorläufige¹⁶ Antwort auf die erste Forschungsfrage nach der volkswirtschaftlichen Rentabilität des Wasserkraftwerkes gegeben werden. Diese ist zum Ende des Betrachtungszeitraumes zwar deutlich gegeben, es ist aber, bei gegebenen Annahmen, ein längerer Zeitraum nötig damit sich das Wasserkraftwerk endgültig volkswirtschaftlich amortisieren kann. Die Ergebnisse in den Szenarien unterscheiden sich sehr stark. Während sich das Wasserkraftwerk gegenüber dem Gaskraftwerk (Szenario Kalorisch) am schnellsten amortisieren kann (nach rund 15 Jahren), benötigt es gegenüber den Windkraftanlagen (Szenario Windkraft) über 20 Jahre. Erst nach den ersten Reinvestitionen in die Windkraftanlagen kann es sich deutlich von diesen absetzen. Im Szenario Stromsparen kann sich das Wasserkraftwerk erst nach rund 55 Jahren endgültig volkswirtschaftlich amortisieren, da die Reinvestitionen in bauliche Anlagenteile nach 50 Jahren den Saldo stark zusammenschrumpfen lässt.

Eine genauere Diskussion der volkswirtschaftlichen Amortisation bzw. der Bedeutung des Betrachtungszeitraumes wird hier vorerst ausgeblendet mit dem Verweis auf das Kapitel 7.3 - Diskussion des Einflusses einer verkürzten Konsensdauer auf die Rentabilität des Wasserkraftwerks.

¹⁶ Eine endgültige Aussage zum Ergebnis kann erst nach der Sensitivitätsanalyse erfolgen.

10 Sensitivitätsanalyse-Diskussion der Ergebnisse

10.1 Allgemeine Diskussion

Die Sensitivitätsanalyse soll nun Aufschluss darüber geben wie „stabil“ das Ergebnis der Analyse ist. Durch Variation einzelner Ansätze und Zahlen, kann eine Aussage darüber gemacht werden, ob und wie sich das Gesamtergebnis unter geänderten Annahmen verändert. Interessant ist vor allem, ob sich durch veränderte Ansätze das Ergebnis in eine negative Richtung bewegt bzw. überhaupt negativ wird. Dazu gilt es besonders jene Faktoren zu variieren, die entweder mit großen Unsicherheiten behaftet sind, oder aber einen großen Einfluss auf das Gesamtergebnis erwarten lassen.

Im ersten Schritt dieser Sensitivitätsanalyse wird auf die Berücksichtigung von Risiko und Unsicherheit eingegangen. Dazu werden die Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks variiert. Es muss zwar angemerkt werden, dass Unsicherheiten im Bereich des Baues in der ex post Analyse nicht mehr gegeben sind, es ist jedoch interessant darzustellen, welchen Einfluss diese Komponente auf das Gesamtergebnis hat. Im Vordergrund steht der Vergleich mit der Alternative Stromsparen, da diese das „knappste“ Ergebnis aufweist. Verändert man dafür die Ansätze von Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks, ergibt sich im Vergleich zum Stromsparen folgendes Bild (Tabelle 39).

Tabelle 39: Veränderung zum Szenario Stromsparen durch Variation der Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks

Annahme	Nutzen-Kosten Verhältnis	Interner Zinssatz	Barwert [€]
Investitionskosten des WKW + 25%	1,21	3,1%	42 087 313
Investitionskosten des WKW + 50%	1,05	2,3%	11 654 195
Betriebskosten des WKW 13 Euro pro MWh	1,39	4,1%	69 322 786
Betriebskosten des WKW 14 Euro pro MWh	1,37	4,0%	66 125 140
Betriebskosten des WKW 15 Euro pro MWh	1,34	3,9%	62 927 495
Betriebskosten des WKW 16 Euro pro MWh	1,32	3,8%	59 729 849
Betriebskosten des WKW 17 Euro pro MWh	1,30	3,8%	56 532 203

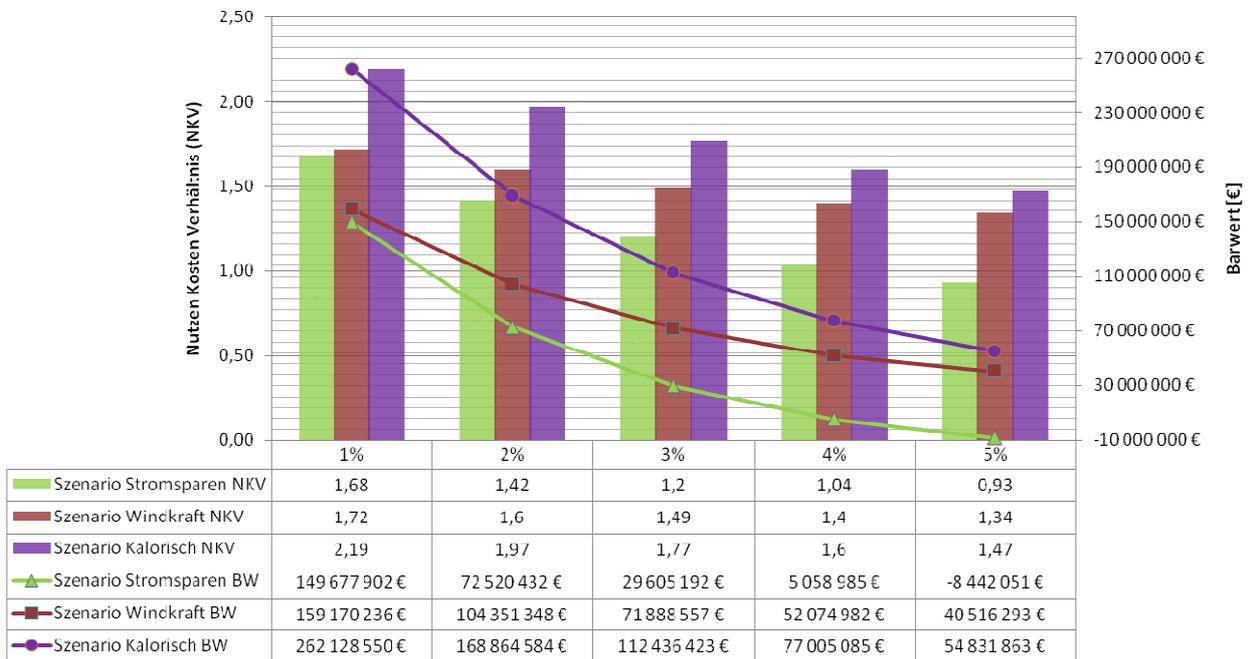
Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 39 zeigt, dass das Wasserkraftwerk selbst unter einer unrealistisch hohen Zunahme der Investitionskosten um 50 Prozent ein knapp positives Ergebnis erzielen kann, das Nutzen-Kosten Verhältnis bewegt sich gerade noch im positiven Bereich (1,05), der interne Zinssatz (2,3 Prozent) ist größer als die Diskontierungsrate (2 Prozent). Eine Erhöhung der Betriebskosten hat zwar einen verhältnismäßig gleichmäßigen Rückgang des Nutzen Kosten Verhältnisses und des Barwertes zur Folge, das Ergebnis selbst bleibt aber klar positiv. Selbst unter der Annahme von Betriebskosten in der Höhe von 17 Euro pro Megawattstunde ist das positive Ergebnis nicht „gefährdet“. Es ist immer noch ein Nutzen-Kosten Verhältnis von 1,3 gegeben. Damit zeigt sich, dass das Kraftwerksprojekt selbst unter hohen Annahmen nach Ablauf des Betrachtungszeitraumes volkswirtschaftlich gesehen positiv abschneidet.

Im nächsten Schritt wird der Einfluss der Diskontierungsrate auf die Szenarien diskutiert. Diese hat, über den Betrachtungszeitraum, einen sehr großen Einfluss auf das Gesamtergebnis. Eine hohe Diskontierungsrate benachteiligt jene Alternativen, die hohe Ausgaben zum jetzigen Zeitpunkt haben und räumt all den Alternativen einen Vorteil ein, deren Ausgaben in der Zukunft liegen. Wie sich das Ergebnis unter einer anderen Diskontierungsrate verändert wird in Abbildung 20 veranschaulicht.

Abbildung 20: Veränderung des Ergebnisses durch Variation der Diskontierungsrate

Veränderung des Barwertes und des Nutzen-Kosten Verhältnisses der Szenarien unter Variation der Diskontierungsrate



Quelle: eigene Darstellung

Durch Variation der Diskontierungsrate wird ersichtlich, dass eine Erhöhung dieser all jene Varianten die hohe Kosten in Zukunft erwarten lassen, bevorzugt. Besonders stark äußert sich diese Veränderung bei der kalorischen Erzeugungsvariante und beim Stromsparen. Diese beiden Szenarien sind mit hohen jährlichen Ausgaben verbunden, die durch eine größere Diskontierungsrate sukzessive weniger ins Gewicht fallen. Im Szenario Stromsparen wird der große Einfluss der Diskontierungsrate auf das Ergebnis verdeutlicht. Bei einer Diskontierungsrate von 3 Prozent nehmen das Nutzen-Kosten Verhältnis und der Barwert bereits stark ab, bei 4 Prozent sind diese Ergebnisgrößen gerade noch positiv. Ab einem Diskontierungszinssatz von 5 Prozent, ergeben sich beim Szenario Stromsparen negative Ergebnisgrößen. Dieses negative Ergebnis passt mit dem zuvor errechneten internen Zinssatz für das Szenario Stromsparen (4,2 Prozent) zusammen, da die Diskontierungsrate höher ist als der interne Zinssatz. Eine Diskontierungsrate von 5 Prozent stellt jedoch ein Extremum dar und kann als unrealistisch hoher Ansatz betrachtet werden. Beim Szenario Windkraft verändern sich die Ergebnisgrößen auf eine andere Weise, die Veränderung der Ergebnisgrößen fällt merklich geringer aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Kostenverlauf für die untersuchten Windkraftanlagen ähnlich ist wie für die des Wasserkraftwerkes (Abbildung 17).

Da die Investitionskosten für das Wasserkraftwerk die höchsten aller Varianten sind, nehmen auch das Nutzen-Kosten Verhältnis und der Barwert im Szenario Stromsparen ab.

Im dritten Schritt wird speziell auf die zugrundeliegenden Annahmen der volkswirtschaftlich effizientesten Alternative, dem Szenario Stromsparen, eingegangen. Wie bereits erwähnt ist dieses Szenario mit einigen Unsicherheiten behaftet. Die Höhe der administrativen Kosten in diesem Szenario sind beispielsweise nicht bekannt und müssen deshalb im Rahmen der Sensitivitätsanalyse diskutiert werden. Auch die Wachstumsrate der Kosten für Stromeinsparungspotentiale ist ein diskutabler Punkt. Um der Diskussion über diese Kosten gerecht zu werden, wird ihr Einfluss dargestellt. Dazu gibt Tabelle 40 Aufschluss.

Tabelle 40: Veränderung des Ergebnisses unter Variation der administrativen Kosten

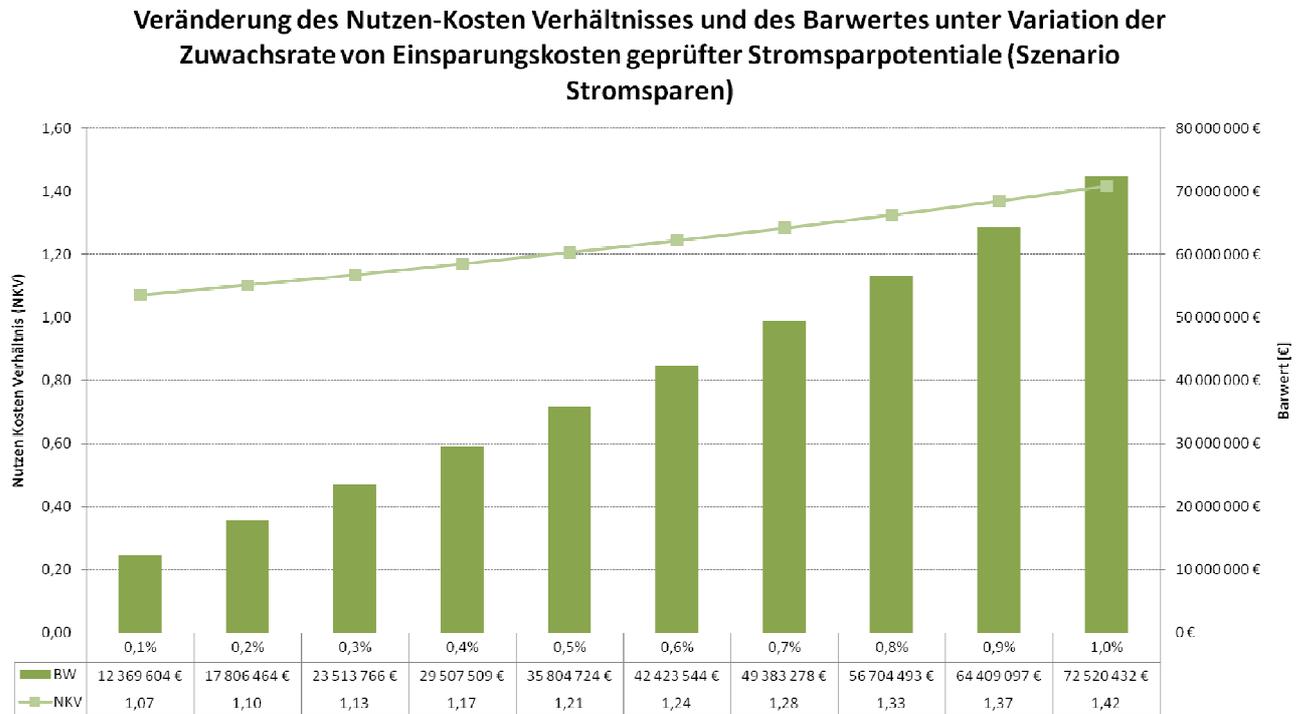
Administrative Kosten (als Prozentsatz der Investitionskosten)	Nutzen-Kosten Verhältnis	Interner Zinssatz	Barwert [€]
2%	1,39	4,1%	68 134 920
3%	1,40	4,2%	70 327 676
4%	1,42	4,2%	72 520 432
5%	1,43	4,3%	74 713 187
6%	1,44	4,3%	76 905 943
10%	1,49	4,6%	85 676 965

Quelle: eigene Berechnungen

In Tabelle 40 wird deutlich, dass die administrativen Kosten einen eher geringen Einfluss auf das Szenario Stromsparen haben. Würde man diese auf 10 Prozent der Investitionskosten (Ausgangsannahme 4 Prozent) erhöhen, so würde sich auch das Nutzen-Kosten Verhältnis auf rund 1,5, der interne Zinssatz auf 4,6 Prozent und der Barwert auf über 85,5 Millionen Euro ansteigen. Setzt man diese Kosten sehr gering an (2 Prozent), ergäbe sich kaum eine Änderung zum Ausgangsszenario. Die administrativen Kosten müssten bei 20 Prozent liegen, damit (theoretisch) die Alternative Windkraft das Stromsparen als volkswirtschaftlich effizienteste Alternative ersetzen könnte.

Eine größere Auswirkung auf das Szenario Stromsparen lässt die Steigerungsrate der Stromsparkosten erwarten. Im Ausgangsszenario wurde diese Rate mit 1 Prozent jährlich angenommen. Wie sich eine geringere jährliche Kostenzunahme auf das Szenario Stromsparen auswirken würde, wird in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21: Veränderung des Ergebnisses durch eine geringere Kostenzuwachsrate



Quelle: eigene Darstellung

Selbst unter der Annahme einer Steigerungsrate von 0,1 Prozent jährlich wäre dieses Szenario, wenn auch knapp, noch positiv. Das Nutzen Kosten Verhältnis würde auf 1,07 sinken, der Barwert auf knapp 12,3 Millionen Euro, der interne Zinssatz läge bei 2,6 Prozent. Bei einer Steigerungsrate von 0,5 Prozent jährlich liegt das Nutzen-Kosten Verhältnis bei 1,21. 1,33 beträgt es wenn eine Steigerungsrate von 0,8 Prozent angenommen wird. Sowohl der Barwert als auch das Nutzen-Kosten Verhältnis fallen annähernd kontinuierlich mit sinkender jährlicher Kostenzunahme.

Aus diesem dritten Analysepunkt kann geschlossen werden, dass das Wasserkraftwerk im Szenario Stromsparen gut abschneidet, das Ergebnis bleibt selbst unter stark veränderten Annahmen stabil. Man kann nun grundsätzlich die Frage stellen, warum Stromsparen teurer sein sollte als ein Kraftwerk zu bauen und zu betreiben.

Die Antwort darauf lässt sich schnell in der Analysemethode finden. Durch die umfassend angenommenen Subventionen von staatlicher Seite zur Erschließung von Stromsparpotentialen ist Stromsparen mit relativ hohen jährlichen Ausgaben verbunden. Dies gilt jedoch nur, bei gegebenen

Annahmen, für die untersuchten Haushaltsgeräte. Das muss bei der Betrachtung unbedingt beachtet werden (siehe dazu Kapitel Erschließung von Stromeinsparungspotentialen).

Im vierten Punkt erfolgt eine Diskussion der CO₂ Kosten. Diese haben (ausgenommen Stromsparen) Auswirkungen auf alle Erzeugungsvarianten, da auch bei diesen Schadstoffe durch externe Effekte entstehen. Während bei den Windkraftanlagen und dem Wasserkraftwerk Schadstoffe rein bei der Erzeugung und der Zulieferung von Anlagenteile entstehen, fallen bei der kalorischen Variante die Schadstoffe primär durch den Betrieb an. Bei einer Variation der CO₂ Kosten für alle Erzeugungsvarianten ergibt sich folgendes Bild (Tabelle 41).

Tabelle 41: Veränderung des Ergebnisses durch Variation der CO₂ Kosten

Kosten pro Tonne CO₂ (Kohlendioxid) [€/t]					
	40	50	75	100	150
Szenario Stromsparen					
Nutzen-Kosten Verhältnis	1,42	1,42	1,41	1,39	1,37
Interner Zinssatz	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%
Barwert [€]	73 417 021	72 811 217	71 296 707	69 782 197	66 753 177
Szenario Windkraft					
Nutzen-Kosten Verhältnis	1,61	1,60	1,59	1,58	1,55
Interner Zinssatz	12,0%	11,8%	11,5%	11,2%	10,6%
Barwert [€]	105 027 699	104 570 705	103 428 219	102 285 733	100 000 762
Szenario Kalorisch					
Nutzen-Kosten Verhältnis	1,88	1,94	2,08	2,23	2,50
Interner Zinssatz	8,9%	9,3%	10,0%	10,8%	12,1%
Barwert [€]	152 784 328	163 496 421	190 276 655	217 056 888	270 617 355

Quelle: eigene Berechnungen

Wie Tabelle 41 darstellt, nehmen mit zunehmenden CO₂ Kosten das Nutzen-Kosten Verhältnis, der interne Zinssatz und der Barwert der Szenarien Stromsparen und Windkraft ab. Die stärkste Abnahme ist beim Szenario Windkraft zu beobachten. Dadurch, dass beim Bau- sowie der Zu- und Ablieferung der Anlagenteile des Wasserkraftwerks in den Anfangsjahren am meisten CO₂ entsteht, nehmen die Kosten von emittiertem Kohlendioxid hier am stärksten zu (Kosten, die später anfallen sind auf den Bezugszeitpunkt abgezinst). Deshalb führt eine Erhöhung des CO₂ Kostensatzes vor

allem zu einer Zunahme der externen Kosten des Wasserkraftwerks, sprich es sinkt der „Vorteil“ (Nutzen) gegenüber den anderen Varianten (ausgenommen Kalorisch). Doch auch bei einer Annahme von 150 Euro pro Tonne emittiertes CO₂ bleibt das Ergebnis in den Szenarien Stromsparen und Windkraft positiv, im Szenario Stromsparen liegt das Nutzen-Kosten Verhältnis bei 1,37, der interne Zinssatz geht auf 4 Prozent zurück. Zu einer klaren Verschlechterung kommt es hingegen im Szenario Kalorisch. Mit steigenden CO₂ Kosten verliert das Gaskraftwerk sehr stark. Erhöht man den Kostensatz auf 150 Euro pro Tonne CO₂, so liegt das Nutzen-Kosten Verhältnis bereits bei 2,5 und der interne Zinssatz bei knapp über 12 Prozent.

Aus der Sensitivitätsanalyse kann der Schluss gezogen werden, dass es sich beim Gesamtergebnis um ein relativ stabiles handelt. Den mit Abstand größten Einfluss darauf hat die gewählte Diskontierungsrate.

10.2 Fazit aus der allgemeinen Diskussion innerhalb der Sensitivitätsanalyse (Beantwortung der ersten Forschungsfrage)

Die aus der allgemeinen Sensitivitätsanalyse gewonnen Erkenntnisse bekräftigen das erste Fazit aus der Ergebnisdarstellung, das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen ist aus volkswirtschaftlicher Sicht rentabel und leistet somit einen wertvollen Beitrag im Sinne einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Auch die Variation strittiger Annahmen über die Diskontierungsrate, die Stromeinsparungspotentiale, die Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks und die CO₂ Kostenansätze zeigt, dass das Ergebnis nur bei extremen Annahmen der Diskontierungsrate negativ wird.

Ab einer Diskontierungsrate von 4 Prozent wäre das Wasserkraftwerk im Szenario Stromsparen gerade noch rentabel, ab 5 Prozent ergäbe sich ein negatives Ergebnis. Eine Diskontierungsrate in dieser Höhe erscheint in Österreich jedoch relativ unplausibel, es zeigt aber auch, dass sich das Ergebnis bei einer Variation der Diskontierungsrate stark verändern kann. Wie bereits am Beginn der Arbeit erwähnt ist die Diskontierung ein umstrittener Punkt. Harrison führt in seiner Publikation „*Valuing the Future: the social discount rate in cost-benefit analysis*“ aus dem Jahr 2010 an, dass die Bandbreite der empfohlenen Diskontierungsraten unterschiedlicher Länder zwischen 1-15 Prozent liegen. So wird in Deutschland ein Diskontierungssatz von 3 Prozent empfohlen, in England ein Diskontierungssatz von 3,5 Prozent, in den Niederlanden ein Diskontierungssatz von 4 Prozent und in Italien ein Diskontierungssatz von 5 Prozent. Eine Empfehlung für auffallend hohe Diskontierungssätze haben die Länder Kanada und Neuseeland (8 Prozent). Extreme Diskontierungszinssätze (12- 15 Prozent) werden nur für Entwicklungsländer (z.B. Pakistan, Indien, Philippinen) empfohlen (Harrison, 2010, S.9f.).

Erhöhte Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks sowie veränderte Stromeinsparungskosten bzw. administrative Kosten im Zusammenhang mit Stromeinsparungen verändern das Ergebnis nicht soweit, dass es negativ wird. Änderungen im Bereich der CO₂ Kosten verschlechtern zwar das Ergebnis aus Sicht des Wasserkraftwerks gegenüber dem Szenario Windkraft und dem Szenario Stromsparen (CO₂-Emissionen aus Errichtung sowie Zu- und Ablieferung des Wasserkraftwerks sind sehr hoch), doch selbst bei einem Ansatz von 150 Euro pro Tonne CO₂ ist das Projekt dennoch klar rentabel. Dieser Ansatz müsste schon extrem hoch angenommen werden, damit sich das Ergebnis signifikant verändert. Nur gegenüber dem Gaskraftwerk würde das Wasserkraftwerk bei einem hohen CO₂ Kostensatz besser abschneiden, da das Gaskraftwerk die einzige Alternative ist, die externe Kosten durch den Betrieb verursacht.

Das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen kann nach der Diskussion der Ergebnisse nun eindeutig als volkswirtschaftlich rentabel bezeichnet werden, das vorläufige Ergebnis aus der Ergebnisdarstellung kann somit bestätigt werden.

Zu betonen ist aber, dass das Wasserkraftwerk, wie bereits angeführt, mit sehr hohen Investitionskosten verbunden ist und deshalb eine längere Laufzeit benötigt, um sich volkswirtschaftlich zu amortisieren. Gerade deshalb erfolgt im nachstehenden Punkt die Diskussion und Darstellung einer veränderten Projektlaufzeit (Konsensdauer) auf die Rentabilität und auch die volkswirtschaftliche Amortisation des Kraftwerks.

10.3 Diskussion des Einflusses einer verkürzten Konsensdauer auf die Rentabilität des Wasserkraftwerks

In folgendem Teil wird die zweite Fragestellung dieser Diplomarbeit behandelt; die Frage nach der Auswirkung einer veränderten Konsensdauer auf die Rentabilität des Wasserkraftwerks.

Aus dem ersten Teil der Sensitivitätsanalyse wird klar, dass die Diskontierungsrate großen Einfluss auf das Ergebnis nimmt. Es stellt sich nun die Frage, wie stark sich der Betrachtungszeitraum (Konsensdauer) auf das Nutzen-Kosten Verhältnis, den internen Zinssatz und den Barwert auswirkt.

Die Bewilligungsdauer stellt einen Diskussionspunkt dar, der in den nationalen Staaten unterschiedlich gehandhabt wird. Im österreichischen Wasserrechtsgesetz wird in Bezug auf die Bewilligungsdauer folgendes angegeben:

„Die Bewilligung zur Benutzung eines Gewässers ist nach Abwägung des Bedarfes des Bewerbers und des wasserwirtschaftlichen Interesses sowie der wasserwirtschaftlichen und technischen Entwicklung, gegebenenfalls unter Bedachtnahme auf eine abgestufte Projektverwirklichung, auf die nach dem Ergebnis der Abwägung jeweils längste vertretbare Zeitdauer zu befristen. Die Frist darf bei Wasserentnahmen für Bewässerungszwecke zwölf Jahre, sonst 90 Jahre nicht überschreiten.“ (§ 21, Abs.1, WRG, 1959)

Daraus folgt, dass für jegliche Wassernutzungen (außer Bewässerung) die Bewilligung für maximal 90 Jahre erteilt werden darf. Danach kann im Zeitraum von 5 Jahren bis 6 Monaten vor Ablauf der Bewilligung um eine Wiederverleihung der Bewilligung angesucht werden. Diese darf öffentlichen Interessen nicht im Wege stehen und muss unter Beachtung des Standes der Technik erfolgen (§ 21, Abs.3, WRG, 1959).

Die Dauer einer solchen Bewilligung ist immer vom rechtlichen Rahmen abhängig, fraglich ist jedoch, ob diese Dauer mit der Wirtschaftlichkeit von Anlagen in Verbindung steht. Gerade im Sinne vorgegebener Ziele der nationalen Energiepolitik spielt die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieträgern eine tragende Rolle um diese Ziele auch zu erreichen.

Die Bewilligungsdauer solcher Anlagen wird aber, wie oben angeführt, in den unterschiedlichen Staaten anders gehandhabt. Einen Überblick über die Bewilligungsdauer von Wasserkraftanlagen in ausgewählten Ländern gibt Tabelle 42.

Tabelle 42: Konsensdauer in ausgewählten Ländern

Österreich	max. 90 Jahre
Schweiz	max. 80 Jahre
Kroatien	max. 60 Jahre
Norwegen	max. 30 Jahre
Deutschland	i.d.R. 30 Jahre

Quelle: WHG, 1957, S.11; WRG, 1959, S.15; SSWV, 2012, S.1; Guzovic et al., 2010, S.115-134

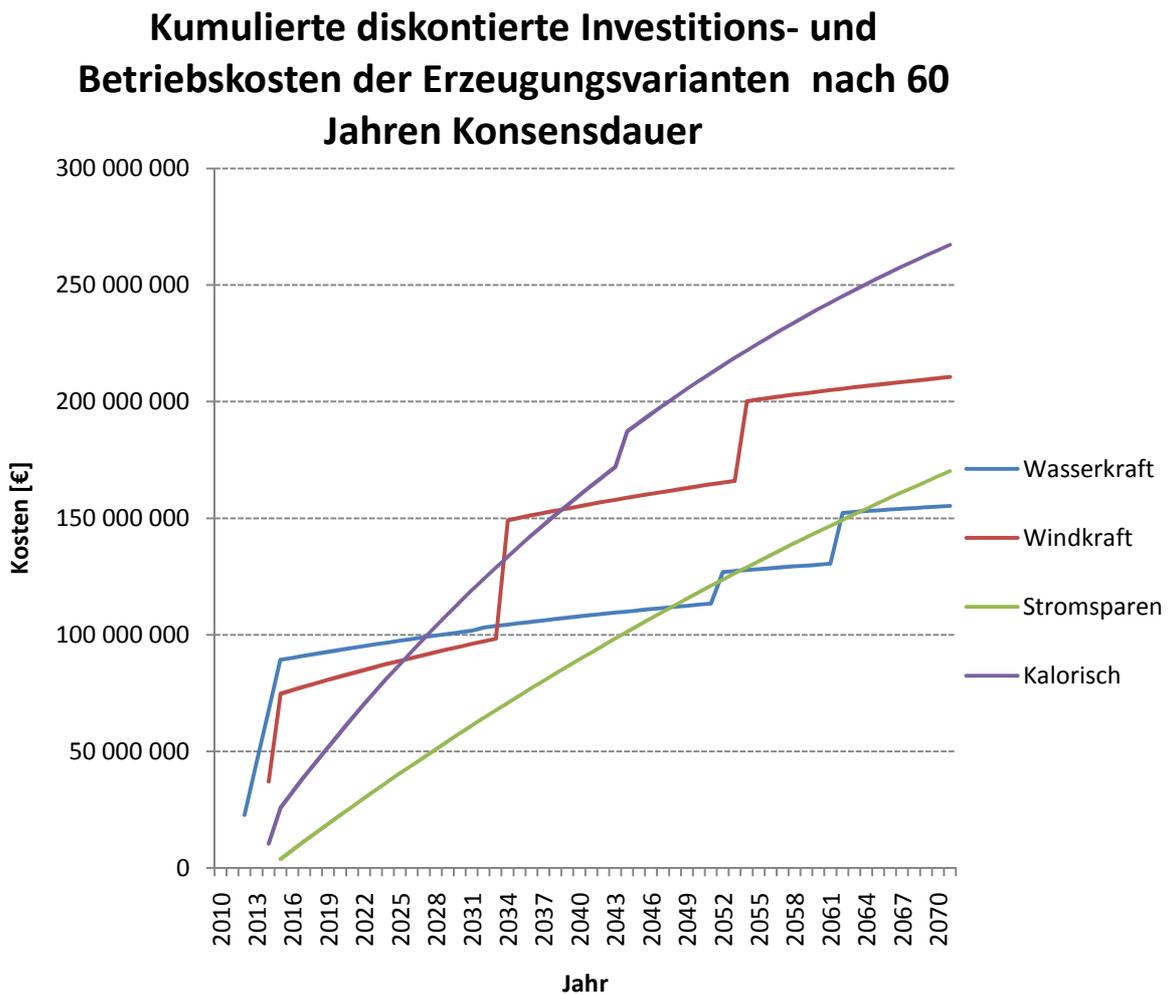
Zu Tabelle 42 ist folgendes anzuführen:

Die Bewilligungsdauer in Norwegen für maximal 30 Jahre gilt nur für Kraftwerke bis 10 Megawatt. Eine Bewilligungsdauer für Anlagen in größeren Leistungsbereich wurde nicht angegeben. Somit kann diese Bewilligungsdauer nicht einfach auf Anlagen im Leistungsbereichen des Kraftwerks Lehen übertragen werden, dennoch stellt es einen interessanten Vergleichsmaßstab dar (Guzovic, 2010, S. 134-138). Kroatien hat ein klassifiziertes System, die Bewilligungsdauer ist gekoppelt an die Klasse, in die der Leistungsbereich des Kraftwerks fällt. Anlagen im Leistungsbereich zwischen 5 – 20 Megawatt können eine Bewilligung immer nur bis zu maximal 60 Jahre erhalten, Anlagen über 20 Megawatt können maximal für 99 Jahre bewilligt werden. Anlagen im Leistungsbereich unter 5 Megawatt erhalten eine Bewilligung für maximal 30 Jahre (Guzovic, 2010, S.115).

Die Bewilligung in Deutschland wird für „[...]eine bestimmte angemessene Frist erteilt, die in besonderen Fällen 30 Jahre überschreiten darf.“ (§ 14, Abs.2, WHG, 1957)

Am Beispiel des Wasserkraftwerks Sohlstufe Lehen wird der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage diskutiert. Die Bewilligung für den Betrieb des Kraftwerks wurde von der Behörde auf 90 Jahre erteilt, dies stellt das zulässige Maximum in Österreich dar. Um einer möglichst allgemeinen Diskussion gerecht zu werden, wird in diesem Punkt nur mit den Alternativen zur Stromerzeugung selbst gearbeitet. Das bedeutet, alle anderen Faktoren (Hochwasserschutz, Ökosystemleistungen, Sohlrampe) werden von der Betrachtung ausgeklammert, um eine möglichst allgemeine und vom Standort abgekoppelte Betrachtungsgrundlage zu schaffen, die externen Effekte bleiben weiter berücksichtigt. Nimmt man die Vergleichsdarstellung der diskontierten kumulierten Barwerte aller Erzeugungsvarianten, zeigt sich, dass sich die Unterschiede im Barwert der Alternativen grundlegend verändern (Abbildung 22).

Abbildung 22: Kumulierte diskontierte Barwerte der Alternativen nach 60 Jahren Konsensdauer



In Abbildung 22 wird ersichtlich, dass das Wasserkraftwerk wesentliche Einbußen gegenüber den anderen Alternativen bei einer Laufzeit von 60 Jahren hinnehmen muss. Die Differenz zwischen den Barwerten geht zurück, im Vergleich zum Stromsparen beträgt dieser nur mehr knapp 11 Millionen Euro, im Vergleich zur Windkraft nur noch knapp 51 Millionen Euro (Tabelle 43).

Gleich wie im Kapitel Ergebnisdarstellungen wird in den nachstehenden Tabellen und Abbildungen das Wasserkraftwerk nicht mehr explizit dargestellt, da es als Vergleichsmaßstab für die Alternativen herangezogen wird und deshalb schon in den errechneten Werten „enthalten“ ist (eine genauere Erklärung dazu ist dem Beginn des Kapitels Ergebnisdarstellungen zu entnehmen). Es wird in Folge wieder von Szenarien gesprochen, die nur einen Vergleich der Erzeugungsvarianten beinhalten, alle anderen Analysepunkte werden ausgeklammert. Dadurch ergibt sich für die Vergleichsalternativen folgendes Bild (Tabelle 43):

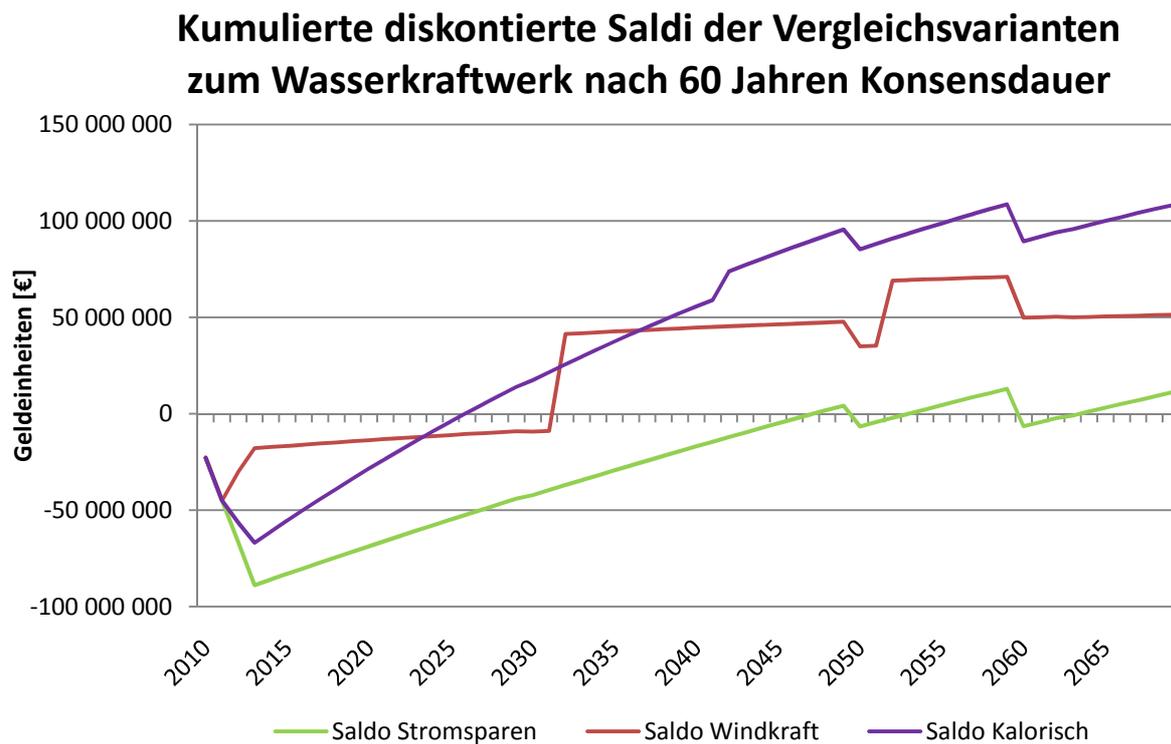
Tabelle 43: Ergebnisgrößen der Erzeugungsalternativen nach unterschiedlicher Konsensdauer

Konsensdauer [a]				
	60	70	80	90
Szenario Stromsparen				
Nutzen-Kosten Verhältnis	1,07	1,18	1,28	1,32
Barwert [€]	10 935 002	29 084 069	46 067 061	55 722 109
Szenario Windkraft				
Nutzen-Kosten Verhältnis	1,32	1,46	1,47	1,51
Barwert [€]	51 289 009	75 426 067	77 009 477	87 553 026
Szenario Kalorisch				
Nutzen-Kosten Verhältnis	1,68	1,81	1,89	1,88
Barwert [€]	108 048 745	131 664 595	146 127 369	152 066 262

Quelle: eigene Berechnungen

Aus der oben stehenden Tabelle kann abgelesen werden, dass sich mit einer geringeren Konsensdauer auch die Ergebnisse aller Szenarien merklich verschlechtern. Da sich das Nutzen-Kosten Verhältnis hier aus den Kosten für die Erzeugungsalternative (=Nutzen) im Verhältnis zu den Kosten des Wasserkraftwerks (=Kosten) errechnet, wird ersichtlich, dass das Wasserkraftwerk mit einer Konsensdauer von beispielsweise 60 Jahren erheblich schlechter aussteigt. Das hängt auch damit zusammen, dass nach 50 Jahren wieder ein umfassender Betrag in bauliche Anlagenteile des Kraftwerks reinvestiert werden muss. Im Vergleich zum Stromsparen ist das Ergebnis nach 60 Jahren Betrachtungszeitraum gerade noch positiv, der interne Zinssatz beträgt 2,5 Prozent, das Nutzen-Kosten Verhältnis 1,07. Die Windkraft und das Gaskraftwerk haben mit abnehmender Konsensdauer zwar ein zunehmend schlechteres Ergebnis, sie nehmen jedoch nicht so stark wie das Stromsparen ab, da auch bei diesen Reinvestitionen zu gegebenen Zeitpunkten anfallen. Die volkswirtschaftlichen Amortisationszeiträume aller Alternativen (im Vergleich zum Wasserkraftwerk) sind Abbildung 23 zu entnehmen.

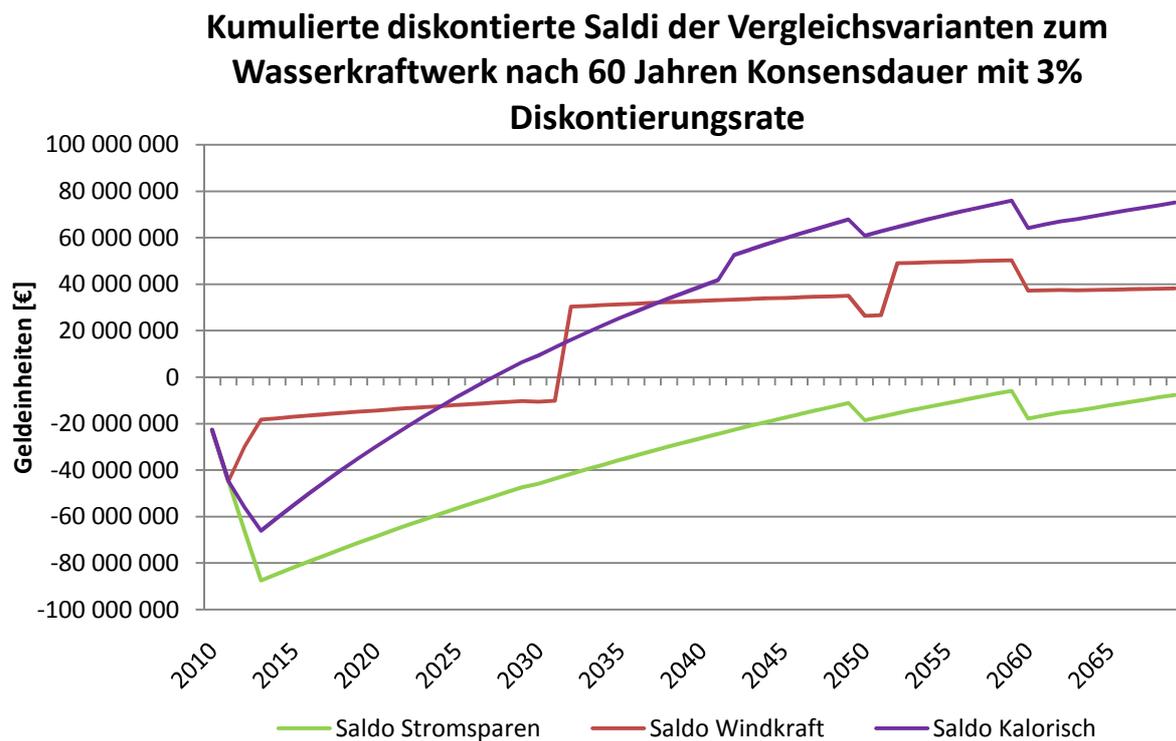
Abbildung 23: Saldi der Erzeugungsalternativen nach 60 Jahren Konsensdauer



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 23 unterstreicht nun das bereits oben dargestellte Bild, dass eine kürzere Konsensdauer von 60 Jahren eine deutliche Veränderung der Rentabilität mit sich bringt. Die Amortisationsdauer verändert sich im Vergleich zur allgemeinen Ergebnisdarstellung geringfügig. Das ist darauf zurückzuführen, dass bei dieser Berechnung nur die Erzeugungsalternativen berücksichtigt wurden, alle anderen Untersuchungspunkte wurden ausgeklammert. Betrachtet man nun den Endzeitpunkt in Abbildung 23, so wird ersichtlich, wie knapp das Ergebnis im Vergleich zum Stromsparen ist. Wird nun ein weiterer wichtiger Einflussfaktor, die Diskontierungsrate, beispielsweise um 1 Prozent erhöht, ergibt sich folgendes Bild (Abbildung 24).

Abbildung 24: Saldi der Erzeugungsalternativen nach 60 Jahren Konsensdauer mit 3% Diskontierungsrate



Quelle: eigene Darstellung

Eine Erhöhung der Diskontierungsrate auf 3 Prozent bedeutet, dass bei einer Laufzeit (Konsensdauer) von 60 Jahren das Nutzen-Kosten Verhältnis beim Stromsparen auf 0,93, bei der Windkraft auf 1,26 und bei der kalorischen Variante auf 1,52 sinkt. Spätestens an dieser Stelle wird klar, welchen großen Einfluss diese zwei Größen auf das Ergebnis nehmen und mit welchen Auswirkungen zu rechnen wäre. Gegenüber dem Gaskraftwerk und dem Stromsparen würde das Wasserkraftwerk bei einer Diskontierungsrate von 3 Prozent stark an seiner Wirtschaftlichkeit verlieren, gegenüber der Windkraft hätte eine Diskontierungsrate von 3 Prozent wesentlich geringere Auswirkungen, da die Windkraft mit ähnlich hohen Investitionen in den Anfangsjahren verbunden ist.

10.4 Fazit der Diskussion über die Auswirkungen einer verkürzten Konsensdauer auf die volkswirtschaftliche Rentabilität des Kraftwerks (Beantwortung der zweiten Forschungsfrage)

Eine verkürzte Konsensdauer, die im Untersuchungsfall überwiegend mit 60 Jahren angenommen wurde, hat neben der Diskontierungsrate einen sehr großen Einfluss auf das Ergebnis. Eine Verkürzung der Bewilligung auf 60 Jahre mit einer fraglichen Wiederverleihung erhöht nicht nur das Risiko für die Betreiberin oder den Betreiber eines Wasserkraftwerks, sondern hemmt auch im generellen das Erreichen von Energiezielen im Hinblick auf erneuerbare Energien. Geht man im äußersten Fall davon aus, dass es zu keiner Wiederverleihung kommt, würden zusätzlich Kosten im Zuge der Abtragung des Kraftwerkes anfallen. Dies würde das Ergebnis bei einer verkürzten Konsensdauer weiter verschlechtern.

Für den Betrieb eines Wasserkraftwerks, für welches hohe Investitionen aufgebracht werden müssen, ist eine Laufzeit von 60 Jahren volkswirtschaftlich wenig sinnvoll. Neben den internen Kosten entstehen durch die Errichtung von Anlagen ebenfalls externe Kosten, die auch im Rahmen einer verkürzten Laufzeit anfallen. Kommen im Laufe des Kraftwerksbetriebs unerwartete Risiken, die hier mit einer erhöhten Diskontierungsrate simuliert wurden hinzu, so könnte das Kraftwerk (im Vergleich mit der Alternative des Stromsparens) bereits nach 60 Jahren volkswirtschaftlich unrentabel werden.

Letztendlich ist es aber eine politische (im engeren Sinne rechtliche) Frage, auf welchen Zeitraum eine Konzession für Kraftwerke erteilt wird, wie mit dem Spannungsfeld zwischen Energie- und Umweltpolitik umgegangen und welcher Stellenwert erneuerbaren Energieträgern eingeräumt wird. Mit geringer werdendem Potential von Wasserkraft steigen auch die Kosten zur Erschließung dieses Potentials. Wenn die ertragreichsten Standorte bereits verbaut sind, müssen die „zweitbesten“ erschlossen werden. Dies ist jedoch tendenziell mit höheren Kosten verbunden und würde durch eine verkürzte Bewilligungsdauer zusätzlich erschwert werden.

11 Schlussfolgerung

Mit Hilfe einer umfassenden Nutzen-Kosten Analyse wurde das Kraftwerk Sohlstufe Lehen auf seine volkswirtschaftliche Rentabilität hin geprüft. Dabei stand ein Vergleich mit Alternativen zur Stromerzeugung sowie der verbesserte Hochwasserschutz und die Auswirkungen des Wasserkraftwerks auf die Ökosystemleistungen im Vordergrund. Nach Analyse dieser Untersuchungspunkte kann eine klare Antwort auf die gestellten Forschungsfragen gegeben werden.

Das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen stellt ein, aus volkswirtschaftlicher Sicht gesehen, rentables Energieprojekt dar. Doch der Vergleich mit den unterschiedlichen Erzeugungsalternativen zeigt auch, dass das Wasserkraftwerk mehrere Jahrzehnte braucht, um sich volkswirtschaftlich zu amortisieren. Gerade der Vergleich mit der volkswirtschaftlich effizientesten Alternative, dem Stromsparen, veranschaulicht die lange volkswirtschaftliche Amortisationsdauer des Wasserkraftwerkes.

Dabei haben zwei Berechnungsgrößen starken Einfluss auf das Endergebnis der Analyse; die Diskontierungsrate und die Laufzeit (Konsensdauer) des Projekts. Während die Diskontierungsrate maßgeblich von wirtschaftlichen Entwicklungen abhängt, wird die Konsensdauer von der nationalen Gesetzgebung bestimmt. Wie sich in der Analyse gezeigt hat, hätte eine Reduktion der Konsensdauer auf 60 Jahre große Auswirkungen auf die Rentabilität des Kraftwerks und würde die Rahmenbedingungen für solche Anlagen erheblich erschweren bzw. das Risiko eines negativen Ergebnisses nach Ablauf der Konsensdauer erhöhen.

Denn die Rahmenbedingungen für die Elektrizitätswirtschaft im weiteren Sinn sowie für den Ausbau von erneuerbaren Energien im engeren Sinn, erschweren sich durch die europäische Harmonisierung auf nationaler Ebene maßgeblich. Dadurch, dass es mittlerweile einen globalen Wettbewerb am Strommarkt gibt und jede Endkundin bzw. jeder Endkunde sein Energieversorgungsunternehmen selbst auswählen kann, sind auch langfristige Energieplanungen auf nationaler oder regionaler Ebene schwierig geworden. Dabei steht meist die Wirtschaftlichkeit eigener Anlagen den billigeren Importen aus dem Ausland gegenüber. Diese sind zwar kurzfristig billiger, entsprechen aber langfristig nicht den Zielen der nationalen Energiepolitik. Dadurch erhöht sich, auf lange Sicht gesehen, nur die Abhängigkeit von Importen aus dem Ausland, da eigene Erzeugungsanlagen nicht mehr konkurrenzfähig sind. Eine lange Planungsdauer von Projekten erschwert die Umsetzung zusätzlich, da sich Rahmenbedingungen durch externe Einflüsse innerhalb mehrerer Jahre grundlegend ändern können.

Wichtig in diesem Kontext ist auch das Spannungsfeld zwischen Umwelt- und Energiepolitik, denn jede Art der Energieerzeugung hat einen gewissen Ressourcenverbrauch zur Folge. Es wurde in dieser Arbeit versucht, genau diesen Ressourcenverbrauch zu untersuchen. In diesem Sinn kann das Wasserkraftwerk nicht nur als gesamtwirtschaftlich rentabel, sondern auch als (ökologisch) ressourcenschonend angesehen werden. Am Standort mitten im nördlichen Stadtgebiet, an dem bereits seit langer Zeit eine Sohlstufe existierte, kann eine Verschlechterung der Umweltsituation durch das Wasserkraftwerk ausgeschlossen werden. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass dieser Standort durch die Sohlstufe und die harte Verbauung bereits seit Jahrzehnten massiv beeinträchtigt war, dieser konnte mit diesem Projekt klar aufgewertet werden.

Genau hier, bei der Findung und Auswahl optimaler Standorte, kann die räumliche Planung einen wesentlich Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung liefern. Aufbauend auf die NKA (vor allem ex-ante Analysen), die eine umfassende und höchst relevante Planungsgrundlage nach volkswirtschaftlichen Kriterien darstellt, können Handlungen klar argumentiert und räumlich umgesetzt werden. Das Agieren nach gemeinwohlorientierten Kriterien stellt auch eine wesentliche Aufgabe der Raumplanung dar, es ist ihre Aufgabe, allgemein verträgliche Lösungen zu finden. Mit den bestehenden Instrumenten der örtlichen Raumplanung (BBP, FLWP, ÖEK) aber auch der überörtlichen Raumplanung (z.B. ROG) kommt der Raumordnung eine wichtige Rolle zu, wenn es darum geht Projekte frühzeitig zu fördern und zu forcieren bzw. die nötigen Rahmenbedingungen und Grundlagen bereits im Anfangsstadium dafür zu schaffen.

Nach der Bearbeitung der vorliegenden Diplomarbeit steht fest, dass das Wasserkraftwerksprojekt Sohlstufe Lehen in seiner Gesamtheit einen wertvollen Beitrag im Sinne einer nachhaltigen und zukunftsorientierten Energiewirtschaft leistet und als Beispiel für ein gelungenes und gesamtwirtschaftlich verträgliches Wasserkraftwerk angesehen werden. Das zeigte die Diskussion der Ergebnisse im Rahmen der Sensitivitätsanalyse. Eine möglichst lange Laufzeit ist für das Wasserkraftwerk aber unerlässlich, da die hohen Investitionskosten erst nach einem längeren Zeitraum durch die relativ niedrigen Betriebskosten aufgewogen werden können.

Quellenverzeichnis

Textquellen

Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Niedersachsen und Schleswig-Holstein (o.J), Wasserkraft, unter <http://www.arge-wasserkraft.de/service4.htm> (2.12.2013)

BMF, Bundeskanzleramt (2010), <https://www.usp.gv.at/> (6.11.2013)

BMLFUW (Hrsg.) et al. (1999), Hochwasserschutz mit Mobilelementen, unter http://www.lebensministerium.at/wasser/wasser-oesterreich/foerderungen/foerd_hochwasserschutz/rl_hws_mob_elemente.html (26.2.2014)

BMLFUW (2013), Wasserrechtsgesetz 1959, unter http://www.bmlfuw.gv.at/wasser/wasser-oesterreich/wasserrecht_national/wasserrechtsgesetz/WRG1959.html (14.5.2014)

BMLFUW (2014), Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer - QZV Ökologie OG, unter http://www.bmlfuw.gv.at/wasser/wasser-oesterreich/wasserrecht_national/planung/QZVOekologieOG.html (14.5.2014)

BMWFJ (2013), Energieeffizienz-Richtlinie, unter www.bmwfj.gv.at (31.10.2013)

BMWFJ (o.J.), Energiestrategie & Energiepolitik, unter <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/EnergiestrategieUndEnergiepolitik/Seiten/default.aspx> (26.11.2013)

Cervený, M. (1993), Technologiebezogene CO₂- Reduktionmaßnahmen, E.A.V.- Studie, im Auftrag des Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung, Wien

Cerwenka et al. (2007), Handbuch der Verkehrssystemplanung, Österreichischer Kunst- und Kulturverlag, Wien

Competitionline Verlags GmbH (2013), Landschaftsgestaltung Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen, unter <https://www.competitionline.com/de/projekte/50061> (18.3.2014)

DerStandard (2013), Verbund will Gaskraftwerk Mellach einmotten, unter <http://derstandard.at/1371169523143/Verbund-Gaskraftwerke-am-Pruefstand> (5.1.2014)

Die Zeit (2014), Verschmähte Weltmeister, unter <http://www.zeit.de/2014/15/gaskraftwerk-energiewende-umwelt> (11.5.2014)

Dumont, U., Kueneke, R. (2011), Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft, unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_wasserkraft_bf.pdf (24.3.2014)

Eckstein, O., Princeton University Press (1961), A Survey of the Theory of Public Expenditure Criteria, National Bureau of Economic Research, Princeton

Energie AG Oberösterreich (2013), Windenergie in Österreich: Facts and Figures, unter http://www.fairenergy.at/fair_energy/page/427893408492425309_854853078617378882_699968046482832211,de.html (14.5.2013)

Europäische Kommission (2010), Ökosystemgüter und –leistungen, unter http://ec.europa.eu/environment/pubs/pdf/factsheets/Eco-systems%20goods%20and%20Services/Ecosystem_DE.pdf (3.3.2014)

FEERL (2009), RICHTLINIE 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Stammfassung 23.4.2009

Felber, G. (2014), Auskunft zur Uferinfiltration und dem Grundwasser, persönliches Gespräch (11.3.2014)

Fischer, K., Rosenkranz, C., Rudorfer, S. (Hrsg.) (2012), Handbuch der Energiepolitik, Redaktionshandbücher Band 2, LIT Verlag, Wien

Freiland Umweltconsulting Ziviltechniker GmbH (2013), Landschaftsgestaltung KW Sohlstufe Lehen, unter <http://www.freiland.at/de/menu107/projekte180/> (13.11.2013)

Gattinger, M.K. (1991), Kosten-Nutzen-Überlegungen zur Internen Revision: Die Revisionsabteilung als Objekt von Wirtschaftlichkeitsanalysen und effizienzsteigernden Maßnahmen, Erich Schmidt Verlag, Berlin

Getit.de (o.J.), Funktionsweise eines Gaskraftwerks, unter <http://projects.getit.de/rwevirtuellekraftwerke/info=functionality/826679> (13.2.2014)

Getzner, M., Jungmeier, M., Köstl, T., Weiglhofer, S. (2011), Fließstrecken der Mur – Ermittlung der Ökosystemleistungen – Endbericht, E.C.O. Institut für Ökologie, Klagenfurt

Gujer, W. (2007), Siedlungswasserwirtschaft, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York

Guzovic et al., Fakultät für Maschinenbau und Schiffbau, Universität Zagreb (Hrsg.) (2010), Strategien zur Unterstützung kleinmaßstäblicher Stromerzeugung aus Wasserkraft in Europa, Haas, R. (1992), Die Effizienz verbraucherseitiger Energiesparstrategien: Internationale Erfahrungen und Strategien für Österreich, Institut für Energiewirtschaft TU-Wien, Wien

Haas et al. (2011), Strategie zur Mobilisierung des Stromsparpotentials in Österreich, unter http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Poteta_Endbericht.pdf (18.2.2014)

Haberfellner, M. (2002), Liberalisierung und Regulierung des österreichischen Strommarktes, Working Paper der E-Control, Wien

Hampicke, U., Beckenbach, F. (Hrsg.) (1992), Neoklassik und Zeitpräferenz – der Diskontierungsnebel, Die ökologische Herausforderung für ökonomische Theorie, Metropolis Verlag, Marburg

Hanusch, H. (2011), Nutzen-Kosten-Analyse, 3. Auflage, Verlag Franz Fahlen, München

Harrison, M. (2010), Valuing the Future: the social discount rate in cost-benefit analysis, Visiting Researcher Paper, Productivity Commission, Canberra

Haybäck, R. (2012): Salzach-Hochwasserschutz, 2002 – 2022, unter https://www.stadt-salzburg.at/internet/wirtschaft_umwelt/wasser/hochwasserschutz_332587/salzach_hochwasserschutz_2002_2022_314951.htm (25.2.2014)

Haybäck, R. (2013): Hochwasser, 2.6.2013, unter http://www.stadt-salzburg.at/internet/wirtschaft_umwelt/wasser/hochwasserschutz_332587/hochwasser_2013/hochwasser_2_6_2013_382667.htm (26.2.2014)

Institut Siedlungswasserbau, Industrierewasserwirtschaft und Gewässerschutz (2009), Vorlesungsunterlagen Siedlungswasserwirtschaft und Gewässerschutz – Teil Wasserversorgung Enteisung/ Entmanganung, Universität für Bodenkultur, Wien

Kleinwasserkraftwerke in Europa: Handbuch der erforderlichen Verwaltungsverfahren, unter <http://www.energieagentur.co.at/pdfs/Handbuch%20Deutsch.pdf> (3.4.2014)

Krewitt, W., Schlomann, B. (2006), Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, unter http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/Studie_Externe-Kosten-der-Stromerzeugung-aus-erneuerbaren-Energien-im-Vergleich-zur-Stromerzeugung-aus-fossilen-Energietraegern.pdf (11.5.2014)

Kumar, P. (2010), The Economics of Ecosystems and Biodiversity Ecological and Economic Foundations, Earthscan, London/Washington

- Lebensministerium (2011), Energiestrategie Österreich, unter <http://www.lebensministerium.at/umwelt/energie-erneuerbar/Energiestrategie.html> (26.11.2013)
- Lebensministerium (2012), Rechtliche Grundlagen Ökostrom, unter <http://www.lebensministerium.at/umwelt/energie-erneuerbar/Oekostromgesetz.html> (5.11.2013)
- Lesch, K. (1990), Einsparungspotentiale für Österreich, Technischer Zwischenbericht Elektrische Energie, Österreichische Gesellschaft für Ökologie, Wien
- Loizl, R. (Hrsg.) et al. (2012), Hochwasserschutz Stadt Salzburg, unter https://www.stadt-salzburg.at/pdf/hochwasserschutz_stadt_salzburg.pdf (26.2.2014)
- Markiw, N.,G., Taylor, M., P. (2008), Grundzüge der Volkswirtschaftslehre – 4. Auflage, Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart
- Mayer, H., Sinn, G. (2009), Skriptum Einführung in die Physik, Universität für Bodenkultur, Wien
- Moidl, S., Hantsch, S., Nährer, U. (2009), Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen, St.Pölten
- Musgrave, R. A., Musgrave, P.B., Kullmer, L. (1994), Die öffentlichen Finanzen in Theorie und Praxis, Band 1, 6.Auflage, J.C.B. Mohr, Tübingen
- Nitsch et al. (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf (17.2.2014)
- Ökobüro - Koordinationsstelle österreichischer Umweltorganisationen (2013), INFOTEXT zum Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz, unter <http://www.oekobuero.at/oekobuero-informationstext-zum-uvp-gesetz> (12.11.2013)
- Österreichische Bundesforste AG (2012), Wald, unter <http://www.bundesforste.at/index.php?id=448> (20.3.2014)
- Österreichs Energie-Wirtschaft (o.J.a), Energierecht- Ein Überblick, unter <http://oesterreichsenergie.at/energiepolitik/gesetzliche-grundlagen/energierecht-ein-ueberblick.html> (5.11.2013)

- Österreichs Energie-Wirtschaft (o.J.b), Die Strommarktliberalisierung, unter <http://oesterreichsenergie.at/energiepolitik/gesetzliche-grundlagen/die-strommarktliberalisierung.html> (7.11.2013)
- ÖVGW- Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (o.J.), Wasser Glossar, unter <http://www.wasserwerk.at/home/alles-ueber-wasser/glossar/N> (18.3.2014)
- Paschotta, R. (o.J.), Volllaststunden, unter <http://www.energie-lexikon.info/volllaststunden.html> (14.2.2014)
- Peters, J., Torkler, F., Hempp, S., Hauswirth, M. (2009), Ist das Landschaftsbild "berechenbar"? Entwicklung einer GIS gestützten Landschaftsbildanalyse für die Region Uckermark-Barnim als Grundlage für die Ausweisung von Windeignungsgebieten, Naturschutz und Landschaftsplanung 41. Jg, 01/2009
- Pischinger R., Hausberger S., Rexeis M. (2003), Aktualisierung der Datengrundlagen zum Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs Österreich, unter http://www.hbefa.net/e/documents/Aktualisierung_Verkehr_HBEFA21_Austria_TeilA.pdf (5.2.2014)
- Quaschnig, V. (2013), Regenerative Energiesysteme–Technologie-Berechnung-Simulation, Hanser Verlag, München
- QZV Ökologie OG(2010), Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer, Stamfassung vom 29.3.2010
- RVS (2010), Nutzen-Kosten Untersuchungen im Verkehrswesen, Forschungsgesellschaft Straße Schiene Verkehr, Wien
- Salzburg AG (2008), Technischer Bericht zur Einreichung des Projekts KW Sohlstufe Lehen, unveröffentlicht, Salzburg
- Salzburg AG (2013a), Auskunft zu Windkraftanlagen, persönlicher Schriftverkehr vom 13.12.2013
- Salzburg AG (2013b), Information zu Gaskraftwerken, persönlicher Schriftverkehr vom 20.1.2014
- Salzburg AG (2013c), Kostenaufstellung des Kraftwerks, persönlicher Schriftverkehr vom 15.11.2013 und 13.12.2013
- Salzburg AG (2014a), Präsentation zur Anrainerinformation, persönlicher Schriftverkehr vom 14.3.2014

Salzburg AG (2014b), Spezifische Informationen zur Investition, persönlicher Schriftverkehr vom 3.2.2014

Salzburger Nachrichten (2013), Schadstoffe: Zu viel Dreck in Salzburgs Luft, unter <http://www.salzburg.com/nachrichten/salzburg/politik/sn/artikel/schadstoffe-zu-viel-dreck-in-salzburgs-luft-56572/> (11.5.2014)

Schönbäck, W., Kosz, M., Madreiter, T., Gfall, D. (1997), Nationalpark Donauauen: Kosten-Nutzen-Analyse, Springer Verlag, Wien

Siebert, H. (1978), Ökonomische Theorie der Umwelt, Mohr Verlag, Tübingen

Slb.LGBl (2013), Salzburger Landesgesetzblatt, 32. Gesetz, 20.3.2013

Slb.NSchG (1999), Salzburger Naturschutzgesetz, Stammfassung 1999, abgerufen am 15.11.2013

Slb.ROG (2009), Salzburger Raumordnungsgesetz, Stammfassung 2009, abgerufen am 15.11.2013

Stigler, H., Huber, C., Wulz, C., Todem, C. (2005), Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Graz

Süddeutscher Verlag (2012), Gefährliche Eindringlinge, unter <http://www.sueddeutsche.de/gesundheit/auswirkung-von-feinstaub-auf-die-gesundheit-gefaehrliche-eindringlinge-1.1470250> (5.4.2014)

SWWV- Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (2012), Heimfall und Neukonzessionierung von Wasserkraftwerken, unter http://www.swv.ch/Dokumente/Faktenblaetter-SWV-28Download-Ordner29/Faktenblatt-Heimfall-Wasserkraftanlagen_SWV-2012.pdf (3.4.2014)

Umweltbundesamt (Österreich), Umweltbundesamt (Deutschland), Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (2004), Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs : HBEFA, Infrac AG Verlag, Bern

Umweltbundesamt (o.J.a), Ökostrom, unter <http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/energie/erneuerbare/oekostrom/> (5.11.2013)

Umweltbundesamt (o.J.b), Wasserrahmenrichtlinie, unter <http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/wasser/wrrl/> (14.5.2014)

Umweltdachverband GmbH, Landesregierung NÖ- Abteilung für Naturschutz (o.J.),
Ökosystemleistungen, unter <http://www.vielfalt-2010-plus.at/de/themen-2.htm> (3.3.2014)

UVP-G (2000), Gesamte Rechtsvorschrift für Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz, Stammfassung
2000, abgerufen am 15.11.2013

WHG (1957), Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushaltes, Wasserhaushaltsgesetz, Stammfassung
1957, abgerufen am 3.4.2014

Wirtschaftskammer Österreich (2013), Wirtschaftslage und Prognose, unter
<http://wko.at/statistik/prognose/prognose.pdf> (3.2.2014)

Worch, B. (1996), Die Anwendung der Kosten-Nutzen-Analyse im Umweltbereich; Band 1 der
ökologischen Reihe, Dissertationsdruck DDD, Darmstadt

Wöbse, H., H. (2002), Landschaftsästhetik, über das Wesen, die Bedeutung und den Umgang mit
landschaftlicher Schönheit, Eugen Ulmer Verlag, Stuttgart

WRG (1959), Wasserrechtsgesetz, Stammfassung 1959, abgerufen am 3.4.2014

WRRL (2000), RICHTLINIE 2000/60/EG des europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung
eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der
Wasserpolitik, Stammfassung vom 23.10.2000

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Konsumentenrente	23
Abbildung 2: Klassifizierung der Projektwirkungen.....	28
Abbildung 3: Lage der Stadt Salzburg.....	30
Abbildung 4: Lage des Kraftwerks und der Sohlstufe im siedlungsstrukturellen Kontext	31
Abbildung 5: Visualisierung des Erholungsgebietes am Glanspitz	32
Abbildung 6: Kraftwerk mit Blick auf den Untersberg	32
Abbildung 7: Regelarbeitsvermögen des Kraftwerks über ein durchschnittliches Jahr hinweg	34
Abbildung 8: Darstellung eines GuD Kraftwerks	52
Abbildung 9: Entwicklung des Gaspreises in Österreich seit 2007 (indexiert).....	54
Abbildung 12: Abstrahierte Darstellung der Grenzkosten von Stromeinsparungen	61
Abbildung 11: Schiffbruch des Tourismusschiffes „Amadeus“ durch das Hochwasser 2002	70
Abbildung 12: Das Wasserkraftwerk Sohlstufe Lehen während des Hochwassers 2013	71
Abbildung 13: Hochwasserschutzmauer mit Blick in Richtung Lehener Brücke	73
Abbildung 14: Skizze der als Referenz verwendeten mobilen Hochwasserschutzelemente.....	74
Abbildung 15: Schemadarstellung der Maßnahme am rechten Salzachufer.....	80
Abbildung 16: Schemadarstellung der Maßnahme am linken Salzachufer	80
Abbildung 17: Kumulierte diskontierte Kosten der Erzeugungsvarianten.....	86
Abbildung 18: Gegenüberstellung der Saldi der Szenarien.....	90
Abbildung 19: Gesamtergebnis zur volkswirtschaftlich effizientesten Alternative (Szenario Stromsparen).....	91
Abbildung 20: Veränderung des Ergebnisses durch Variation der Diskontierungsrate.....	95
Abbildung 21: Veränderung des Ergebnisses durch eine geringere Kostenzuwachsrate	97
Abbildung 22: Kumulierte diskontierte Barwerte der Alternativen nach 60 Jahren Konsensdauer ...	103
Abbildung 23: Saldi der Erzeugungsalternativen nach 60 Jahren Konsensdauer	105
Abbildung 24: Saldi der Erzeugungsalternativen nach 60 Jahren Konsensdauer mit 3% Diskontierungsrate	106

Abbildungsquellen

BMLFUW (Hrsg.) et al. (1999), Hochwasserschutz mit Mobilelementen, unter

<http://www.lebensministerium.at/wasser/wasser->

[oesterreich/foerderungen/foerd_hochwasserschutz/rl_hws_mob_elemente.html](http://www.lebensministerium.at/wasser/wasser-oesterreich/foerderungen/foerd_hochwasserschutz/rl_hws_mob_elemente.html) (26.2.2014)

FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen, ÖVGW – Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (2013), Prinzip eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks,

unter [http://initiative-gas.at/fileadmin/content/Downloads/Pressegrafiken/RGB/PrinzipderGuD-](http://initiative-gas.at/fileadmin/content/Downloads/Pressegrafiken/RGB/PrinzipderGuD-01.jpg)

[01.jpg](http://initiative-gas.at/fileadmin/content/Downloads/Pressegrafiken/RGB/PrinzipderGuD-01.jpg) (13.2.2014)

Freiland Umweltconsulting Ziviltechniker GmbH (2013), Landschaftsgestaltung KW Sohlstufe Lehen,

unter <http://www.freiland.at/de/menu107/projekte180/> (13.11.2013)

Hettenbach, K. (2013), <http://www.b4bbaden-wuerttemberg.de/nachrichten/bw->

[bundesweit_artikel,-Erfolgreiche-Wasserkraftprojekte-von-Voith-in-Norwegen-und-Oesterreich-_arid,131073.html](http://www.b4bbaden-wuerttemberg.de/nachrichten/bw-bundesweit_artikel,-Erfolgreiche-Wasserkraftprojekte-von-Voith-in-Norwegen-und-Oesterreich-_arid,131073.html) (13.2.2014)

Markiw, N., G., Taylor, M., P. (2008), Grundzüge der Volkswirtschaftslehre – 4. Auflage, Schäffer-

Poeschel Verlag, Stuttgart

Österreichische Energieagentur (2014), Entwicklung des Österreichischen Gaspreisindex, unter

[http://www.energyagency.at/fakten-service/energie-in-zahlen/gaspreisindex/chart-](http://www.energyagency.at/fakten-service/energie-in-zahlen/gaspreisindex/chart-gaspreisindex.html)

[gaspreisindex.html](http://www.energyagency.at/fakten-service/energie-in-zahlen/gaspreisindex/chart-gaspreisindex.html) (6.4.2014)

Salzburg AG (2008), Technischer Bericht zur Einreichung des Projekts KW Sohlstufe Lehen,

unveröffentlicht, Salzburg

Salzburg AG (2014), Präsentation zur Anrainerinformation, persönlicher Schriftverkehr vom

14.3.2014

Salzburger Nachrichten (2013), Das Hochwasser in der Stadt Salzburg in Bildern, unter

[http://www.salzburg.com/nachrichten/salzburg/chronik/sn/artikel/das-hochwasser-in-der-stadt-](http://www.salzburg.com/nachrichten/salzburg/chronik/sn/artikel/das-hochwasser-in-der-stadt-salzburg-in-bildern-61313/)

[salzburg-in-bildern-61313/](http://www.salzburg.com/nachrichten/salzburg/chronik/sn/artikel/das-hochwasser-in-der-stadt-salzburg-in-bildern-61313/) (26.2.2014)

Stadtgemeinde Salzburg (2002), Hochwasser 2002, unter [https://www.stadt-](https://www.stadt-salzburg.at/jpg/hochwasser_2002_003635151.jpg)

[salzburg.at/jpg/hochwasser_2002_003635151.jpg](https://www.stadt-salzburg.at/jpg/hochwasser_2002_003635151.jpg) (26.2.2014)

Wikipedia (2013), Land Salzburg, unter http://de.wikipedia.org/wiki/Land_Salzburg (13.11.2013)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über ausgewählte Rechtsbereiche der Energiewirtschaft	4
Tabelle 2: Technische und wasserwirtschaftliche Daten des Kraftwerks	33
Tabelle 3: Allgemeine Daten zum KW Lehen	35
Tabelle 4: Investitionsvolumina und Abschreibungsdauer der Anlagenteile des KW Lehen	36
Tabelle 5: Betriebskosten von Wasserkraftwerken	36
Tabelle 6: Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks	37
Tabelle 7: Mengenaufstellung der berechnungsrelevanten Baustoffe für das KW Lehen	38
Tabelle 8: Spezifische Emissionen der Industriesparten	38
Tabelle 9: Kostenansätze für Schadstoffemissionen in der RVS	39
Tabelle 10: Transportleistung der Zu- und Ablieferung aller Baustoffe für das KW Lehen	40
Tabelle 11: Durchschnittliche Emissionen SNF	41
Tabelle 12: Externe Kosten der Errichtung sowie der Zu- und Ablieferung des KW Lehen	42
Tabelle 13: Allgemeine Daten zur Stromerzeugung aus einem Windrad	46
Tabelle 14: Investitionskosten von Windkraftanlagen.....	46
Tabelle 15: Betriebskosten für Windkraftanlagen	47
Tabelle 16: Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten von Windkraftanlagen	48
Tabelle 17: Mengenaufstellung der berechnungsrelevanten Baustoffe für Windkraftanlagen	48
Tabelle 18: Transportleistung der Zu- und Ablieferung aller Baustoffe für Windkraftanlagen	49
Tabelle 19: Externe Kosten der Windkraftanlagen	50
Tabelle 20: Technische Daten des Gaskraftwerks.....	53
Tabelle 21: Spezifische Investitionskosten für ein Gaskraftwerk.....	53
Tabelle 22: Betriebskosten eines Gaskraftwerks	54
Tabelle 23: Aufteilung der Investitions- und Betriebskosten des Gaskraftwerkes	55
Tabelle 24: Externe Kosten durch den Betrieb des Gaskraftwerkes	56
Tabelle 25: Stromverbrauch ausgewählter Haushaltsgeräte	62
Tabelle 26: Gegenüberstellung verschiedener Effizienzstufen von Haushaltsgeräten.....	63
Tabelle 27: Erschließungspotentiale der Stufe 1 und 2 sowie die Erschließungskosten in einem Haushalt.....	64
Tabelle 28: Gesamterschließungskosten der Stromsparpotentiale	65
Tabelle 29: Abschreibungsdauer und anfallende Kosten pro Kilowattstunde und Jahr der Haushaltsgeräte.....	66
Tabelle 30: Aufteilung der Kosten in Stromsparmaßnahmen.....	67
Tabelle 31: Eckdaten der Hochwasserschutzmauer.....	72

Tabelle 32: Kosten und Abschreibungsdauer der HW-Schutzmauer	73
Tabelle 33: Kosten der mobilen Hochwasserschutz Elemente (Preisbasis 1999)	74
Tabelle 34: Kostensätze für die Erholungsfunktion ausgewählter Landschaftstypen	83
Tabelle 35: Aufteilung der Nutzen und Kosten relevanter Ökosystemleistungen.....	84
Tabelle 36: Barwerte der Erzeugungsvarianten vom Endzeitpunkt der Betrachtung.....	85
Tabelle 37: Jährliche kumulierte diskontierte Kosten der Alternativen.....	85
Tabelle 38: Ergebnisgrößen der unterschiedlichen Szenarien	89
Tabelle 39: Veränderung zum Szenario Stromsparen durch Variation der Investitions- und Betriebskosten des Wasserkraftwerks	94
Tabelle 40: Veränderung des Ergebnisses unter Variation der administrativen Kosten	96
Tabelle 41: Veränderung des Ergebnisses durch Variation der CO2 Kosten.....	98
Tabelle 42: Konsensdauer in ausgewählten Ländern.....	102
Tabelle 43: Ergebnisgrößen der Erzeugungsalternativen nach unterschiedlicher Konsensdauer.....	104

Tabellenquellen

Christian et al., BMVIT (Hrsg.) (2010), Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich, unter http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/1113_zukunftsfahige_energieversorgung.pdf (20.2.2014)

Eberle, U., ÖKO-Institut e.V. (Hrsg.)(2007), Herde als Eco Top Ten- Produkte, unter http://ecotopten.de/download/EcoTopTen_Hintergrund_Kochen.pdf (20.2.2014)

Krewitt, W., Schlomann, B. (2006), Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, unter http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/Studie_Externe-Kosten-der-Stromerzeugung-aus-erneuerbaren-Energien-im-Vergleich-zur-Stromerzeugung-aus-fossilen-Energietraegern.pdf (11.5.2014)

Kumar, P. (2010), The Economics of Ecosystems and Biodiversity Ecological and Economic Foundations, Earthscan, London/Washington

Moidl, S., Hantsch, S., Nährer, U. (2009), Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen, St.Pölten

Nitsch et al. (2012), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf (17.2.2014)

Öko-Institut e.V., Verbraucherzentrale Rheinland Pfalz (Hrsg.) (2012), Energieverbrauch von Backofen und Herd, unter http://www.die-stromsparinitiative.de/fileadmin/dokumente/PDF/infoblatt_herd-ofen_druck.pdf.pdf (20.2.2014)

Österreichs Energie-Wirtschaft (o.J.), Energierecht- Ein Überblick, unter <http://oesterreichsenergie.at/energiepolitik/gesetzliche-grundlagen/energierecht-ein-ueberblick.html> (5.11.2013)

Putz, D. (2013), Ladekapazitäten von Lkw's für Baustoffe, persönliches Gespräch vom 18.12.2013

Quack, D., ÖKO-Institut e.V. (Hrsg.)(2013), Produktempfehlungen für sparende Haushaltsgeräte, unter <http://www.ecotopten.de/start.php> (20.2.2014)

RVS (2010), Nutzen-Kosten Untersuchungen im Verkehrswesen, Forschungsgesellschaft Straße Schiene Verkehr, Wien

Salzburg AG (2008), Technischer Bericht zur Einreichung des Projekts KW Sohlstufe Lehen, unveröffentlicht, Salzburg

Salzburg AG (2013a), Mengenaufstellung der Baustoffe, persönlicher Schriftverkehr vom 10.10.2013 und 25.10.2013

Salzburg AG (2013b), Information zur Menge von Baustoffen ausgewählter Windkraftanlagen, persönlicher Schriftverkehr vom 3.12.2013

Salzburg AG (2013c), Kostenaufstellung des Kraftwerks, persönlicher Schriftverkehr vom 15.11.2013 und 13.12.2013

Salzburg AG (2013d), Information zu Gaskraftwerken, persönlicher Schriftverkehr vom 20.1.2014

Salzburg AG (2014), Auskunft zur Hochwasserschutzmauer, persönlicher Schriftverkehr vom 22.1.2014

Schönböck, W., Kosz, M., Madreiter, T., Gfall, D. (1997), Nationalpark Donauauen: Kosten-Nutzen-Analyse, Springer Verlag, Wien

Statistik Austria (2013a), NAMEA (National Accounting Matrix including Environmental Accounts) Datenbank, unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/index.html (15.10.2013)

Statistik Austria (2013b), Durchschnittlicher Stromverbrauch der Haushalte 2012 nach Verbrauchskategorien, unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/071028.html (24.2.2014)

Umweltbundesamt (Österreich), Umweltbundesamt (Deutschland), Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (2004), Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs : HBEFA, Infrac AG Verlag, Bern

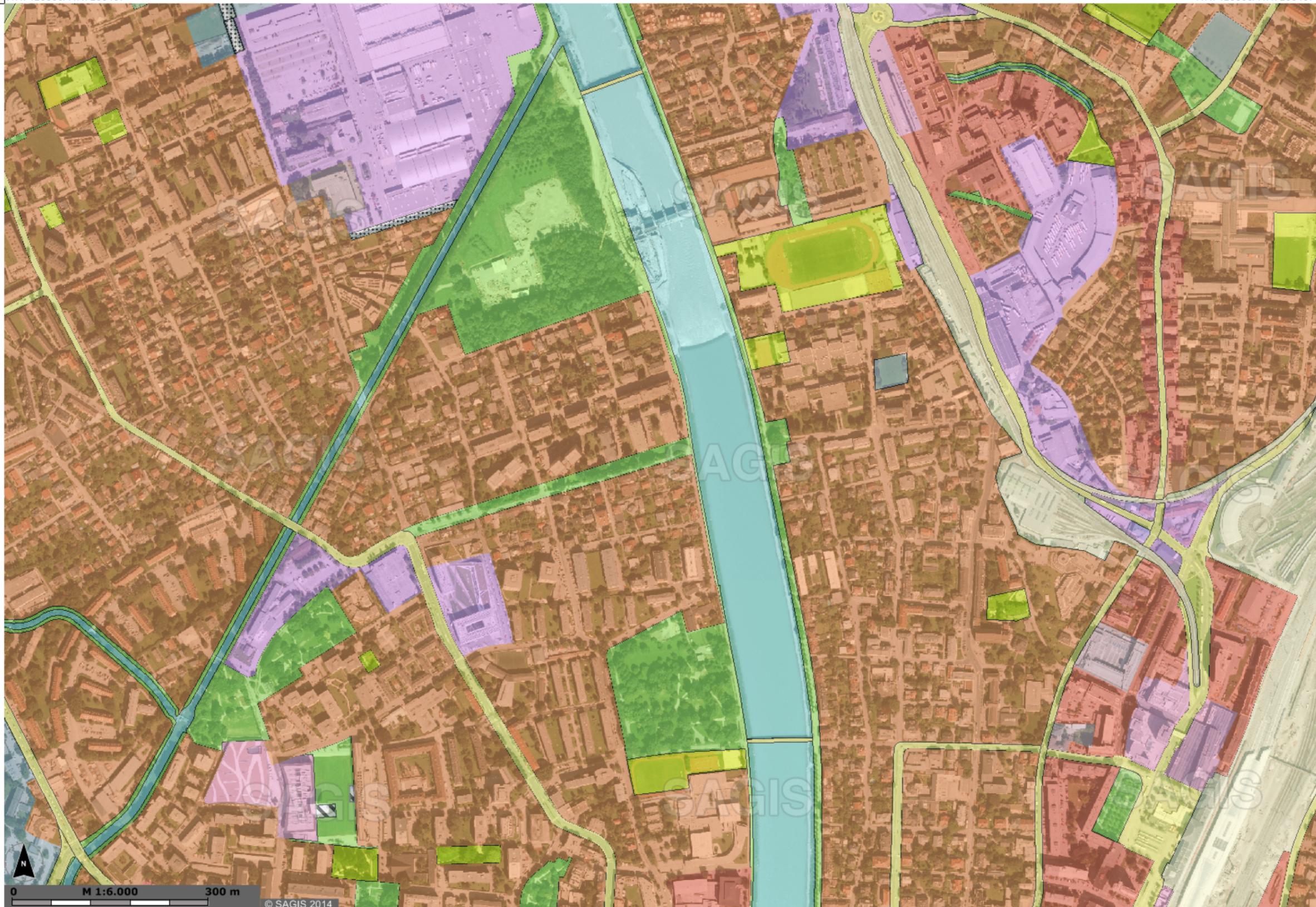
Anhang

RW: 426655/ HW: 298467

RW: 428659/ HW: 298467

Legende

- Raumerdung**
Alle Widmungen
- Reine Wohngebiete
 - Erweiterte Wohngebiete
 - Kerngebiete
 - Ländliche Kerngebiete
 - Dorfgebiete
 - Betriebsgebiete
 - Gewerbegebiete
 - Industriegebiete
 - Zweitwohngebiete
 - Gebiete für Handelsgroßbetriebe
 - Gebiete für Beherbergungsgroßbetriebe
 - Sonderflächen
 - Wichtige Verkehrsflächen der Gemeinde
 - Bundes- und Landesstraßen
 - Sonstige Straßen überörtlicher Bedeutung
 - Verkehrsfläche - Parkplätze
 - Eisenbahnen und deren Betriebsanlagen
 - Flugplätze
 - Ländliche Gebiete
 - Kleingartenbetriebe
 - Erholungsgebiete
 - Campingplätze
 - Gebiete für Sportanlagen, Spielplätze, Freibäder
 - Bestehende und rechtlich gesicherte Skiplisten
 - Materialgewinnungsstätten
 - Gebiete für Friedhöfe
 - Größere Gewässer
 - Odland
 - Immissionsschutzstreifen
 - Freiflächen zur Gliederung des Baulandes
 - Lagerplätze
 - Ablagerungsplätze
 - Sonstige nicht als Bauland oder Verkehrsflächen ausgewiesenen Gebiete
 - Festlegungen für übereinanderliegende Ebenen
 - Aufhebung von Nutzungsarten im FWP



Verwendung:
 Bearbeiter: Bernhard Felber
 Karte erstellt am: 15.05.2014
 Koordinatensystem: BMN MB1
 Quellen: SAGIS, LFRZ, BEV

Salzburger Geographisches InformationsSystem
 Michael-Pacher-Strasse 36
 A-5020 Salzburg
 Tel. +43 662-8042-4676
 Fax +43 662-8042-4198
 sagis@salzburg.gv.at



0 M 1:6.000 300 m

© SAGIS 2014

RW: 426655/ HW: 297085

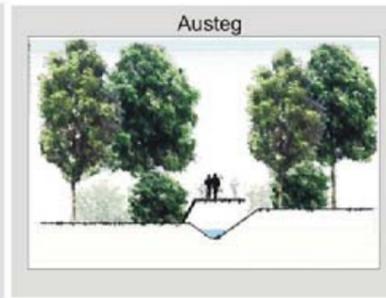
RW: 428659/ HW: 297085

Anhang 2 - Geplante Gestaltung des Erholungsgebiets am Glanspitz

Der Umgehungsbach ist Spiel- und Erlebnisraum



Aufwertung des Glankanals als Gewässerlebensraum



RW: 426632/ HW: 298472

RW: 428636/ HW: 298472

Legende

- Wasser**
Wärmenutzung, Kühlwasser
 ● Wärmenutzung, Kühlwasser
 ● Gewässerwärmenutzung
 ● Grundwasserwärmenutzung
 ● Kühlwasseranlage



Verwendung:
 Bearbeiter: Bernhard Felber
 Karte erstellt am: 15.05.2014
 Koordinatensystem: BMN MB1
 Quellen: SAGIS, LFRZ, BEV

Salzburger Geographisches InformationsSystem
 Michael-Pacher-Strasse 36
 A-5020 Salzburg
 Tel. +43 662-8042-4676
 Fax +43 662-8042-4198
 sagis@salzburg.gv.at



0 300 m M 1:6.000

© SAGIS 2014

RW: 426632/ HW: 297090

RW: 428636/ HW: 297090

